ERSE
ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

RELATÓRIO ANUAL SOBRE OS MERCADOS DE ELETRICIDADE E DE GÁS NATURAL EM 2022

PORTUGAL

julho 2023

PT

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

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

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 8
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 16
3.1.1.3 Medidas de salvaguarda 23
3.1.1.4 Produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração 24
3.1.1.5 Desenvolvimentos regulamentares 29
3.1.2 Tarifas de acesso às redes e custos de ligação 36
3.1.3 Gestão das interligações, ações de balanço transfronteiriço e acoplamento de mercados 48
3.1.4 Investimentos nas redes de eletricidade 67
3.1.5 Concessões de distribuição em BT 69
3.2 Promoção da concorrência 70
3.2.1 Mercado grossista 70
3.2.1.1 Monitorização do nível de preços, do nível de transparência e do nível e eficácia da abertura de mercado e concorrência 71
3.2.2 Mercado retalhista 97
3.2.2.1 Monitorização do nível de preços, do nível de transparência e do nível e eficácia da abertura de mercado e concorrência 98
3.2.2.2 Recomendações sobre preços de fornecimento, investigações e medidas para promover a concorrência efetiva 114
3.3 Segurança de abastecimento 120
3.3.1 Monitorização do balanço entre oferta e procura 124
3.3.2 Monitorização dos investimentos em produção 129
4 MERCADO DO GÁS NATURAL 131
4.1 Regulação das redes 131
4.1.1 Funcionamento técnico 131
4.1.1.1 Balanço 131
4.1.1.2 Acesso às infraestruturas de armazenamento e serviços de flexibilidade de *linepack* 133
4.1.1.3 Qualidade de serviço técnica 137
4.1.1.4 Desenvolvimentos Regulamentares 139
4.1.2 Tarifas de acesso às redes e das infraestruturas e custos de ligação 143
4.1.3 Mecanismos de resolução de congestionamentos e atribuição da capacidade disponível nas interligações 153

4.2 Promoção da concorrência 162
4.2.1 Mercado grossista 162
4.2.1.1 Monitorização do nível de preços, do nível de transparência e do nível de eficácia da abertura de mercado e concorrência 162
4.2.2 Mercado retalhista 173
4.2.2.1 Monitorização do nível de preços, do nível de transparência e do nível de eficácia da abertura de mercado e concorrência 174
4.2.2.2 Recomendações sobre preços de fornecimento, investigações e medidas para promover uma concorrência eficaz 188
4.3 Segurança de abastecimento 192
4.3.1 Evoluções previstas da procura e da oferta 195
4.3.2 Medidas para garantia de abastecimento 196
5 PROTEÇÃO DOS CONSUMIDORES E GESTÃO DA CONFLITUALIDADE 199
5.1 Proteção dos consumidores 199
5.2 Gestão da conflitualidade 203
6 OBSERVÂNCIA DAS DISPOSIÇÕES LEGAIS NO ÂMBITO DAS COMPETÊNCIAS DA ERSE 207
6.1 Certificação dos operadores das redes de transporte 207
6.2 Desenvolvimentos legislativos 208
6.3 Regime Sancionatório 212
6.4 Mobilidade elétrica 214
ANEXOS 217
I. Lista de siglas e acrónimos 217
II. Lista de diplomas legais 221
A. Legislação nacional 221
B. Legislação comunitária 237
III. Indicadores de continuidade de serviço técnica (aplicáveis ao setor elétrico) 241

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, 2022 10

Figura 3-2 – Repartição dos custos do mercado de serviços de sistema, 2022 11

Figura 3-3 – Evolução dos desvios (MWh), 2022 12

Figura 3-4 - Mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição 13

Figura 3-5 - Evolução das perdas verificadas nas redes de distribuição no seu referencial de saída....14

Figura 3-6 - Evolução dos montantes associados à aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição 15

Figura 3-7 - Evolução dos indicadores gerais de continuidade de serviço na rede de transporte, em Portugal continental 18

Figura 3-8 - Evolução dos indicadores gerais de continuidade de serviço nas redes de distribuição, em Portugal continental 18

Figura 3-9 - Evolução dos indicadores gerais de continuidade de serviço nas redes de distribuição, na RAA 20

Figura 3-10 - Evolução dos indicadores gerais de continuidade de serviço nas redes de distribuição, na RAM 21

Figura 3-11 – Potência instalada da produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração, 2018 a 2022....26

Figura 3-12 –Produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração, 2018 a 2022....27

Figura 3-13 - Evolução da potência instalada e do número de UPAC....28

Figura 3-14 – Preço médio das tarifas de acesso às redes em 2022, por atividade....42

Figura 3-15 – Estrutura do preço médio de acesso às redes por atividade regulada para cada nível de tensão, em 2022 42

Figura 3-16 – Utilização da capacidade de interligação Portugal-Espanha, 2009 a 2022 52

Figura 3-17 - Evolução do *spread* e prémio verificados em 2022 59

Figura 3-18 – Reserva de reposição ativada na plataforma TERRE de 2020 a 2022 63

Figura 3-19 - Evolução do n.º de contadores inteligentes instalados e do n.º de instalações integradas em rede inteligente, 2018 a 2022 68

Figura 3-20 – Evolução do preço médio anual em mercado *spot* e separação de mercados, 2018 a 2022....72

Figura 3-21 – Volatilidade do preço *spot*, 2018 a 2022 74

Figura 3-22 – Preço em mercado *spot* e tempo de separação de mercados, 2021 e 2022....74

Figura 3-23 – Volume negociado no mercado intradiário contínuo, 2018 a 2022 75

Figura 3-24 –Evolução do peso do volume negociado em mercado intradiário contínuo relativamente ao volume negociado em mercado diário, 2018 a 2022 76

Figura 3-25 – Preço médio ponderado em mercado intradiário contínuo, 2018 a 2022....77

Figura 3-26 – Evolução do preço médio de negociação do contrato de futuro anual (entrega em Portugal e em Espanha), 2018 a 2023 78

Figura 3-27 – Evolução do preço médio de negociação do contrato de futuro mensal (entrega em Portugal), 2021 e 2022 79

Figura 3-28 – Repartição de volumes de oferta de energia entre mercados, 2020 a 2022 81

Figura 3-29 – Procura em mercado *spot* e consumo global mensal, 2020 a 2022 83

Figura 3-30 – Volumes no mercado a prazo do MIBEL, 2018 a 2022 84

Figura 3-31 – Comunicação de factos relevantes, 2022 86

Figura 3-32 – Caracterização do parque electroprodutor em Portugal continental (por agente e capacidade instalada), 2018 a 2022 87

Figura 3-33 – Quotas de capacidade instalada por agente nas diferentes tecnologias, 2018 a 2022 88

Figura 3-34 – Concentração em termos de capacidade instalada, 2018 a 2022 89

Figura 3-35 – Quotas de energia produzida por agente, 2018 a 2022 90

Figura 3-36 – Quotas de energia produzida por agente nas diferentes tecnologias, 2018 a 2022 91

Figura 3-37 – Concentração em termos de produção de energia elétrica, 2018 a 2022 92

Figura 3-38 – Evolução dos preços médios da eletricidade para os consumidores domésticos (com IVA, taxas e outros impostos) e não domésticos (sem IVA) 99

Figura 3-39 – Faturação mensal da oferta de eletricidade mais competitiva para o consumidor tipo 2 em 2022 101

Figura 3-40 – Faturação mensal da oferta dual mais competitiva para o consumidor tipo 2 em 2022 101

Figura 3-41 – Repartição do consumo e do número de clientes entre mercado regulado e mercado liberalizado, 2018 a 2022 106

Figura 3-42 – Evolução do mercado liberalizado em Portugal continental, 2018 a 2022 108

Figura 3-43 – Penetração do mercado liberalizado por segmento de clientes, 2018 a 2022 109

Figura 3-44 – Evolução da concentração do mercado em número de clientes e consumo, 2018 a 2022 (HHI) 110

Figura 3-45 – Estrutura dos fornecimentos no mercado liberalizado por comercializador, em consumo, 2018 a 2022 111

Figura 3-46 – Número de clientes abrangidos pela Tarifa Social, no setor elétrico, 2018 a 2022 112

Figura 3-47 – Mudança de comercializador, 2018 a 2022 113

Figura 4-1 – Quantidade de energia e preços médios resultantes de ações de compensação, através de compra e venda de produtos em mercado, em 2022 132

Figura 4-2 – Preços de desequilíbrio na área de balanço portuguesa, em 2022 133

Figura 4-3 – Atribuição de capacidade no armazenamento subterrâneo, por produto 135

Figura 4-4 – Atribuição de capacidade no armazenamento comercial do terminal de GNL, por produto 136

Figura 4-5 – Atribuição de capacidade na regaseificação do terminal de GNL, por produto 137

Figura 4-6 – Níveis de *stock* nas instalações de armazenamento subterrâneo em Portugal 141

Figura 4-7 – Decomposição do preço médio das tarifas de acesso às redes, no ano gás 2022-2023...148

Figura 4-8 – Estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes, no ano gás 2022-2023 149

Figura 4-9 – Percentagem mensal de dias com oferta de capacidade firme no VIP Ibérico pelo mecanismo de sobrerreserva e resgate, em 2021 e 2022 156

Figura 4-10 – Atribuição de capacidade na interligação (VIP Ibérico), por produto *bundled* ou *unbundled* 157

Figura 4-11 – Capacidade contratada e nomeações no VIP Ibérico em 2021 e 2022 (importação) 158

Figura 4-12 – Capacidade contratada e nomeações no VIP Ibérico em 2021 e 2022 (exportação).....158

Figura 4-13 - Repartição das injeções na RNTG por infraestrutura, 2018 a 2022 165

Figura 4-14 – Evolução dos volumes do saldo importador de gás natural, 2018 a 2022 165

Figura 4-15 – Origem do gás natural importado, 2018 a 2022 166

Figura 4-16 – Entradas na RNTG (TGNL+VIP), 2018 a 2022 167

Figura 4-17 – Índices de concentração nas entradas na RNTG (TGNL+VIP), 2018 a 2022 168

Figura 4-18 – Utilização do armazenamento subterrâneo, 2018 a 2022.....169

Figura 4-19 – Trocas no TGNL, 2021 e 2022 170

Figura 4-20 - Trocas no AS, 2021 e 2022 171

Figura 4-21 – Trocas no VTP, 2021 e 2022.....172

Figura 4-22 – Trocas no VTP em quantidades, 2021 e 2022.....173

Figura 4-23 – Evolução dos preços médios de gás natural para os consumidores domésticos (com IVA, taxas e outros impostos) e não domésticos (sem IVA) 175

Figura 4-24 – Faturação mensal das ofertas de gás natural mais competitivas para o consumidor tipo 2, em 2022.....177

Figura 4-25 – Faturação mensal das ofertas duais mais competitivas para o consumidor tipo 2, em 2022.....177

Figura 4-26 – Penetração do mercado liberalizado por ORD e ORT (total do consumo em energia, excluindo centros electroprodutores), 2022 180

Figura 4-27 – Repartição do consumo e número de clientes entre mercado regulado e mercado liberalizado, 2018 a 2022.....181

Figura 4-28 – Evolução do mercado liberalizado em Portugal continental, 2018 a 2022.....182

Figura 4-29 – Penetração do mercado liberalizado por segmento de clientes, 2018 a 2022 183

Figura 4-30 – Número de clientes abrangidos pela tarifa social, no setor do gás natural, 2018 a 2022 184

Figura 4-31 – Evolução da concentração do mercado em número de clientes e consumo, 2018 a 2022 (HHI).....185

Figura 4-32 – Estrutura dos fornecimentos no mercado liberalizado por comercializador, em consumo, 2018 a 2022.....186

Figura 4-33 – Quotas de mercado dos comercializadores em regime de mercado por rede de distribuição, 2022 187

Figura 4-34 – Mudança de comercializador em número de clientes, 2018 a 2022 188

Figura 4-35 – Evolução da oferta de capacidade no SNG, consumo médio diário e pontas de consumo, 2010 a 2022.....193

Figura 4-36 – Previsões para a evolução da oferta de capacidade no SNG, consumo médio diário e pontas de consumo, 2023 a 2027.....196

Figura 6-1 – Número de utilizadores da rede de mobilidade elétrica, em 2022.....215

Figura 6-2 – Número de carregamentos na rede de mobilidade elétrica, em 2022 216

Figura 6-3 – Energia carregada na rede de mobilidade elétrica, em 2022 216

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 3-1 - Parâmetros do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição para o período regulatório 2018-2020 e 2021 14

Quadro 3-2 - Aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição no período regulatório 2018-2020 e 2021....15

Quadro 3-3 – Indicadores gerais de continuidade de serviço em Portugal continental, 2022 17

Quadro 3-4 – Indicadores gerais de continuidade de serviço na RAA, 2022 19

Quadro 3-5 – Indicadores gerais de continuidade de serviço na RAM, 2022 20

Quadro 3-6 - Estrutura das tarifas de acesso às redes de energia elétrica 38

Quadro 3-7 – Tarifas de acesso às redes para 2022 41

Quadro 3-8 – Evolução mensal das rendas de congestionamento, 2022 51

Quadro 3-9 – Leilões de atribuição financeira de capacidade na interligação Portugal-Espanha para entrega em 2022....58

Quadro 3-10 – Liquidação anual dos leilões de atribuição financeira de capacidade para entrega em 2022 59

Quadro 3-11 – Estatística relativa ao TERRE, 2022 62

Quadro 3-12– Défice tarifário, 2022 120

Quadro 3-13 – Margem de capacidade do SEN 124

Quadro 3-14 – Abastecimento do consumo 125

Quadro 3-15 - Evolução do consumo por nível de tensão 125

Quadro 3-16 – Repartição da produção por fonte de energia, 2021 e 2022 126

Quadro 3-17 – Potência máxima anual, 2018 a 2022 127

Quadro 3-18 – Potência instalada do parque electroprodutor....128

Quadro 3-19 - Extensão das redes de transporte e de distribuição....129

Quadro 3-20 – Evolução prevista para as energias renováveis em 2023, 2025 e 2030 130

Quadro 4-1 – Estrutura das tarifas que compõem as tarifas de acesso às redes de gás natural 146

Quadro 4-2 – Estrutura das tarifas das infraestruturas de gás natural 146

Quadro 4-3 – Evolução tarifária das infraestruturas em alta pressão, do uso das redes, do uso global do sistema e do operador logístico de mudança de comercializador, para o ano gás 2022-2023....147

Quadro 4-4 – Evolução tarifária do acesso às redes para o ano gás 2022-2023, por tipologia de clientes em cada nível de pressão 148

Quadro 4-5 – Evolução do consumo anual de gás natural verificada entre 2018 e 2022 194

Quadro 4-6 – Indicadores das infraestruturas e dos operadores das redes do SNG entre 2018 e 2022 195

1 NOTA DE ABERTURA

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) tem por atribuições 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 disposto na Diretiva 2019/944[1] do Parlamento Europeu e do Conselho de 5 de junho de 2019 relativamente a regras comuns para o mercado interno da eletricidade e que altera a Diretiva 2012/27/EU e na Diretiva 2009/73/CE alterada pela Diretiva (UE) 2019/692[2] do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril de 2019 que estabelece regras comuns para o mercado interno do gás natural, prevê 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.

Nesse sentido, o presente relatório é remetido pela ERSE, igualmente, ao membro do Governo responsável pela área da energia, à Assembleia da República, à Comissão Europeia e à ACER, e ainda publicado no site.

O relatório segue a estrutura de reporte proposta a nível europeu e apresenta os principais desenvolvimentos dos mercados de eletricidade e gás natural em Portugal em 2022, 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.

Os dados estatísticos e informação apresentados no relatório incidem, essencialmente, no ano de 2022, o qual foi ainda marcado pela crise energética, com impacto significativo na sociedade e, como tal, na regulação e nos mercados.

O relatório abrange, no caso do setor elétrico e sempre que aplicável, quer Portugal continental, quer as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, enquanto para o setor do gás natural apenas se inclui Portugal continental, uma vez que na Região Autónoma do Açores o gás natural ainda não foi introduzido,

[1] Transposta para o direito nacional através do Decreto-Lei n.º 101-D/2020 de 7 de dezembro (Estabelece os requisitos aplicáveis a edifícios para a melhoria do seu desempenho energético e regula o Sistema de Certificação Energética de Edifícios); pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

[2] Transposta para o direito nacional através do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto.

e na Região Autónoma da Madeira é utilizado exclusivamente como combustível para a produção de eletricidade.

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

2.1 AVALIAÇÃO DO DESENVOLVIMENTO E REGULAÇÃO DO MERCADO

Produção e consumo de energia

O ano de 2022 ainda foi marcado pelos efeitos da crise energética que já vinha a sentir-se desde o final do ano de 2021. Contudo, após um ano de 2021 marcado por diversas restrições associadas à pandemia da COVID-19, com impacto negativo no consumo, 2022 teve um aumento do consumo médio anualizado de eletricidade, de 0,9%. No caso do gás natural, verificou-se, muito por força da escalada de preços do gás natural em 2022, uma descida do consumo anualizado, de cerca de 15,5%, em dezembro de 2022, face a dezembro de 2021. A maior contribuição para a queda do consumo de gás natural foi dada pelos grandes consumidores industriais em alta pressão (com uma redução na ordem dos 18,5%, em dezembro de 2022, comparativamente com dezembro de 2021).

Na produção de eletricidade, o ano hidrológico foi seco (índice de produtibilidade hidroelétrica anual de 0,63), refletindo-se na produção hídrica. O índice de produtibilidade eólica diminuiu face ao ano anterior para 0,99, verificando-se um acréscimo de 1,3% na potência instalada. A satisfação do consumo por produção renovável passou de 72% em 2021, para 63% em 2022, na sequência da hidraulicidade desfavorável.

Em 2022, verifica-se o contributo significativo das centrais de ciclo combinado a gás natural, substituindo as centrais térmicas a carvão que foram descomissionadas em 2021. Por seu lado, o saldo importador elétrico cresceu de 4,58 TWh em 2021 para 9,83 TWh em 2022.

A potência instalada na produção aumentou face a 2021, devido ao complexo hídrico do Tâmega, sendo que a restante produção renovável também continuou a aumentar a potência instalada, com destaque para a potência solar fotovoltaica com mais 607 MW (incremento de 55%, não considerando o autoconsumo) mas também a energia eólica com mais 78 MW (mais 1%).

Fontes de energia renováveis

A potência total instalada em produção renovável aumentou, em 2022, 11%, resultado sobretudo da nova potência solar fotovoltaica e do complexo hídrico do Tâmega. Os recentes leilões de reserva de potência

de ligação à rede, focados na tecnologia solar fotovoltaica, apontam para a continuação desta tendência nos próximos anos.

Adicionalmente, e no contexto do mais recente quadro legislativo do setor elétrico, aprovado em janeiro de 2022, os produtores de energias renováveis manifestam grande interesse por projetos de tecnologia híbrida, quer nos sítios com produção renovável já instalada, quer em novos projetos.

A produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis face ao ano anterior aumentou 3%. As centrais hidroelétricas contribuíram para o abastecimento de 27% do consumo[3]. A produção eólica representou 26% do consumo, tendo a restante produção renovável mantido uma quota equivalente à do ano anterior.

Mercados grossistas de eletricidade e de gás natural

Ao nível do mercado grossista, o setor elétrico registou a entrada de um novo agente de mercado produtor- Iberdrola - detentor de ativos de geração hídricos no Alto Tâmega, correspondentes a 2 centros electroprodutores (Daivões e Gouvães), com uma potência total instalada de cerca de 998 MW e 880 MW em bombagem.

Verificou-se assim, um aumento da produção instalada, apontando para uma maior concorrência e descarbonização do setor elétrico.

O grau de integração do mercado ibérico manteve-se muito elevado, podendo considerar-se que os preços estão praticamente acoplados, mesmo tendo em conta as diversas circunstâncias associadas à reduzida hidraulicidade ou de aumento dos preços das *commodities* com impacte na formação do preço grossista de eletricidade.

No que respeita ao gás natural, 2022 foi o primeiro ano completo de funcionamento da negociação de produtos com entrega no VTP – *Virtual Trading Point*, na plataforma MIBGAS. A liquidez da negociação destes produtos nesta plataforma foi de cerca de 57 GWh[4], bastante abaixo dos 431 GWh registados no ano anterior, e que resultaram, em grande medida, do programa de aquisição de 390 GWh de gás de enchimento em mercado organizado, por parte do gestor técnico global (GTG).

[3] Incluindo bombagem.

[4] O que corresponde a aproximadamente 0,1% da procura na RNTGN e a 0,6% de todas as trocas entre agentes no VTP.

As trocas em mercado grossista continuam a privilegiar os intercâmbios bilaterais entre agentes de mercado, sendo o mercado organizado utilizados para alguns ajustes pontuais de quantidades.

Mercados retalhistas de eletricidade e de 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, em número de clientes, foi de 16%, na eletricidade, e de 23% no gás natural. No caso do gás natural, este ritmo de mudança representou uma subida na ordem dos 8 p.p. face a 2021.

Em 2022, no setor elétrico, cerca de 94% do consumo e 85% dos clientes foram abastecidos por um comercializador em regime de mercado, enquanto no setor do gás natural, esses valores são de cerca de 97% do consumo e 76% dos clientes. A descida do peso do número de clientes no mercado liberalizado do gás natural, face a 2021, que era de 85%, deveu-se, sobretudo, à possibilidade de regresso dos clientes com consumo até 10.000 m^3/ano ao regime das tarifas reguladas, prevista pelo Decreto-Lei 57-B/2022, de 6 de setembro.

No mercado de eletricidade, no final de 2022, estavam presentes 33 comercializadores em regime de mercado, dos quais 31 estavam a fornecer clientes domésticos e pequenas empresas (com potências até 41,4 kVA). Relativamente a 2021, registou-se a saída de 2 comercializadores de eletricidade do mercado livre e a entrada de igual número de comercializadores. No mercado de gás natural, estavam presentes 20 comercializadores em regime de mercado, 19 dos quais se encontravam a fornecer clientes com consumos inferiores ou iguais a 500 m^3/ano.[5]

Desde 2018, vigora uma medida legislativa que permite aos clientes domésticos de eletricidade no mercado livre optarem pelo regime equiparado ao das tarifas transitórias ou reguladas, praticado por comercializadores em mercado, ou, caso o seu comercializador não participe neste regime, optarem por celebrar contrato com o comercializador de último recurso (CUR). Esta medida, em conjunto com a aplicação do fornecimento supletivo, permitiu o regresso de aproximadamente 100 mil consumidores ao CUR, tendo o regresso ao mercado regulado em 2022 correspondido a perto de 20% do consumo associado a mudanças de comercializador no mercado liberalizado. Desde a publicação do Decreto-Lei 57-B/2022, de

[5] O número de comercializadores apresentado é referente aos comercializadores com clientes na sua carteira. Os comercializadores de eletricidade com Contrato de Uso de Redes (critério usado no boletim do Mercado Liberalizado da ERSE) eram, em dezembro de 2022, 31 na eletricidade e 20 no gás natural.

6 de setembro, que permitiu aos consumidores de menor dimensão do setor do gás natural a possibilidade de regresso ao regime das tarifas reguladas, cerca de 150 mil clientes regressaram ao CUR, em 2022. Em termos de consumo, estes regressos ao CUR correspondem a mais de 26% do consumo de mudança dentro do mercado liberalizado, no período compreendido entre setembro e dezembro de 2022.

De assinalar, ainda, que cerca de 12,5% dos consumidores de eletricidade e 3,5% dos consumidores de gás natural em Portugal continental estão abrangidos pelo regime da tarifa social, que atribui um desconto que se reflete no preço final, transversal a todos os comercializadores.

Preços de eletricidade e de gás natural

Os preços grossistas de eletricidade e de gás natural aumentaram significativamente durante 2022 face a 2021 (+50% no preço de eletricidade e cerca de +461% no preço do gás natural).

No setor elétrico, em 2022, as tarifas reguladas de acesso às redes apresentaram uma variação tarifária médio de 83,3% face a 2021, como resposta ao enorme aumento dos preços de energia elétrica verificado nos mercados grossistas. No que respeita a decisões tarifárias, é de registar a fixação excecional de tarifas, que teve por consequência a aprovação de preços de tarifas de Acesso às Redes distintos, que vigoraram de janeiro a junho e de julho a dezembro, bem como as duas atualizações do preço da energia aplicável aos clientes do CUR, atualizando os respetivos preços em alta (+5 EUR/MWh, em cada vez), em resultado do funcionamento do mecanismo previsto no Regulamento Tarifário (RT) que visa a correção de desvios de previsão do custo da energia do CUR.

No gás natural verificaram-se variações das tarifas reguladas de acesso às redes entre -47,2% e 2,8%, consoante os níveis de pressão e tipo de consumidor. De referir que, também no setor do gás, se registaram duas atualizações do preço de energia aplicáveis aos clientes do CUR retalhistas, atualizando a tarifa de energia em alta (+2 EUR/MWh, em cada vez), com efeitos a partir de 1 de abril de 2022 e 1 de julho de 2022, respetivamente.

Outros desenvolvimentos relevantes no mercado

O ano de 2022 continuou a ser marcado pelo agravamento de preços nos mercados grossistas de eletricidade e de gás natural, o que obrigou o regulador a dar uma resposta adequada aos desafios que surgiram.

Neste sentido, de forma a mitigar os efeitos da crise energética, a ERSE aprovou e publicou diversos instrumentos regulatórios relativos às condições de prestação dos serviços de fornecimento de energia enquanto serviços públicos essenciais aos consumidores, identificados no ponto 6.2 deste documento.

De entre as medidas decretadas para proteção dos consumidores, destaca-se a legislação aprovada pelo Governo relativa à possibilidade de os clientes de gás natural com consumo anual inferior a 10 000 m^3 optarem por serem fornecidos por um comercializador de último recurso.

Até 31 de março de 2022 estiveram ainda em vigor medidas implementadas no âmbito da Covid-19, nomeadamente a proibição de interrupção do fornecimento e a obrigação dos comercializadores proporcionarem o pagamento fracionado aos clientes afetados pela pandemia que se encontrassem em situação de desemprego, com quebra de rendimentos do agregado familiar igual ou superior a 20% ou infetados pelo COVID-19, e a possibilidade de fracionamento do pagamento das faturas de eletricidade e/ou de gás natural para os restantes clientes, através da disponibilização de planos de pagamento na sequência de valores não liquidados, a implementar por solicitação do cliente ao seu comercializador.

Um dos marcos do ano de 2022 foi o atingir do limiar de 50% de instalações de baixa tensão normal (BTN) integradas em rede inteligente. No final do 2022, havia cerca de 72% das instalações com contador inteligente instalado (cerca de 4,6 milhões) e cerca de 54% das instalações integradas em rede inteligente (cerca de 3,4 milhões), com acesso à totalidade dos serviços inteligentes definidos pela ERSE. Em 2022 foi ainda aprovado pelo Governo[6] o cronograma de *rollout* dos contadores inteligentes e respetiva instalação em rede inteligente, que deverá estar concluído, em Portugal Continental, até ao final de 2024.

A nível regulamentar, destaca-se a revisão do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema (MPGGS) que adotou a metodologia harmonizada de tratamento de desvios de eletricidade, segundo a metodologia aprovada pela ACER. A alteração do MPGGS também promoveu a igualdade de acesso à participação no mercado de serviços de sistema pelas instalações de consumo e de armazenamento, como passo inicial para a sua concretização de detalhe a curto prazo.

O contexto legislativo que enquadra o Manual de Procedimentos da EEGO foi, desde a sua aprovação e publicação, registando alterações significativas ao nível, designadamente, da extensão da atividade da EEGO à emissão de GO para a produção de gases de origem renovável e de gases de baixo teor de carbono. Assim, entendeu a ERSE lançar uma discussão abrangente cuja necessidade decorreu, desde logo, da

[6] Vd. Despacho n.º 14064/2022, de 6 de dezembro, do Secretário de Estado da Energia e Ambiente.

modificação do quadro regulamentar do setor elétrico e do gás natural, mas também de outros desenvolvimentos legislativos com incidência nas matérias objeto do Manual de Procedimentos da EEGO, tendo lançado no final de 2022, uma consulta pública dirigida a todos os interessados.

No âmbito do funcionamento e utilização das redes e interligações, foi aprovada a alteração da metodologia comum de cálculo da capacidade das interligações na região do Sudoeste da Europa, que integra Portugal, Espanha e França, no sentido de cumprir a obrigação de fornecer 70% da capacidade da interligação ao mercado, conforme previsto no Regulamento (CE) 2019/943, de 5 de junho.

2.2 RELATÓRIO SOBRE A IMPLEMENTAÇÃO DO PACOTE DE ENERGIA LIMPA

No início de 2022 foi publicado o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que reviu a legislação relativa às bases do funcionamento do sistema elétrico nacional (SEN), incluindo as matérias relativas ao autoconsumo de energia elétrica e às comunidades de energia renovável (CER), que constavam do entretanto revogado Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro. Este diploma incluiu ainda matérias relativas ao Pacote Energia Limpa, que ainda não estavam plasmadas na legislação, como por exemplo as relativas à participação ativa dos consumidores na produção e nos mercados, incluindo as comunidades de cidadãos para a energia, a utilização de métodos de partilha dinâmica em autoconsumo ou a obrigação de disponibilização de contratos de fornecimento a preços dinâmicos.

A ERSE lançou em março de 2023 a sua Consulta Pública n.º 113 que visa, fundamentalmente, adaptar a regulamentação do setor elétrico à nova legislação agora em vigor, e cujo prazo para a receção de comentários foi o 31 de maio de 2023. Finalizado o processo de consulta, os novos regulamentos foram publicados a 17 de julho de 2023.

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) [7] e do MPGGS [8].

A energia mobilizada na resolução de restrições técnicas e a banda de regulação secundária ("reserva de restabelecimento da frequência") contratada comportam custos que se distribuem pelos consumos. Adicionalmente, os custos e receitas da mobilização de energia de regulação secundária e de reserva de regulação ("reserva de reposição"), em cada período de desvio (*imbalance settlement period*), utilizadas para anular os desvios dos agentes em tempo real, são repartidos por todos os agentes de mercado que se desviarem nesse período, na proporção do seu desvio.

A Figura 3-1 apresenta a repercussão dos mercados diário e intradiário[9] e do mercado de serviços de sistema nos custos imputados aos comercializadores em 2022, com desagregação da parcela relativa ao mercado diário e intradiário e da que respeita ao mercado de serviços de sistema.

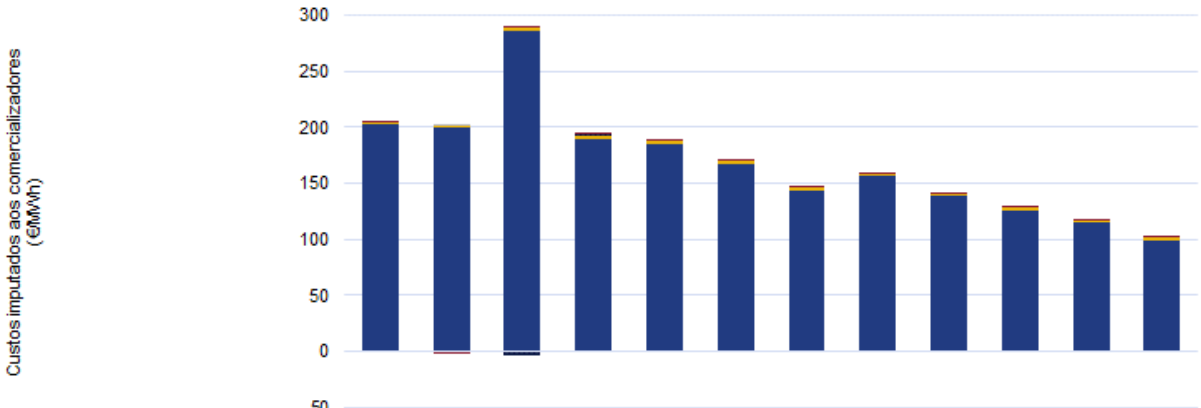
A Figura 3-1 permite ainda verificar que o preço do mercado de serviços de sistema foi essencialmente condicionado pelos custos associados à contratação de banda secundária, à resolução de desvios e de restrições técnicas em tempo real, tendo as restantes componentes uma expressão menos significativa.

7 O Regulamento de Operação das Redes do setor elétrico foi aprovado pelo Regulamento n.º 557/2014, de 19 de dezembro, alterado pelo Regulamento n.º 621/2017, de 18 de dezembro.

8 O MPGGS foi aprovado pela Diretiva n.º 23/2022, de 13 de dezembro.

9 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 3-1 – Repercussão dos mercados diário e intradiário e de serviços de sistema nos custos imputados aos comercializadores a atuar em Portugal, 2022



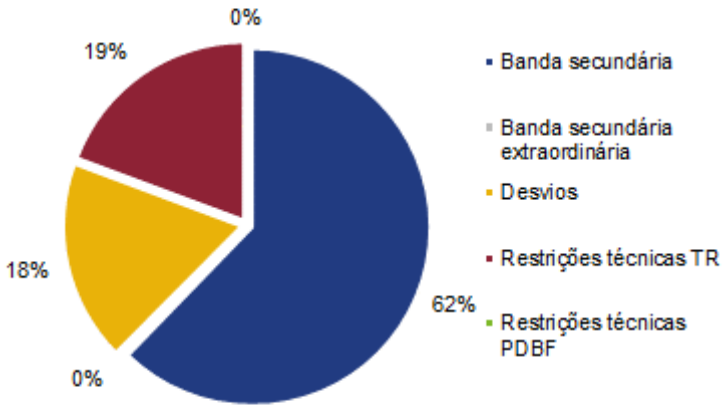
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Total mercados de serviços de sistema	2,83	0,36	-0,84	4,52	3,32	3,03	2,16	0,90	2,31	2,70	2,39	4,17
Restrições técnicas PDBF	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Restrições técnicas TR	1,48	-0,12	0,83	0,88	0,68	0,19	0,31	0,11	0,55	0,07	0,49	1,19
Desvios	0,31	-0,64	-3,62	1,25	0,82	0,73	-0,02	-1,19	0,06	0,58	0,01	0,76
Banda secundária extraordinária	0,00	0,01	0,00	0,02	0,01	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,02	0,02
Banda secundária	1,04	1,11	1,95	2,38	1,82	2,11	1,87	1,98	1,69	2,04	1,87	2,20
Mercado Diário e Intradiário	203,60	200,46	286,56	190,07	185,60	167,76	143,83	156,40	139,03	126,11	115,18	98,84

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

O mercado de serviços de sistema representou, em 2022, um custo médio ponderado de 2,32 EUR/MWh, face a um preço médio ponderado nos mercados diário e intradiário de 167,68 EUR/MWh, o que traduz um expressivo aumento do preço médio de mercado diário e intradiário de cerca de 48% face ao ano anterior, maior que o do custo médio do mercado de serviços de sistema, que aumentou 16% face ao valor verificado em 2021.

A Figura 3-2 apresenta a repartição dos custos do mercado de serviços de sistema, confirmando-se que o peso da contratação de banda secundária é dominante, significando praticamente o triplo do da resolução de desvios e de restrições técnicas.

Figura 3-2 – Repartição dos custos do mercado de serviços de sistema, 2022



Fonte: dados REN

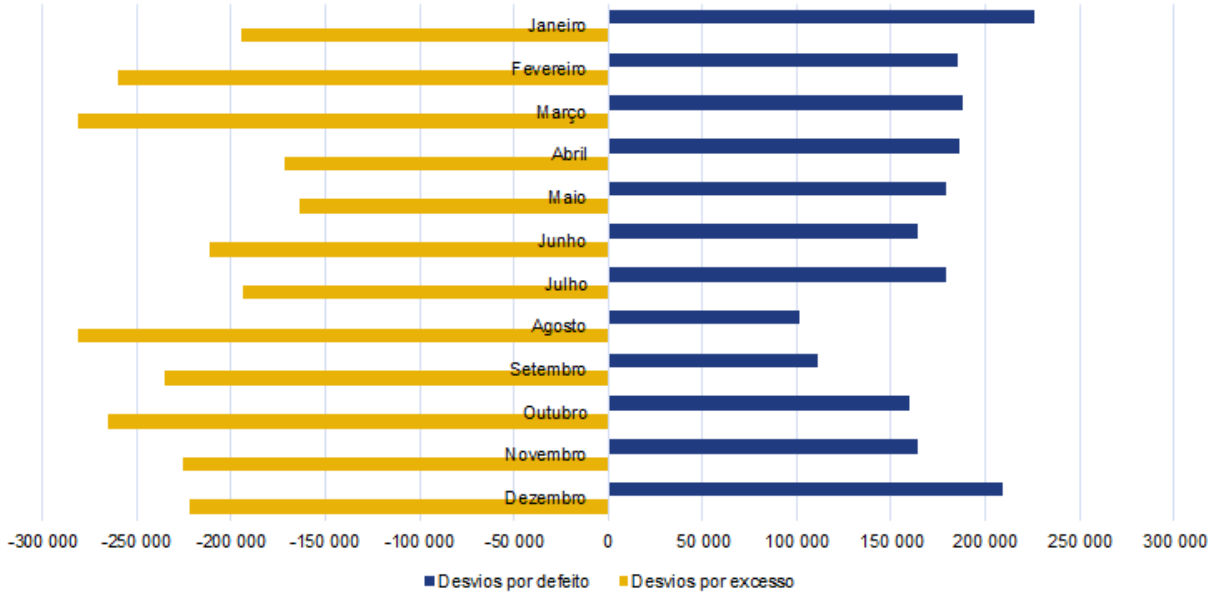
A valorização dos desvios em cada hora corresponde exatamente aos custos variáveis de regulação, a pagar aos agentes que solucionam o desequilíbrio através da participação no mercado de serviços de sistema (prestadores de serviços de sistema - BSP).

A Figura 3-3 apresenta a evolução das energias de desvio, por defeito [10] e por excesso [11], verificadas ao longo de 2022. Face a 2021, registou-se um ligeiro aumento dos desvios por excesso, com variação na média mensal de 174 GWh para 225 GWh, mantendo-se os desvios por defeito na mesma ordem de grandeza, próxima de 171 GWh.

[10] 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 de uma produção inferior à programada, no caso de intervenientes produtores.

[11] 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 de uma produção superior à programada, no caso de intervenientes produtores.

Figura 3-3 – Evolução dos desvios (MWh), 2022



Fonte: dados REN

MECANISMO DE INCENTIVO À REDUÇÃO DE PERDAS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Para além dos desvios, as perdas também contribuem para o desequilíbrio do sistema, sendo a sua redução uma permanente preocupação.

O RT [12] estabelece um mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição que visa influenciar as decisões de investimento do operador da Rede Nacional de Distribuição (RND) relativamente a projetos que permitam alcançar reduções extraordinárias de perdas, ou seja, outros projetos de investimento adicionais aos previstos pela empresa para fazer face à evolução normal dos consumos. A redução de perdas é ainda obtida através de ações do domínio da exploração da rede, incluindo o despacho da rede e a deteção de apropriação indevida de energia.

Assim, este mecanismo permite ao operador da RND ser remunerado adicionalmente pelo seu desempenho, caso consiga reduzir as perdas nas suas redes abaixo de um valor de referência determinado pela ERSE, sendo penalizado caso o valor das perdas seja superior ao valor de referência.

[12] O Regulamento Tarifário do setor elétrico foi aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, publicado no Diário da República, 2.ª série, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro.

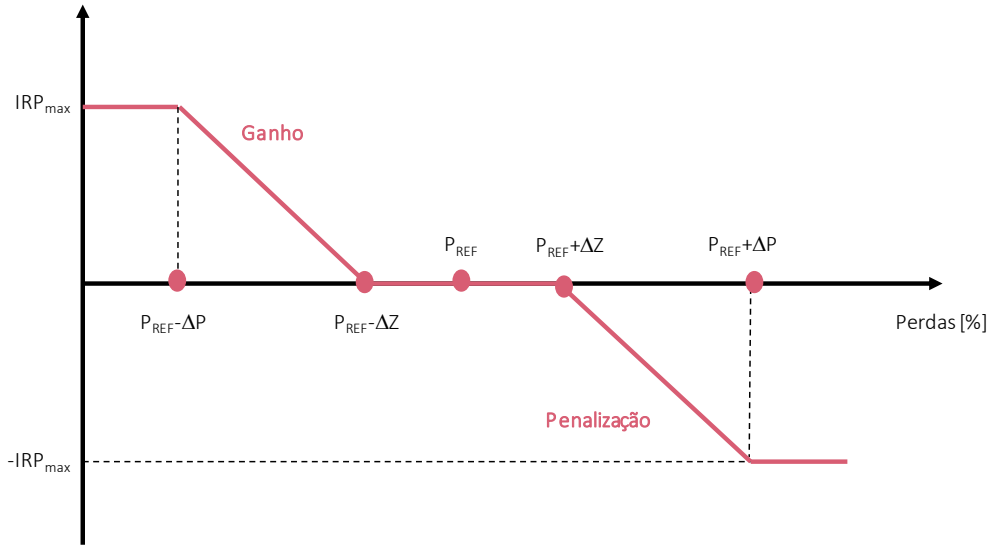
Em 2022 foi calculada a aplicação do incentivo às perdas ocorridas em 2021, cujos efeitos são integrados na proposta de tarifas para 2023.

Aplicação do mecanismo a 2021

Na análise das tarifas e preços que vigoraram em 2021 foi considerado o quadro regulatório definido para o período 2018-2020 e prolongado para 2021 na sequência da crise sanitária decorrente da pandemia da Covid-19.

O mecanismo de incentivo em vigor durante o período regulatório 2018-2020 e 2021 baseia-se numa aplicação simétrica em função da diferença entre o valor real de perdas e o valor das perdas de referência, descontado de uma banda morta. O mecanismo prevê ainda um limite superior e inferior para as perdas, conforme ilustrado na Figura 3-4.

Figura 3-4 - Mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição



O Quadro 3-1 resume os parâmetros do incentivo à redução das perdas nas redes de distribuição para o período regulatório 2018-2020 e 2021.

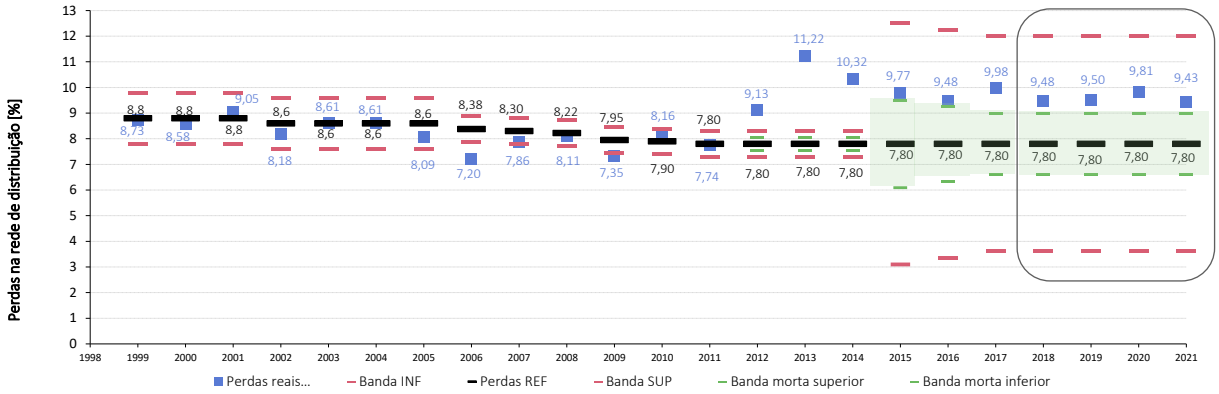
Quadro 3-1 - Parâmetros do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição para o período regulatório 2018-2020 e 2021

	Período regulatório 2018-2020 e 2021
Valor das perdas de referência (%)	7,80
Valor de ΔZ (%)	1,20
Valor de ΔP (%)	4,20

Evolução das perdas nas redes de distribuição

Para efeitos do mecanismo de incentivo à redução das perdas nas redes de distribuição, o cálculo das perdas tem como referencial a energia saída das redes de distribuição, excluindo, portanto, os consumos em muito alta tensão (MAT). A Figura 3-5 apresenta a evolução das perdas nas redes de distribuição, verificadas entre 1999 e 2021, no seu referencial de saída.

Figura 3-5 - Evolução das perdas verificadas nas redes de distribuição no seu referencial de saída



O Quadro 3-2 apresenta a variação das perdas ocorrida em 2021, face aos valores de referência, bem como os valores a pagar pela empresa, resultantes da aplicação do parâmetro de valorização das perdas (Vp), fixado pela ERSE.

Quadro 3-2 - Aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição no período regulatório 2018-2020 e 2021

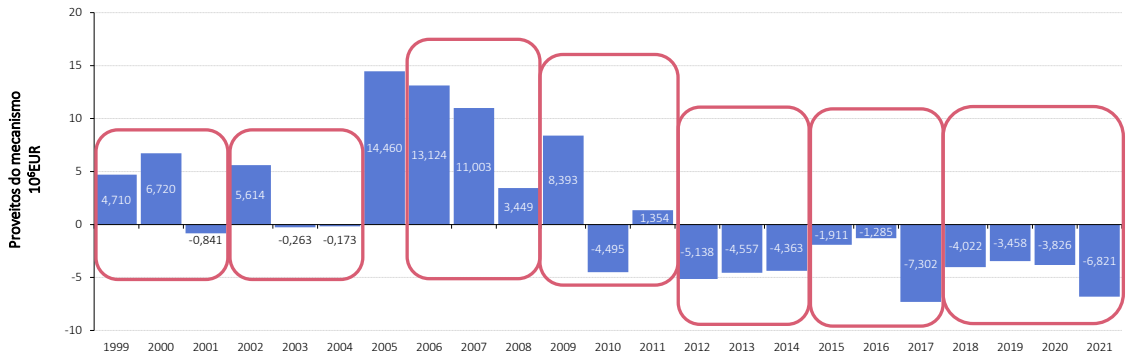
		2018	2019	2020	2021
Valor real das perdas	(%)	9,48	9,50	9,81	9,43
Valor limite superior do incentivo	(%)	12,00	12,00	12,00	12,00
Valor limite sup. da banda morta	(%)	9,00	9,00	9,00	9,00
Valor das perdas de referência	(%)	7,80	7,80	7,80	7,80
Diferença de perdas	p.p.	0,48	0,50	0,81	0,43
Valorização das perdas Vp	(EUR/MWh)	19,15	15,96	11,33	37,34
Energia fornecida	(TWh)	43,752	43,345	41,692	42,482
Valor a pagar pela empresa	(10^6 EUR)	4,022	3,458	3,826	6,821

Para efeitos da valorização da energia de perdas em 2021, foi utilizado um terço da média aritmética dos preços médios mensais do mercado diário (112,01 EUR/MWh), que resultou no valor de 37,34 EUR/MWh.

A diferença entre as perdas reais (9,43%) e o valor superior da banda morta (9,00%) foi de 0,43pp. Assim, o valor da penalidade é 6,821 milhões de euros.

A figura seguinte apresenta a evolução dos montantes resultantes da aplicação do mecanismo de incentivo à redução das perdas nas redes de distribuição, entre 1999 e 2021.

Figura 3-6 - Evolução dos montantes associados à aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição



Como resultado da atuação do «Centro de Supervisão InovGrid da E-REDES» entrado em exploração em 2017, no âmbito das ações de combate à apropriação indevida de energia, o balanço de energia elétrica passou a considerar a recuperação de energia associada à apropriação indevida, e cuja faturação é devolvida ao sistema através dos ajustamentos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, traduzindo-se em 9,63 milhões de euros devolvidos em 2021.

Por sua vez, o balanço de energia elétrica de 2021 integra a recuperação de 39,3 GWh de energia associada a apropriação indevida, resultado da ação do referido centro.

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) [13] e o RT apresentam disposições relativas à regulamentação da continuidade de serviço [14].

CONTINUIDADE DE SERVIÇO

A caracterização da continuidade de serviço nas redes de transporte e de distribuição de energia elétrica 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).

O RQS estabelece que a avaliação do desempenho das redes de transporte e de 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 3-3 apresenta os valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço registados em Portugal continental [15], em 2022 [16].

[13] O Regulamento da Qualidade de Serviço dos setores elétrico e do gás e o respetivo Manual de Procedimentos foram aprovados pelo Regulamento n.º 406/2021, publicado no Diário da República, 2.ª série, de 12 de maio.

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

[15] Indicadores referentes à rede de transporte da REN e à rede de distribuição (AT, MT e BT) da E-REDES.

[16] A informação relativa à evolução histórica dos indicadores de continuidade de serviço encontra-se disponível em:
https://www.erse.pt/eletricidade/qualidade-de-servico/#relatorio-anual
https://www.erse.pt/eletricidade/qualidade-de-servico/#tecnica

Quadro 3-3 – Indicadores gerais de continuidade de serviço em Portugal continental, 2022

Nível Tensão	Indicador	Interrupções		
		Previstas	Acidentais	
			Responsabilidade Operador	Eventos Excecionais
Transporte	TIE (min)	0,00	0,08	0,00
	SAIFI (int)	0,00	0,02	0,00
	SAIDI (min)	0,00	0,19	0,00
	MAIFI (int)	0,00	0,00	0,00
Distribuição AT	SAIFI (int)	0,00	0,11	0,01
	SAIDI (min)	0,00	4,63	10,62
	MAIFI (int)	0,00	0,38	0,01
Distribuição MT	TIEPI (min)	0,00	52,34	9,52
	SAIFI (int)	0,00	1,70	0,18
	SAIDI (min)	0,00	67,46	14,58
	MAIFI (int)	0,00	8,37	0,35
Distribuição BT	SAIFI (int)	0,00	1,61	0,14
	SAIDI (min)	0,84	74,15	11,45

Fonte: dados REN e E-REDES

No que respeita a 2022, os indicadores de continuidade de serviço que avaliam o desempenho da rede de transporte mantêm a tendência de valores reduzidos quando comparados com os valores registados nos últimos anos. Os indicadores de continuidade de serviço que avaliam o desempenho das redes de distribuição sofreram uma degradação na sua generalidade, em comparação com o registado no ano anterior. Este desempenho esteve relacionado com diversas causas, tais como avarias em equipamentos elétricos e causas naturais extremas.

A Figura 3-7 e a Figura 3-8 apresentam a evolução anual dos indicadores gerais de continuidade de serviço registados respetivamente na rede de transporte e nas redes de distribuição em Portugal continental, entre 2014 e 2022.

Figura 3-7 - Evolução dos indicadores gerais de continuidade de serviço na rede de transporte, em Portugal continental

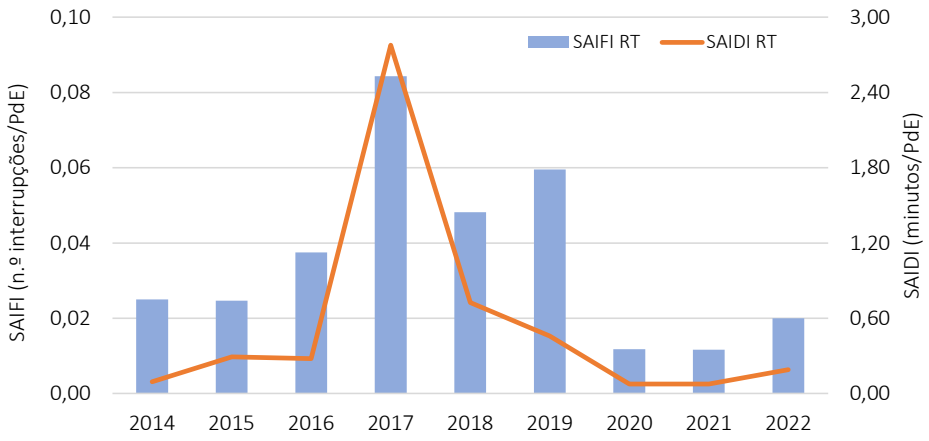
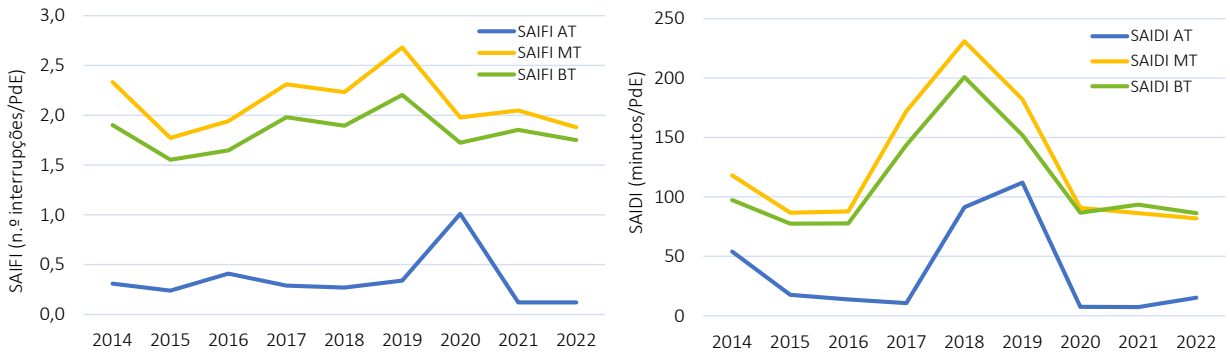


Figura 3-8 - Evolução dos indicadores gerais de continuidade de serviço nas redes de distribuição, em Portugal continental



Adicionalmente, o RQS estabelece padrões individuais de continuidade de serviço (número e duração anuais de interrupções) que constituem um compromisso do operador de rede para com o cliente. O incumprimento destes padrões individuais por parte do operador de rede origina a obrigação de pagamento de uma compensação monetária [17], sem que o cliente necessite de a solicitar.

Relativamente a 2022, verificaram-se incumprimentos em 58 300 clientes, tendo conduzido a compensações no valor de cerca de 752 mil euros. Em 2021, o número de incumprimentos foi de 52 883,

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

dos quais 52 778 foram relativos à duração das interrupções e 105 ao número total de interrupções, tendo sido pagos aos clientes cerca de 597 mil euros em compensações.

O Quadro 3-4 apresenta os valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço registados na Região Autónoma dos Açores (RAA), em 2022.

Quadro 3-4 – Indicadores gerais de continuidade de serviço na RAA, 2022

Nível Tensão	Indicador	Interrupções		
		Previstas	Acidentais	
			Responsabilidade Operador	Eventos Excecionais
Distribuição MT	TIEPI (min)	30,98	59,42	16,75
	SAIFI (int)	0,47	3,14	0,66
	SAIDI (min)	36,64	86,20	24,30
	MAIFI (int)	1,02	1,29	0,03
Distribuição BT	SAIFI (int)	0,51	4,02	0,76
	SAIDI (min)	37,52	109,31	28,82

Fonte: dados EDA

Relativamente a 2022, os indicadores de continuidade de serviço na RAA registaram uma ligeira melhoria face ao ano anterior. Para estes resultados contribuiu a redução das interrupções previstas e a redução das interrupções acidentais classificadas como eventos excecionais [18].

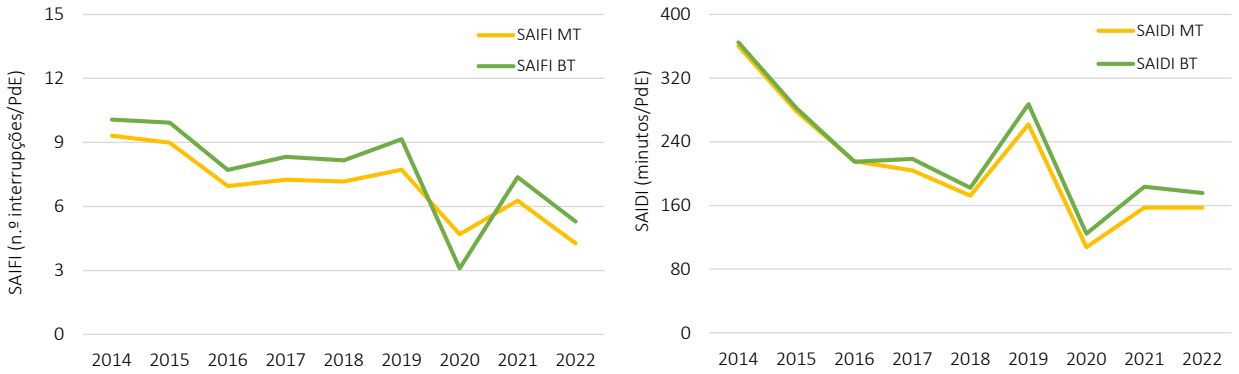
A Figura 3-9 apresenta a evolução anual dos indicadores gerais de continuidade de serviço registados nas redes de distribuição na RAA, entre 2014 e 2022.

[18] O RQS aprovado em 2021 estabelece o conceito de Evento Excecional 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 Excecional após aprovação pela ERSE, na sequência de pedido fundamentado por parte dos operadores das redes ou dos comercializadores.

Figura 3-9 - Evolução dos indicadores gerais de continuidade de serviço nas redes de distribuição, na RAA



Na RAA registaram-se 25 situações de incumprimento de padrões individuais de continuidade de serviço, 24 foram relativas à duração das interrupções e uma relativa ao número total de interrupções, tendo sido pagos aos clientes cerca de 888 euros em compensações por incumprimento dos respetivos padrões. Em 2021, o número de incumprimentos foi de 130, sendo a totalidade relativa à duração das interrupções, tendo sido pagos aos clientes cerca de três mil euros em compensações.

O Quadro 3-5 apresenta os valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço registados na Região Autónoma da Madeira (RAM), em 2022.

Quadro 3-5 – Indicadores gerais de continuidade de serviço na RAM, 2022

Nível Tensão	Indicador	Interrupções		
		Previstas	Acidentais	
			Responsabilidade Operador	Eventos Excecionais
Distribuição MT	TIEPI (min)	16,33	20,73	0,00
	SAIFI (int)	0,26	0,59	0,00
	SAIDI (min)	24,88	27,05	0,00
	MAIFI (int)	0,02	0,29	0,02
Distribuição BT	SAIFI (int)	0,26	0,50	0,00
	SAIDI (min)	23,88	20,58	0,00

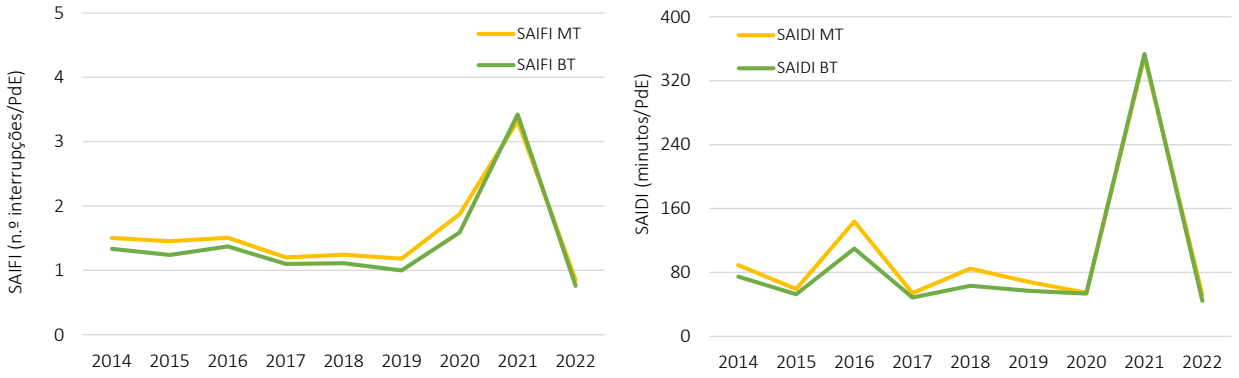
Fonte: dados EEM

No que respeita a 2022, a continuidade de serviço percecionada pelos clientes da RAM registou uma melhoria face ao ano anterior. Para estes resultados contribuiu a ausência da ocorrência de interrupções acidentais classificadas como eventos excecionais. Destaca-se que, a tendência anual de melhoria da

generalidade dos indicadores de continuidade de serviço prossegue ao longo dos anos com exceção dos valores registados em 2021, que foi marcado pela ocorrência de condições meteorológicas extremas, que afetaram diversas infraestruturas elétricas, provocando o *blackout* do sistema elétrico da Ilha da Madeira.

A Figura 3-10 apresenta a evolução anual dos indicadores gerais de continuidade de serviço registados nas redes de distribuição na RAM, entre 2014 e 2022.

Figura 3-10 - Evolução dos indicadores gerais de continuidade de serviço nas redes de distribuição, na RAM



Em 2022, o número de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço foi de 186, sendo estes relativos à duração das interrupções, cujo contributo foi especialmente devido a incumprimentos verificados em clientes de BTN, tendo sido pagos aos clientes cerca de 1 464 euros em compensações. Em 2021, foram registados 46 incumprimentos relativos à duração das interrupções, tendo sido pagos aos clientes cerca de 439 euros em compensações por incumprimento destes padrões.

Note-se que o agravamento do número de incumprimentos individuais não implica necessariamente uma degradação geral da continuidade de serviço. Enquanto os indicadores gerais de continuidade de serviço medem a qualidade de serviço média disponibilizada pela rede elétrica, o número de incumprimentos individuais reflete o número de clientes para os quais não foi garantido o nível mínimo de qualidade imposto pelos padrões individuais de continuidade de serviço definidos pela ERSE.

Conforme estabelecido no RQS, 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 RND 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 6 milhões de euros em 2022. Na determinação deste valor da energia não distribuída são excluídas as interrupções com origem em razões de segurança, as interrupções com origem na RNT, bem como as interrupções classificadas pela ERSE como eventos excecionais.

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 média tensão (MT) que apresentaram anualmente o pior valor de SAIDI MT. O valor da "componente 2" é determinado através de uma função estabelecida no RQS, cujo valor máximo do prémio ou da penalidade correspondeu a 3 milhões de euros no ano de 2022. 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 excecionais, bem como as interrupções com origem em razões de segurança e com origem na RNT.

Para 2022, e em relação ao valor do montante inerente à "componente 1" do mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço, com base nos valores de 39 951 GWh de energia distribuída e de 52,22 minutos de TIEPI MT, estimou-se o valor de 3,97 GWh para a energia não distribuída, valor este que corresponde a um aumento dos proveitos do operador da RND em cerca de 1,8 milhões de euros. No que respeita à "componente 2" do mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço, com base no valor de 321,89 minutos obtido para o SAIDI MT relativo ao conjunto dos 5% dos postos de transformação de distribuição e de clientes em MT, o valor do montante obtido foi de 3 milhões de euros, no ano de 2022.

AUDITORIAS

O RQS prevê a realização de auditorias, para verificação do cumprimento das disposições regulamentares pelos operadores das redes elétricas, sempre que previsto regulamentarmente ou que seja determinado pela ERSE.

A realização de auditorias é uma atividade indispensável para assegurar um elevado nível de confiança e credibilidade da informação disponibilizada pelos operadores das redes.

Em 2022, o plano de fiscalização aprovado pela ERSE previu a realização de duas auditorias de verificação das disposições regulamentares relativas à continuidade de serviço de fornecimento de energia elétrica, uma delas à EDA e outra à E-REDES.

As auditorias têm como objetivos: i) avaliar os sistemas e procedimentos de recolha e de registo da informação relativa à continuidade de serviço; ii) avaliar as metodologias e os critérios utilizados no cálculo dos indicadores de continuidade de serviço; iii) verificar a metodologia de cálculo de compensações relativas à continuidade de serviço; iv) validar a informação de continuidade de serviço reportada à ERSE e sua respetiva divulgação externa.

A auditoria à EDA incide sobre aspetos de natureza técnica da qualidade de serviço, relativos ao ano de 2020, enquanto a auditoria à E-REDES incide sobre aspetos de natureza técnica da qualidade de serviço, relativos ao ano de 2021.

Face às atividades de fiscalização desenvolvidas pela Deloitte e pela Ernst & Young, que auditaram respetivamente a EDA e a E-REDES, foram preparados por estes auditores os relatórios das auditorias identificando os resultados obtidos [19], tais como, inconformidades, recomendações e oportunidades de melhoria. Na sequência das situações identificadas nos relatórios, os operadores das redes submeteram à ERSE os planos de ação onde é assumido o compromisso de adotar as recomendações do auditor.

3.1.1.3 MEDIDAS DE SALVAGUARDA

Em caso de crise repentina no mercado de energia ou de ameaça à segurança e integridade física de pessoas, equipamentos, instalações e redes, designadamente devido a acidente grave ou a outro evento de força maior, e quando não se justifique a declaração de crise energética, o membro do Governo

[19] https://www.erse.pt/atividade/fiscalizacao/

responsável pela área da energia pode tomar, a título transitório e temporariamente, as medidas de salvaguarda necessárias [20].

Na sequência do regime de seca verificado durante 2022, o Governo decidiu estabelecer uma reserva estratégica de água nas albufeiras associadas aos aproveitamentos hidroelétricos para efeitos de segurança de abastecimento do SEN, a fim de garantir que o armazenamento nestas albufeiras atinja, pelo menos, uma capacidade correspondente a um acréscimo de energia elétrica armazenada de cerca de 760 GWh, distribuídos genericamente de forma proporcional pelos aproveitamentos hidroelétricos.

Para tal, foi aprovada a Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro, em que, nos termos do n.º 2 do artigo 101.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, e da alínea g) do artigo 199.º da Constituição da República Portuguesa, o Conselho de Ministros resolve, entre outras medidas:

"1 — Criar uma reserva estratégica de água nas albufeiras associadas aos aproveitamentos hidroelétricos identificadas no anexo I à presente resolução e da qual faz parte integrante;

...

3 — Determinar a suspensão temporária do uso dos recursos hídricos das albufeiras identificadas no anexo I à presente resolução a partir de 1 de outubro de 2022, até que sejam alcançadas as cotas mínimas da sua capacidade útil que venham a ser estabelecidas."

3.1.1.4 PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA ATRAVÉS DE RECURSOS ENDÓGENOS, RENOVÁVEIS E NÃO RENOVÁVEIS E DE COGERAÇÃO

Em Portugal continental, com a publicação do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, estabeleceu-se a revisão do quadro normativo da Produção em Regime Especial, passando esta a poder ser exercida tanto ao abrigo do regime de remuneração garantida, como ao abrigo do regime de remuneração geral. No regime de 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.

[20] Artigo 101.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

Com a publicação do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que veio estabelecer a organização e o funcionamento do SEN, foram eliminados os conceitos associados à produção em regime ordinário e à produção em regime especial, visando simplificar o funcionamento do SEN, mormente ao nível do procedimento de licenciamento da atividade de produção de eletricidade.

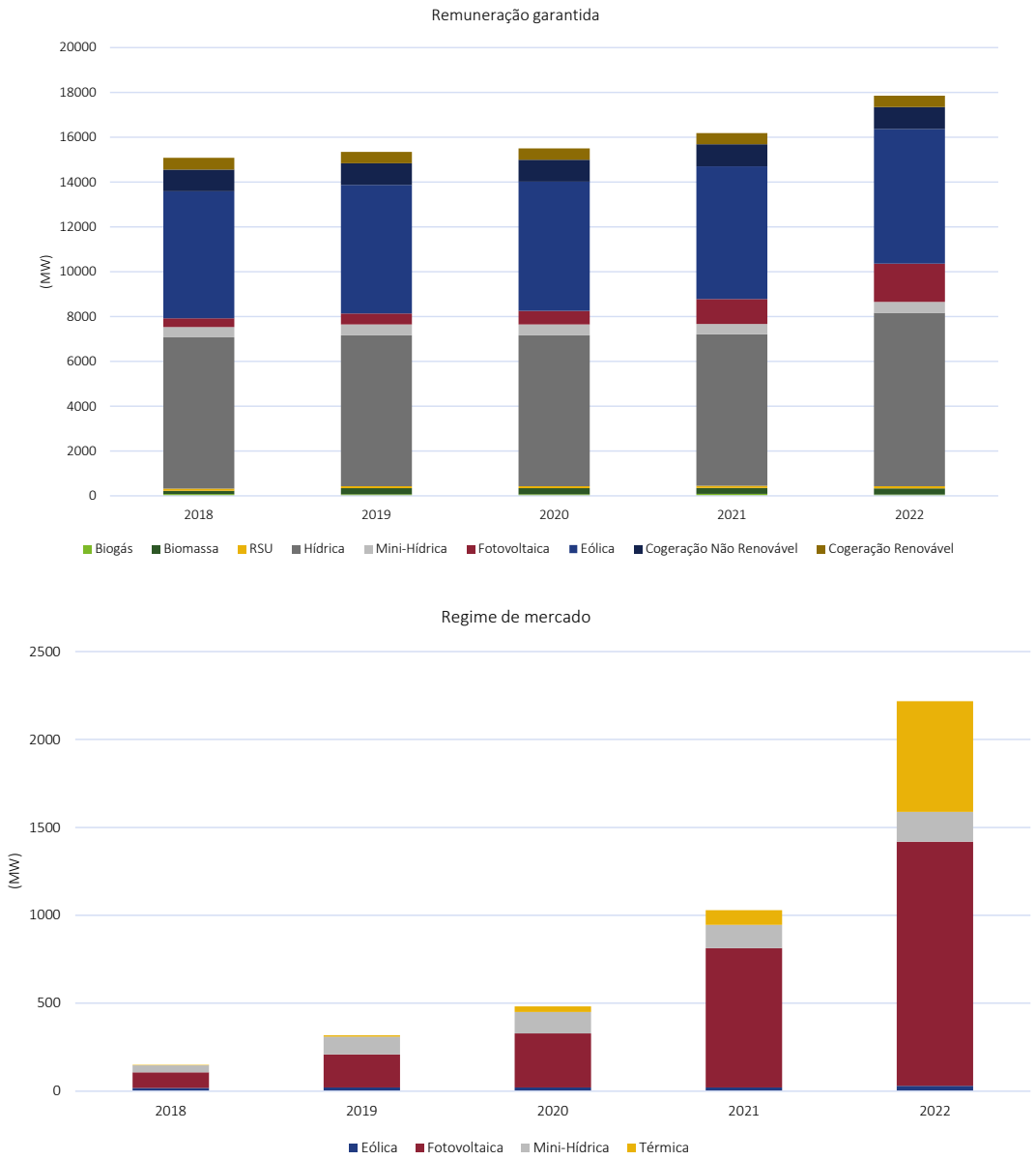
Ainda no âmbito da produção renovável com remuneração garantida, cabe referir o Despacho n.º 10835/2020, de 4 de novembro, da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG)[21], que prevê, em situações excecionais de exploração do SEN, nomeadamente, quando se verifiquem congestionamentos ou quando estiver 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 de produção renovável com remuneração garantida, para que não excedam um determinado valor de potência.

Em 2022, a potência instalada da produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de tecnologias de produção combinada de calor e de eletricidade (cogeração) representou 86% da potência instalada total do sistema elétrico português. No período de 2018 a 2022, este peso variou entre 75% e 86%.

A Figura 3-11 apresenta a evolução da potência instalada da produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração com remuneração garantida e com remuneração de mercado para os anos de 2018 a 2022. Destaca-se em 2022 a existência de cerca de 2218 MW de potência instalada de produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração a participar diretamente em mercado, distribuída pelas tecnologias mini-hídrica (8%), fotovoltaica (63%), eólica (1%) e térmica (28%).

[21] Despacho n.º 10835/2020, de 4 de novembro, da DGEG, que estabelece regras e procedimentos necessários para a redução de potência da produção em regime especial que beneficie de um regime de remuneração garantida ou outro regime bonificado de apoio à remuneração.

Figura 3-11 – Potência instalada da produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração, 2018 a 2022



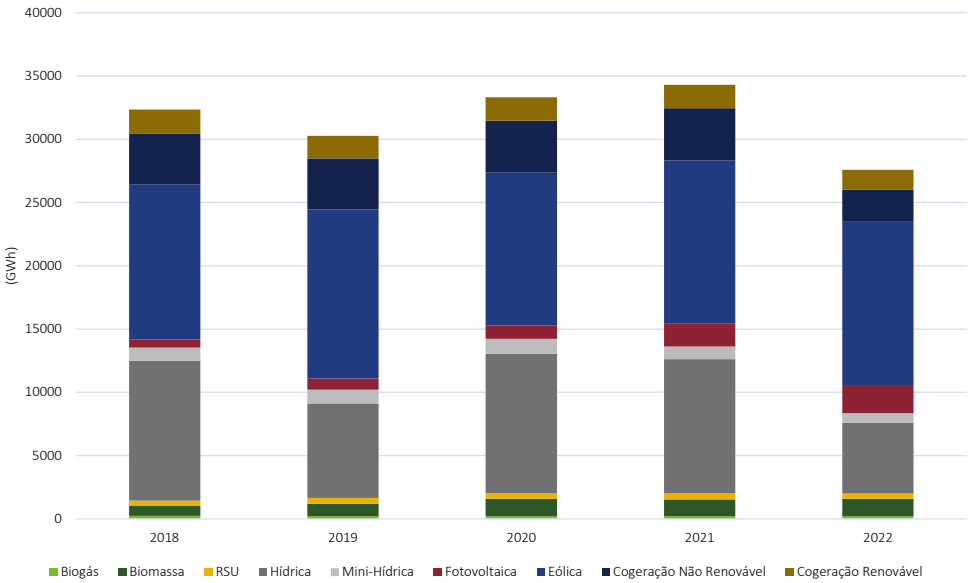
Fonte: dados REN

Nota: RSU designa Resíduos Sólidos Urbanos

Relativamente à energia elétrica produzida em 2022, cerca de 28 TWh tiveram origem na produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração, representando 63% do total de energia elétrica produzida, valor que, entre 2018 e 2022, se situou entre 55% e 73%.

A Figura 3-12 apresenta a evolução da energia elétrica produzida pela produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração para os anos de 2018 a 2022, desagregada por tecnologia.

Figura 3-12 –Produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração, 2018 a 2022



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

Da análise das figuras anteriores, resulta evidente a importância do contributo da produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração e, em particular, das fontes de energia renováveis, no *mix* de geração do sistema elétrico português.

Em 2022 verificou-se uma diminuição acentuada da produção de origem hídrica, devido ao regime hidrológico desfavorável, e da cogeração não renovável, em consequência do enquadramento no mercado de *commodities*.

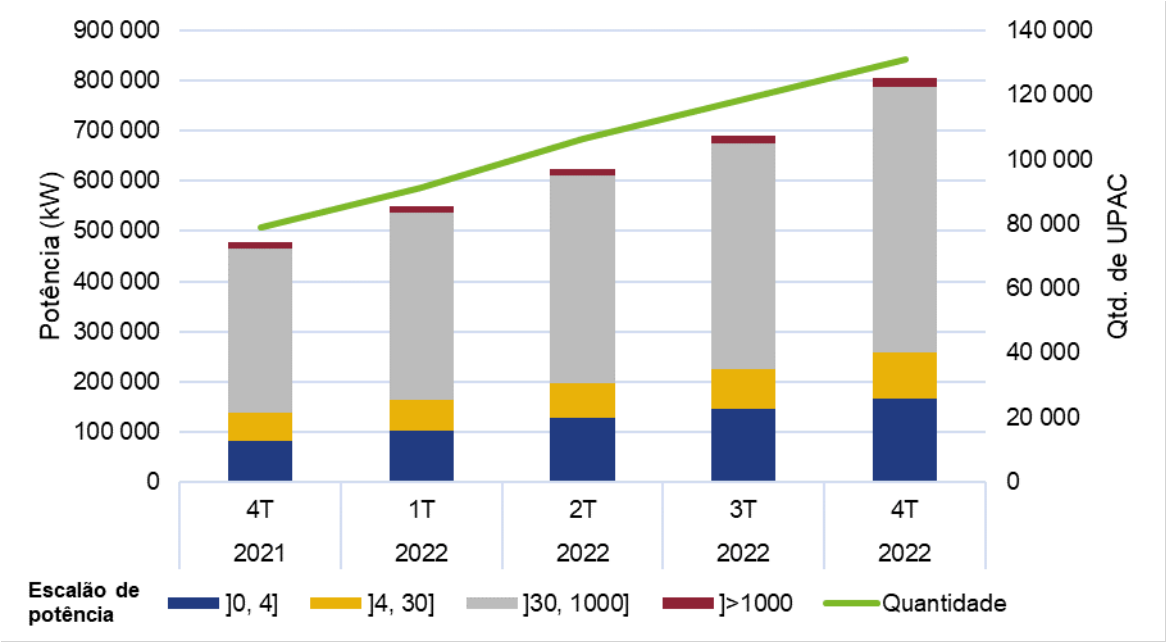
AUTOCONSUMO E COMUNIDADES DE ENERGIA

O autoconsumo de energia renovável sofreu um impulso recente em Portugal, fruto da alteração do regime jurídico em 2019 (Decreto-Lei n.º 162/2019), que manteve as linhas gerais de funcionamento em 2022 com a publicação do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro. Além de medidas simplificadoras e valorizadoras do autoconsumo individual, como a consideração dos saldos de energia em períodos de 15 minutos ou a

dispensa de instalação de contador da produção total abaixo de 4 kW de potência instalada, o autoconsumo coletivo e as CER passaram a fazer parte das possibilidades previstas no quadro legal.

Como resultado, o número de autoconsumidores e a potência instalada em autoconsumo renovável tem vindo a aumentar significativamente. Enquanto os autoconsumidores aumentaram sobretudo no segmento residencial (que representa 92% do número de autoconsumidores), com potências até 4 kW, o aumento da potência instalada veio essencialmente do segmento empresarial, em particular em média tensão. No final de 2021, o número de autoconsumidores era cerca de 78 mil, tendo atingido 131 mil no final de 2022. Na potência instalada, passou-se de 478 MW em 2021, para 804 MW, no final de 2022 (mais 68%).

Figura 3-13 - Evolução da potência instalada e do número de UPAC



Fonte: E-REDES, S.A.

O desenvolvimento do autoconsumo coletivo e das comunidades de energia tem sido mais lento, devido à complexidade inerente a estes modelos. No final de 2022, estavam em funcionamento três casos de autoconsumo coletivo. Alguns dos casos mais avançados de CER, sobretudo relativamente a métodos dinâmicos de partilha da produção renovável, estão a ser desenvolvidos através da figura do projeto-piloto, prevista na regulamentação do autoconsumo.

3.1.1.5 DESENVOLVIMENTOS REGULAMENTARES

Prorrogação de medidas extraordinárias estabelecidas no Regulamento n.º 951/2021

A ERSE publicou o Regulamento n.º 951/2021, de 2 de novembro, que prevê medidas extraordinárias com o objetivo de mitigar o impacte dos preços máximos históricos registados no mercado grossista ibérico de eletricidade e de gás, a partir do segundo semestre de 2021.

No quadro do citado regulamento, previu-se a possibilidade de se ativar o fornecimento supletivo preventivo, que permite a ativação de fornecimento supletivo aos clientes finais pelos comercializadores de último recurso antes de se consumarem os riscos sistémicos que decorrem da insolvência dos comercializadores originais no fornecimento a esses mesmos clientes.

A medida relativa ao fornecimento supletivo preventivo vigorou até 31 de março de 2022 podendo ser prorrogada pela ERSE, por períodos de 3 meses, o que viria a ter lugar através da Diretiva n.º 10/2022, de 19 de abril, que aprovou essa prorrogação até 30 de junho de 2022.

Obrigações declarativas no âmbito do "Mecanismo de ajuste dos custos de produção para a redução do preço da eletricidade no mercado grossista"

Os Governos da República Portuguesa e do Reino de Espanha acordaram a criação de um mecanismo de ajustamento dos custos de produção de eletricidade, com repercussão na formação do preço da eletricidade em referenciais de mercado grossista do Mercado Ibérico da Eletricidade (MIBEL).

No ordenamento jurídico português, o citado mecanismo foi adotado com a publicação do Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio, que possui norma equivalente no ordenamento jurídico de Espanha.

No âmbito e aplicação desse mesmo mecanismo, é imputado sobre a procura de eletricidade o encargo que resulte da compensação que é paga aos centros electroprodutores abrangidos, depois de deduzidos os volumes de energia transacionada que tenha subjacente instrumentos e contratos de preço fixo.

Por sua vez, a identificação dos volumes de energia transacionada que tenha subjacente instrumentos e contratos de preço fixo, que originam a existência de isenção de custeio do encargo atrás mencionado, depende de reporte declarativo por parte de agentes que atuam no MIBEL. O Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio, remete a definição das obrigações declarativas neste contexto para regulamentação a aprovar pela ERSE.

Para concretização das regras que estabelecem as obrigações declarativas de instrumentos de contratação de preço fixo previstos nos termos do artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio, a ERSE aprovou a Diretiva n.º 11/2022, de 14 de maio.

Operacionalização regulamentar do Mecanismo Excecional de ajuste dos custos de produção de energia elétrica no âmbito da Gestão Global do SEN

No âmbito e aplicação do mecanismo de ajustamento dos custos de produção de eletricidade previsto no Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio, foi necessário estabelecer os procedimentos de liquidação do mecanismo excecional e temporário de ajuste dos custos de produção de energia elétrica no âmbito do MIBEL que viriam a ser operacionalizados pelo Gestor Global do SEN.

Para tal, foi alterado o MPGGS, que estabelece as disposições aplicáveis ao funcionamento da atividade de Gestão Global do SEN desenvolvida pelo operador da rede de transporte (ORT), através do aditamento do Procedimento n.º 21-A, que estabelece os processos de liquidação do mecanismo excecional e temporário de ajuste dos custos de produção de energia elétrica no âmbito do MIBEL a serem realizados pelo GGS.

Para concretização dos referidos processos de liquidação pelo GGS, a ERSE aprovou a Diretiva n.º 13-A/2022, a 21 de junho, com produção de efeitos a partir do dia seguinte à sua publicação, com a aplicação retroativa a 14 de junho de 2022.

Implementação do Despacho n.º 9799-B/2022, de 8 de agosto, que estabelece o procedimento de validação prévia de faturas

No âmbito da aplicação do mecanismo adotado com a publicação do Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio, foi publicado o Despacho n.º 9799-B/2022, de 8 de agosto, que regula a forma de explicitação do mecanismo aos clientes finais, numa dupla vertente: por aplicação do seu n.º 3 em casos de validação prévia das faturas de serviços da administração direta e indireta do Estado; e do n.º 14 para os demais fornecimentos em mercado livre. Esta norma estabelece que a ERSE deve regulamentar a sua aplicação em aspetos concretos de apuramento da informação e da explicitação respetiva nas faturas a clientes finais.

A correta explicitação dos valores associados ao mecanismo de ajustamento dos custos de produção de eletricidade, dado o óbvio desencontro de períodos de faturação a clientes finais, e bem assim o desencontro da desagregação temporal das duas componentes que integram o benefício líquido do mecanismo, requer que se utilizem valores médios de base diária.

Para o efeito, através da publicação da Diretiva n.º 22/2022, de 20 de outubro, a ERSE aprovou o conjunto de regras que operacionalizam a aplicação do Despacho n.º 9799 B/2022, de 8 de agosto, procedendo à explicitação dos termos que permitem o cálculo do benefício líquido decorrente da aplicação do mecanismo de ajuste dos custos de produção de energia elétrica, conforme o n.º 3 do Despacho n.º 9799-B/2022, de 8 de agosto.

Incentivos para a Gestão Otimizada de Licenças de Emissão de CO_2 na RAA e na RAM

A ERSE estabeleceu na Diretiva n.º 2/2014, de 3 de janeiro, que revogou o Despacho da ERSE n.º 11210/2008, de 17 de abril, o mecanismo de otimização da gestão das licenças de emissão de dióxido de carbono (CO_2), no seguimento de um novo enquadramento legal do mecanismo de Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE), o que, por sua vez, ditou alterações quer no funcionamento dos mercados de emissões, quer nas valorizações das mesmas, com impacto no funcionamento do setor elétrico português.

O mecanismo de otimização da gestão das licenças de emissão de CO2 visava otimizar a gestão das licenças de emissão de CO2 das centrais com Contratos de Aquisição de Energia (CAE) não cessados (complementando o mecanismo anterior), assim como das centrais geridas pela EDA - Eletricidade dos Açores e EEM - Empresa de Eletricidade da Madeira (cujos custos de produção são regulados pela ERSE), respetivamente na RAA e na RAM.

Com a entrada em vigor da Diretiva n.º 2/2021, de 19 de janeiro, que estabelece o Incentivo para a gestão otimizada dos CAE não cessados, a Diretiva n.º 2/2014, de 3 de janeiro, foi revogada.

O ano de 2021, no que ao CELE diz respeito, apresenta uma característica específica, que se traduziu inclusivamente na modificação da valorização das próprias licenças de emissão, decorrente da alteração do modelo de governação do CELE, passando a incluir, por exemplo, a obrigatoriedade de aquisição de licenças de emissão para parte do setor dos transportes. Importa reter que, no final de 2020 e mesmo no início de 2021, as condições de contexto do mecanismo CELE não se encontravam totalmente estabilizadas, havendo incerteza quanto ao envolvimento de determinados setores – com o setor dos transportes, incluindo o transporte aéreo em particular, nestas condições -, o que tornava incerto o excedente de procura de licenças em mercado e, consequentemente, a evolução do próprio preço destas.

Neste âmbito, a adequada aplicação de um incentivo com as características do estabelecido na Diretiva n.º 2/2014 – que procura induzir, desde logo, um comportamento de mitigação de risco com distribuição

temporal das intervenções em mercado – depende de condições de estabilidade de mercado, que não ocorreram em 2021.

Uma vez passada a fase de adaptação ao novo contexto CELE, consubstanciada com o ano de 2021, pode perspetivar-se a especificação de um novo regime de gestão eficiente das aquisições das licenças de CO_2 por parte da EDA e da EEM relativo às centrais térmicas abrangidas pelo CELE.

Assim, a ERSE entendeu, pelas razões apresentadas, justificar o lançamento de uma discussão abrangente para dar continuidade ao quadro regulamentar de incentivos para a gestão otimizada de licenças de emissão de CO_2 na RAA e na RAM, de forma a permitir a gestão eficiente das aquisições das licenças de CO_2 por parte das Regiões Autónomas, através do procedimento de consulta dirigida a interessados.

Findo o procedimento de consulta de interessados, foi publicada a Diretiva n.º 5/2023, de 16 de janeiro, que aprova os incentivos para a gestão otimizada de licenças de emissão de CO_2 na RAA e na RAM, aplicando-se o regime de incentivos a partir de 1 de janeiro de 2023.

Operacionalização regulamentar do Mecanismo Excecional de ajuste dos custos de produção de energia elétrica no âmbito da Gestão Global do SEN – revisão

Para efeitos de estabelecimento dos procedimentos de liquidação do mecanismo excecional e temporário de ajuste dos custos de produção de energia elétrica no âmbito do MIBEL que viriam a ser operacionalizados pelo GGS, foi aprovada a Diretiva n.º 13-A/2022, de 21 de junho, que aditou o Procedimento n.º 21-A ao MPGGS.

No seguimento dessa publicação, alguns agentes de mercado abrangidos pelo mecanismo excecional e temporário de ajuste dos custos de produção de energia elétrica no âmbito do MIBEL suscitaram dúvidas quanto à repercussão e à distribuição dos encargos no âmbito na participação no mercado de serviços de sistema, justificando a necessidade do GGS propor à ERSE uma alteração ao Procedimento n.º 21-A do MPGGS.

Para tal, a REN submeteu à ERSE uma proposta de alteração ao Procedimento n.º 21-A do MPGGS, visando a implementação do Mecanismo Excecional de ajuste dos custos de produção de energia elétrica previsto no Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio.

A partir da proposta apresentada pelo GGS, a ERSE alterou e sistematizou determinados detalhes procedimentais ao nível do enquadramento regulatório e do diploma que estabelece o mecanismo

excecional e temporário de ajuste dos custos de produção de energia elétrica no âmbito do MIBEL, colocando a referida proposta a consulta a interessados, perspetivando-se a sua conclusão no decurso do primeiro semestre de 2023.

Alteração do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema para adotar a metodologia harmonizada de desvios

Em 15 de fevereiro de 2022, a ERSE lançou uma Consulta Pública com uma proposta de revisão do MPGGS, tendo como objetivo fundamental concretizar a Decisão da ACER n.º 18/2020 (*ISH — Imbalance Settlement Harmonisation*), de 15 de julho de 2020, sobre uma metodologia harmonizada de tratamento dos desvios no mercado interno.

A consulta incluiu ainda outros aspetos de melhoria gradual e adaptação do MPGGS, como uma nova metodologia de verificação do cumprimento da mobilização de serviços de sistema, a redefinição das áreas de balanço ou a redução do período de liquidação.

Aquela Decisão foi tomada no âmbito do Regulamento (UE) 2017/2195 da Comissão, de 23 de novembro, que estabelece orientações relativas ao equilíbrio do sistema elétrico (Regulamento EB).

Este Regulamento estabelece princípios comuns para a contratação e a liquidação de reservas de contenção da frequência, reservas de restabelecimento da frequência e reservas de reposição, trocadas entre os operadores das redes de transporte de eletricidade (ORT) nas plataformas europeias.

Esses princípios incluem o desenvolvimento de uma proposta para especificar e harmonizar as principais características da liquidação de desvios dos agentes de mercado. De acordo com o n.º 2 do artigo 6.º do Regulamento EB, a ACER adotou uma decisão sobre a metodologia de harmonização de liquidação de desvios (*ISH — Imbalance settlement harmonisation*) na sequência de um processo que envolveu a consulta aos ORT e às NRA e uma consulta pública.

A referida Decisão 18/2020 sobre a harmonização da liquidação de desvios engloba os seguintes aspetos: Posição única do desvio, componentes e cálculo do preço de desvio, incluindo a metodologia do preço único de desvio, as condições de aplicação de preços duais de desvio e a definição do valor do preço de ativação evitada.

A alteração do MPGGS adotou vários aspetos que decorrem dos códigos de rede europeus, nomeadamente a explicitação dos papéis que os agentes de mercado desempenham ou podem desempenhar, seja como

responsáveis pela liquidação dos desvios, seja como prestadores de serviços de sistema. Os agentes de mercado que participam apenas nos mercados organizados ou em contratação bilateral podem delegar a sua responsabilidade pelos desvios num terceiro.

Outra das alterações foi a substituição do conceito da área de balanço pela Área de Ofertas, permitindo agilizar a inscrição das unidades físicas nas respetivas áreas de ofertas, sem necessidade de aprovação pela ERSE.

As alterações produzidas também promoveram uma maior agregação de unidades físicas numa mesma Área de Ofertas, aumentando a flexibilidade dos agentes de mercado na prestação do serviço de regulação de frequência. Em complemento, foram incluídos novos casos como as unidades físicas de armazenamento ou de agregação.

A alteração do MPGGS iniciou a adaptação da regulamentação aos novos tipos de instalações (armazenamento, produtores híbridos, produção descentralizada de pequena escala) e de agentes (agregadores).

A alteração do MPGGS foi aprovada em dezembro de 2022.

Projeto-piloto de participação do consumo no mercado de reserva de regulação (DIR) JC

Durante 2022 manteve-se em funcionamento o projeto-piloto de participação do consumo no mercado de reserva de regulação. Através da Diretiva n.º 6/2020, de 20 de abril, a ERSE aprovou que se continuassem a aplicar as regras estabelecidas pela Diretiva n.º 4/2019, de 15 de janeiro, sobre a participação do consumo no mercado de reserva de regulação e, querendo as partes, os respetivos contratos. Esta disposição é transitória e vigora até à aprovação das alterações a introduzir na regulamentação vigente.

Desde o seu início, em julho de 2019, o projeto-piloto contou com a participação de 27 agentes, tendo sido mobilizados 66 481 MWh, a que corresponde um volume de negócios de 4,9 milhões de euros.

Em 2022, o projeto-piloto caracterizou-se por uma participação de 23 agentes, 19 140 MWh de energia mobilizada e um montante associado de 2,69 milhões de euros, cerca de 1,12% do montante associado à mobilização da reserva de regulação (terciária) pelo sistema.

Podem ser identificadas 3 vagas de adesão ao projeto-piloto: em 2019, no seu início, com 4 agentes; em 2020 com 9 agentes e em 2022 com 23 agentes.

Autoconsumo de energia elétrica e comunidades de energia renovável

No âmbito do Regulamento do Autoconsumo, foram aprovadas as condições gerais dos contratos de uso das redes para autoconsumo através da Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), pela Diretiva n.º 12/2022, de 19 de maio.

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, estabeleceu a possibilidade de instalação urgente de contador no regime de autoconsumo mediante o pagamento de um preço pelo serviço prestado. O preço deste serviço foi aprovado pela Diretiva n.º 19/2022, de 2 de setembro.

Projetos-piloto de autoconsumo de energia elétrica e comunidades de energia renovável

A possibilidade de implementação de projetos-piloto prevista no Regulamento do Autoconsumo permite a derrogação temporária ou a aprovação de regras particulares, em divergência ou em complemento ao Regulamento, com destaque para a utilização de formas dinâmicas de partilha da energia produzida [22].

Nesse contexto, foram apresentadas à ERSE diversas propostas de projetos-piloto de CER e autoconsumo coletivo.

Os projetos-piloto visam o apoio técnico da ERSE no seu desenvolvimento e interpretação do quadro regulamentar, e também procuram testar formas avançadas de partilha de energia entre os autoconsumidores, definindo os coeficientes de partilha após o dia e já conhecendo os diagramas de produção e de consumo de cada participante.

Um dos projetos foi proposto pela E-REDES, enquanto ORD, nos termos do n.º 10 do artigo 55.º do Regulamento do Autoconsumo, para desenvolvimento de metodologias de partilha baseadas em coeficientes dinâmicos e hierárquicos. Este projeto-piloto foi aprovado pela ERSE em 13 de setembro de 2022. Desta forma, dependendo dos objetivos e necessidades de cada autoconsumo coletivo ou CER, é possível otimizar a partilha de energia. Este projeto, de participação aberta, é a base de funcionamento dos projetos-piloto desenvolvidos por promotores privados que pretendem utilizar regras alternativas à partilha proporcional ou de coeficientes fixos. A ERSE acompanhou os projetos e assegurou o apoio técnico

[22] Já no início de 2022, em 14 de janeiro, foi alterado o regime jurídico do autoconsumo pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, prevendo-se nomeadamente a possibilidade de estabelecer sistemas dinâmicos para partilha de energia. Assim, os projetos-piloto assumem um papel de implementação inicial das novas regras, antes da sua transposição para o quadro regulamentar. Desta forma, pretende-se testar modelos concretos de implementação para orientar a futura definição da regulamentação aplicável.

aos promotores de projetos-piloto e outros interessados. No final de 2022 encontravam-se três projetos aprovados e participantes do projeto do ORD, esperando-se resultados destes projetos no decorrer de 2023.

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) [23] e ainda a aprovação dos preços dos serviços regulados.

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, em particular o Conselho Tarifário. O processo de aprovação das tarifas, incluindo a sua calendarização, está também regulamentado pelo RT.

As tarifas vigentes em 2022, incluindo as tarifas de acesso às redes de energia elétrica, resultam das regras estabelecidas no RT, aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela Declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro.

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 RESP. Estas tarifas são pagas, na situação geral [24], pelos comercializadores em representação dos seus clientes e repercutidas no preço final.

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

[23] Nos termos dos seus Estatutos, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril na redação vigente.

[24] 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 à programação.

aprovadas as seguintes tarifas: Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte em MAT e AT, Uso das Redes de Distribuição em AT, MT e baixa tensão (BT) e Operação Logística de mudança de comercializador. As variáveis de faturação incluem termos de potência, de energia ativa e de energia reativa.

De notar que, face a 2021, foi eliminada a tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar aos produtores (tarifa G), tendo como fundamentação a harmonização com Espanha e a inexistência de um modelo comum na Europa, e foi introduzida a Tarifa de Acesso às Redes a aplicar às instalações autónomas de armazenamento.

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 (i) 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 (ii) 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. As tarifas que compõem a soma são baseadas nos custos marginais, promovendo-se assim uma utilização eficiente dos recursos e evitando-se subsidiações cruzadas.

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 alta tensão (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 3-6 apresenta o conjunto de tarifas de acesso e as respetivas variáveis de faturação.

Quadro 3-6 - Estrutura das tarifas de acesso às redes de energia elétrica

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	●	●	●	●	●

O consumo de energia elétrica dos pontos de carregamento de veículos elétricos que integram a rede da mobilidade elétrica, o consumo das instalações autónomas de armazenamento e o autoconsumo através da rede pública estão igualmente sujeitos ao pagamento das tarifas de Acesso às Redes, tendo, todavia, especificidades face às tarifas de acesso às redes aplicáveis ao consumo.

Assim, nos termos do Regulamento da Mobilidade Elétrica em vigor em 2022, os pontos que integram a rede da mobilidade elétrica que estejam ligados à RESP, 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 às entregas aos utilizadores dos veículos elétricos e são constituídas por um preço de energia por período horário, em euros por kWh.[25]

Desde 2022, são publicadas as tarifas de Acesso às Redes a aplicar às instalações autónomas de armazenamento. Estas tarifas resultam das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao consumo deduzidas dos encargos correspondentes aos Custos de Interesse Económico Geral (CIEG) estabelecidos em legislação específica [RT, artigo 64.º]. Esta dedução evita um duplo pagamento de CIEG (nas fases de consumo intermédio para armazenamento e no consumo final pelo cliente), garantindo-se, contudo, o pagamento

[25] Para mais informação sobre a mobilidade elétrica ver o ponto 6.4 deste documento.

das tarifas de uso das redes (transporte e distribuição). A estrutura e discriminação horária destas tarifas são idênticas às das tarifas de Acesso às Redes.

No que respeita ao autoconsumo, são aprovadas tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo que utilize a rede pública para a entrega da energia. Estas tarifas são aplicáveis do lado do consumo e são determinadas no referencial da instalação de consumo participante em autoconsumo e a sua estrutura replica a das tarifas de Acesso às Redes, assumindo o nível de tensão, o ciclo de contagem e os períodos tarifários coincidentes com os das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao consumo fornecido à instalação de consumo participante em autoconsumo, por um comercializador.

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 59.º da Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, em 2022 foram interpostas várias ações administrativas por produtores de energia contra a ERSE. Com o mesmo objeto das referidas ações, os produtores de energia já tinham interposto ações judiciais contra a ERSE em 2021.

Diversos produtores de energia que aderiram ao regime remuneratório alternativo previsto no Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro, intentaram contra a ERSE, o Estado e/ou a SU Eletricidade, S.A. (SU Eletricidade) mais de 5 dezenas de ações, que correm em 13 tribunais diferentes, tendo por subjacente fundamentalmente: i) uma interpretação deste diploma conflituante com o Despacho n.º 6304/2021, de 16 de junho, do Secretário de Estado Adjunto e da Energia, ii) e na sua decorrência da Instrução n.º 11/2021 da ERSE que o operacionaliza, iii) bem como das comunicações da SU Eletricidade relativas aos valores de reconciliação apurados nos termos da instrução da ERSE.

Os produtores pugnam por uma interpretação do artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 35/2013 que lhes garanta uma remuneração pela eletricidade produzida superior àquela que resulta do Despacho impugnado e, outrossim, da instrução da ERSE que lhe dá execução, desde o momento da sua aplicação.

O argumentário apresentado pelos produtores tem um tronco comum, em torno do "Acordo de Princípio" que teria sido alcançado a 27/08/2012 no âmbito do plano de assistência financeira a Portugal, entre o membro do Governo da área da energia e a APREN – Associação Portuguesa de Energias Renováveis, do teor do Decreto-Lei n.º 35/2013, da prática alegadamente seguida pela SU Eletricidade e do princípio da proteção da confiança. Nalguns casos, com diferentes intensidades e desenvolvimentos, são invocados

alegados vícios por incompetência, falta de habilitação e omissão de formalidades para a emanação do Despacho impugnado, bem como a suposta violação de outros princípios Administrativos e Constitucionais.

A ERSE, não obstante ter sido consultada no final do processo legislativo sobre o Decreto-Lei n.º 35/2013, foi alheia às negociações que o precederam e que vieram a desembocar no invocado "Acordo de Princípio". Contudo, a ERSE assinalou nas várias ações administrativas que, por um lado, uma simples comparação de textos permite perceber que o diploma legal não verteu tal qual o documento datado de 27/08/2012 junto pelos produtores e, por outro, que nem todos os produtores, nas respetivas ações intentadas, apresentaram uma versão uniforme quanto à interpretação da alegada proposta de 27/08/2012 e do acordo alcançado. Foi igualmente assinalado pela ERSE que o membro do Governo da área da energia em funções à data das negociações apresentou, em sede de Comissão Parlamentar de Inquérito, uma interpretação do acordo alcançado que apoia a solução do Despacho impugnado e desautoriza qualquer das versões dos produtores, tanto no período de 2013 a 2020, como daí em diante. Entendeu-se, também, que a interpretação oficial vertida no Despacho n.º 6304/2021 é não só defensável, como existem boas razões para que se entenda ser a melhor interpretação da lei relativamente a uma matéria cuja competência decisória não está adstrita à ERSE.

Por fim, a ERSE defendeu que, ao contrário do alegado pelos produtores, não colhem os putativos vícios formais nem se verifica violação de qualquer norma Administrativa ou Constitucional relativamente ao despacho do Secretário de Estado Adjunto e da Energia, à instrução da ERSE que o operacionaliza, ou à subsequente faturação da SU Eletricidade.

PREÇOS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

As tarifas de acesso às redes em vigor em 2022 [26] registaram, para a procura prevista para esse ano, um decréscimo tarifário médio de 83,3% face a 2021, conforme se apresenta no Quadro 3-7.

De sinalizar que, em julho de 2022, a ERSE procedeu à fixação excecional de tarifas, pelo que os valores apresentados no quadro seguinte refletem o valor médio das tarifas de acesso às redes aprovadas, que vigoraram de janeiro a junho e de julho a dezembro de 2022.

[26] Diretiva n.º 3/2022, de 7 de janeiro, que aprovou as tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2022. A Diretiva n.º 17/2022, de 6 de julho, aprovou a fixação excecional de tarifas, que vigoraram a partir de 1 de julho de 2022.

Quadro 3-7 – Tarifas de acesso às redes para 2022

	Tarifas 2021 (preços médios) €/kWh*	Tarifas 2022 (preços médios) €/kWh	Variação
Tarifas de Acesso às Redes	**0,07232**	**0,01210**	**-83,3%**
Acesso às Redes em MAT	0,02261	-0,00778	-134,4%
Acesso às Redes em AT	0,02813	-0,00745	-126,5%
Acesso às Redes em MT	0,04824	-0,00628	-113,0%
Acesso às Redes em BTE	0,08838	0,02204	-75,1%
Acesso às Redes em BTN	0,11304	0,03571	-68,4%

* Aplicação das tarifas de 2021 à procura prevista para 2022.

Fonte: dados ERSE

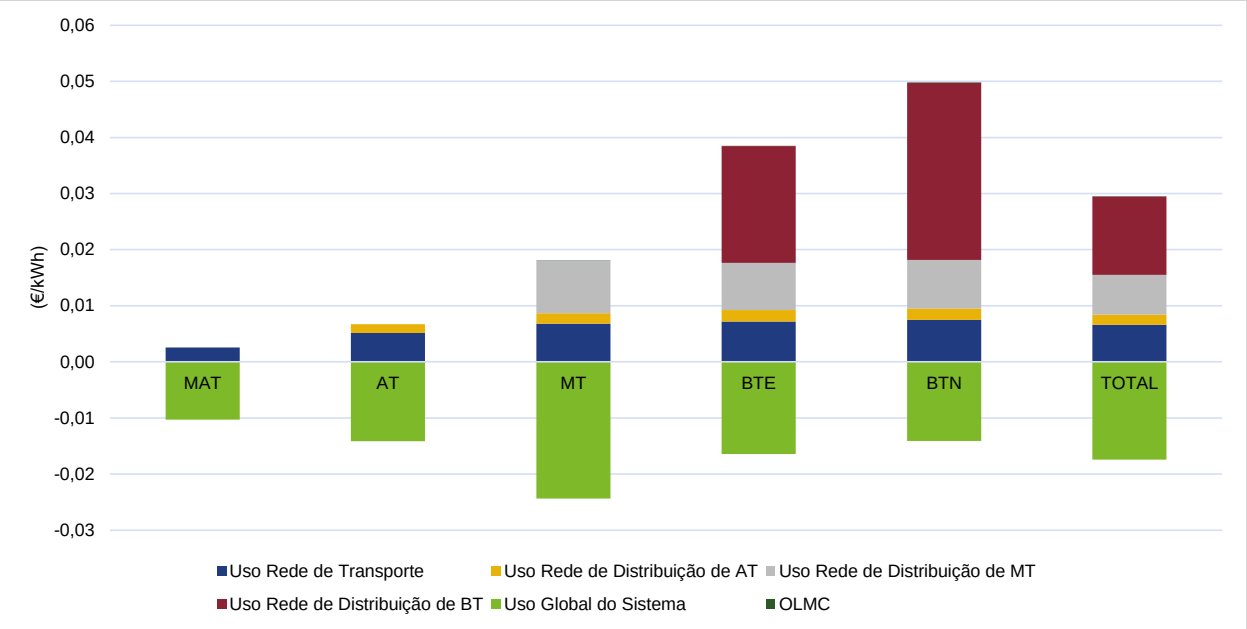
A revisão excecional das tarifas em 2022 foi fundamental para assegurar uma maior estabilidade tarifária face ao contexto de grande volatilidade dos mercados de energia e de nível de preços anormalmente elevados nos mercados grossistas de eletricidade, em resultado da guerra na Ucrânia e do contexto económico pós-pandémico, permitindo mitigar os acréscimos na fatura dos consumidores, através de uma redução expressiva das tarifas de acesso às redes.

O decréscimo das tarifas de acesso às redes foi fundamentalmente justificado pela redução na tarifa de Uso Global do Sistema, resultado da diminuição dos CIEG que, em 2022, se traduziram num benefício para o sistema. Ou seja, sendo o diferencial de custos da produção em regime especial dependente da diferença entre os preços garantidos à produção em regime especial e os preços de energia observados no mercado grossista, esta redução foi justificada fundamentalmente pelo acentuado acréscimo dos preços de energia no mercado.

A decomposição, em 2022, do preço médio das tarifas de acesso às redes por atividade regulada e para cada nível de tensão é apresentada na Figura 3-14, enquanto na Figura 3-15 se encontra a estrutura do preço médio por atividade regulada para cada nível de tensão [27].

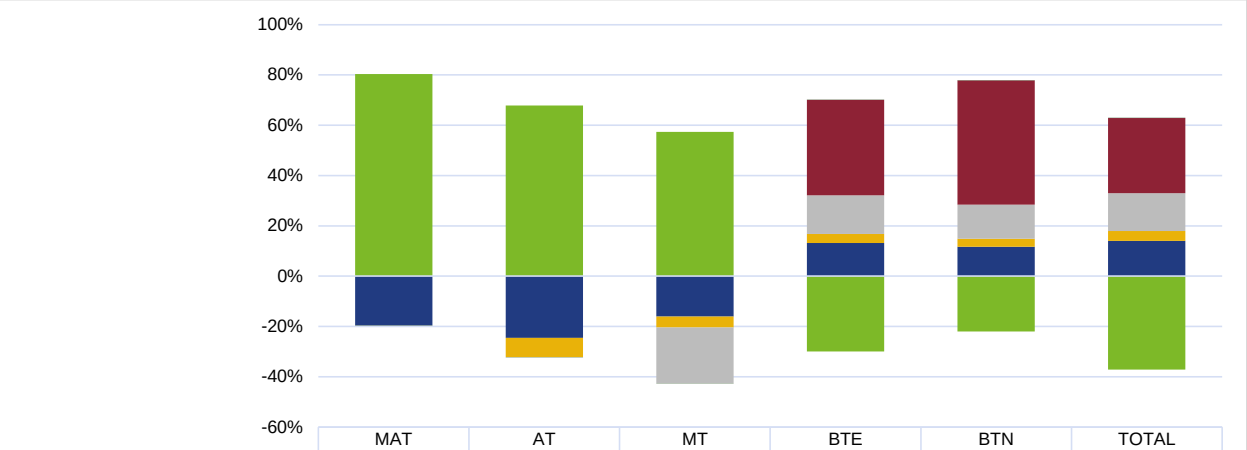
[27] O valor da tarifa do OLMC, apesar de aplicável, não é visível nos gráficos.

Figura 3-14 – Preço médio das tarifas de acesso às redes em 2022, por atividade



Fonte: dados ERSE

Figura 3-15 – Estrutura do preço médio de acesso às redes por atividade regulada para cada nível de tensão, em 2022



	MAT	AT	MT	BTE	BTN	TOTAL
OLMC	0,00%	0,00%	-0,01%	0,01%	0,21%	0,25%
Uso Rede de Distribuição de BT				94,4%	88,4%	115,5%
Uso Rede de Distribuição de MT			-149,6%	38,3%	24,2%	58,7%
Uso Rede de Distribuição de AT		-21,1%	-29,8%	9,1%	5,7%	14,9%
Uso Rede de Transporte	-32,3%	-68,8%	-108,2%	32,7%	20,9%	54,6%
Uso Global do Sistema	132,3%	189,9%	387,6%	-74,5%	-39,5%	-143,9%

Fonte: dados ERSE

DESENVOLVIMENTOS REGULAMENTARES

REVISÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO

Em 20 de maio de 2021, a ERSE lançou a Consulta Pública n.º 101 com a proposta de reformulação do RT do setor elétrico, que fundamentou a aprovação de proveitos e tarifas que vigoraram em 2022.

A reformulação teve como objetivo a atualização dos mecanismos e metodologias de regulação ao nível dos proveitos permitidos e da estrutura tarifária, face ao início de um novo período de regulação, em 2022, bem como a inclusão de temas que se inserem no quadro global da transição para uma economia neutra para o clima. Neste contexto, as principais medidas aprovadas ao enquadramento regulamentar com impacto nas decisões tarifárias a partir de 2022, foram as seguintes:

- Eliminação da tarifa de uso da rede de transporte aplicada aos produtores (tarifa G);
- Implementação, a médio prazo, de uma opção tarifária no acesso às redes, designada por tarifa de Acesso às Redes opcional em MAT, AT e MT para Portugal continental. A opção tarifária caracteriza-se pela especificação de períodos horários para três grupos geográficos diferentes no território continental (Norte, Centro, Sul) e pela diferenciação do preço de potência em horas de ponta por três épocas (Alta, Média, Baixa)[28].
- Obrigação de discriminação tri-horária das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo de energia elétrica através da RESP, no caso particular da BTN;
- Aplicação de tarifas de Acesso às Redes, deduzidas dos CIEG, às instalações autónomas de armazenamento;
- Alteração do período de regulação de 3 para 4 anos;
- Adoção de uma metodologia de regulação por incentivos do tipo *revenue cap* aplicada aos custos totais controláveis (TOTEX) das atividades de Transporte de Energia Elétrica (TEE) e de Distribuição de Energia Elétrica em AT e MT (DEE AT/MT) no Continente, que corresponderá a aplicar para o período de regulação metas de eficiência a um conjunto de custos (base de custos) previamente definido, que incorpora custos com capital e custos de exploração;

[28] A proposta vem na sequência da análise custo-benefício positiva do projeto-piloto de aperfeiçoamento da tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT, realizada de acordo com a Diretiva n.º 6/2018 da ERSE, de 27 de fevereiro, explicada no Relatório da UE de 2021.

– Introdução do mecanismo de partilha de ganhos e perdas complementar à introdução da metodologia de regulação por incentivos aplicada ao TOTEX.

METODOLOGIAS DE REGULAÇÃO PARA A DETERMINAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

O ano de 2022 foi o primeiro ano do período de regulação 2022-2025. Destaca-se que as atividades de transporte, distribuição e comercialização de último recurso [29], em Portugal continental, tiveram as suas metodologias alteradas.

De seguida, resume-se, por tipo de operador de rede e para os comercializadores de último recurso, os modelos regulatórios aplicados neste período ao cálculo dos proveitos permitidos:

- Para Portugal continental:
    - Operador da Rede de Transporte – Na atividade de transporte de energia elétrica os proveitos passaram a ser determinados através de uma metodologia de regulação baseada em incentivos do tipo *revenue cap*[30] aplicada ao TOTEX[31], complementada por um mecanismo de partilha de ganhos e de perdas, acrescida de uma componente de custos não controláveis, por forma a incorporar custos de caráter extraordinário. Esta parcela de custos não controláveis deverá ser analisada e calculada numa base anual, casuisticamente, devendo apenas ser considerada quando justificável. É igualmente aplicado o incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, que visa incentivar o operador da rede a melhorar o desempenho técnico da mesma, tendo em consideração os seguintes indicadores: (i) indicador "Manutenção da disponibilidade do equipamento da RNT"; (ii) indicador "Manutenção da qualidade de serviço técnica da RNT"; (iii) indicador "Nível de capacidade de interligação disponibilizada aos mercados".
    - 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 eficiência.

[29] Atividade de comercialização regulada

[30] Os indutores são a extensão de rede (km) e a potência ligada para produtores.

[31] *Total Expenditure*.

- Operador da rede de distribuição – Na atividade de distribuição de energia elétrica em alta e média tensão passou a ser aplicada uma metodologia do tipo *revenue cap* [32] no TOTEX). Na BT manteve-se a aplicação de uma metodologia do tipo *revenue cap* [33] ao TOTEX (custos totais) da atividade de distribuição de energia elétrica em BT. São igualmente aplicados outros incentivos: (i) incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição; (ii) incentivo à melhoria da continuidade de serviço; (iii) incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes. Para além disto é acrescida uma componente de custos não controláveis, por forma a incorporar custos de caráter extraordinário. Esta parcela de custos não controláveis deverá ser analisada e calculada numa base anual, casuisticamente, devendo apenas ser considerada quando justificável e complementada por um mecanismo de partilha de ganhos e de perdas.
- Operador logístico de mudança de comercializador (OLMC) [34] – metodologia de regulação por incentivos aplicada ao TOTEX que evolui com a aplicação de uma metodologia IPIB-X[35].
- Comercializador de último recurso –a metodologia aplicada à atividade de comercialização foi adaptada à nova realidade da empresa. Neste contexto, aplica-se uma metodologia de regulação do tipo *price cap* aplicado ao OPEX[36] [37], e de *rate of return* aplicada ao CAPEX[38].

- 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 do tipo *revenue cap*; (ii) regulação das atividades de distribuição e comercialização de energia elétrica através de uma metodologia de apuramento de proveitos permitidos por *price cap* [39] no OPEX e custos aceites em base anual no caso dos custos com capital (CAPEX); (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

[32] Os indutores de custos em AT/MT são a extensão de rede (km) e a potência ligada para produtores.

[33] O indutor de custo em BT é o número médio de clientes ligados em BT.

[34] Entidade que gere o processo de mudança de comercializador de eletricidade e gás natural.

[35] Deflator do PIB

[36] *Operational Expenditure.*

[37] O indutor de custo é o número de clientes.

[38] *Capital Expenditure.*

[39] Os indutores de custos na atividade de distribuição em ambas as regiões autónomas são a energia distribuída e o número de clientes. Na atividade de comercialização o indutor de custo é o número de clientes.

armazenamento destes combustíveis [40] e (iv) incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes.

Os fatores de eficiência anuais aplicados, no continente, foram de (i) 1,5% ao TOTEX da atividade de transporte, (ii) 1,5% no TOTEX da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema, (iii) 0,75% ao TOTEX da atividade de distribuição, (iv) 0% no caso do OLMC e (v) 0,75% no OPEX da atividade de comercialização de último recurso.

As metas de eficiência aplicadas no OPEX das atividades reguladas são as seguintes: (i) RAA: 1,5% na atividade de aquisição de energia elétrica e gestão de sistema, 2,5% na atividade de distribuição e 3% na atividade de comercialização; (ii) RAM: 1,5% na atividade de aquisição de energia elétrica e gestão de sistema, 2% na atividade de distribuição e 2,5% na atividade de comercialização.

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 à taxa de remuneração dos ativos regulados [41], 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 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)). Até 2021, as receitas desta empresa dependiam de incentivos definidos pela ERSE. De um modo geral, estes incentivos

[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 2022 para Portugal continental e regiões autónomas – transporte: 4,40%; distribuição: 4,70%.

relacionavam diretamente as receitas da empresa comercializadora com a margem operacional obtida com a venda da energia das centrais com CAE em mercado. Em 2021 terminou um desses contratos, existindo agora apenas um CAE, cujo efeito do sobrecusto terminará em 2024 com o fim desse contrato. Por imposição legal, as receitas dessa atividade passaram a estar associadas à recuperação dos custos da atividade, validados pelo regulador.

Os restantes contratos foram cessados e os respetivos centros electroprodutores 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 nos relatórios anteriores, 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 (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 RAA e RAM pela aplicação, nestas regiões, de um nível tarifário igual ao do continente.

Em 2022, o valor total dos CIEG atingiu um valor negativo. Esta situação resulta do facto de, nesse ano, se ter assistido a uma redução muito significativa do sobrecusto associado à produção com remuneração garantida, atingindo mesmo valores negativos, na consequência do forte aumento do preço de energia elétrica no mercado, muito superior ao custo médio da produção com remuneração garantida. Desta forma, esta parcela dos CIEG em 2022 representou um valor a deduzir às tarifas.

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 RRC [42], da responsabilidade da ERSE, não tendo sido objeto de alteração durante o ano de 2022.

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 requisitantes da ligação através dos encargos de ligação à rede (de acordo com as regras aprovadas pela ERSE) e pelos consumidores de energia elétrica através 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 da rede).

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

Em 2022, 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 disto, vigoraram mecanismos financeiros de cobertura do risco de separação de preços nos mercados ibéricos por congestionamento da interligação. A resolução de congestionamentos está assente na aplicação de um mecanismo de *market splitting* [43].

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

[42] Regulamento n.º 1129/2020, de 30 de dezembro

[43] 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.

legal/regulamentar: Regulamento CE n.º 714/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho [44]; Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações [45] da ERSE; Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal – Espanha [46] da ERSE; Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico [47] da ERSE.

Em 2022 continuaram os trabalhos de aprovação e implementação dos termos, condições ou metodologias previstas nos regulamentos europeus:

- 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));
- 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;
- Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativo ao mercado interno da eletricidade.

A concretização destas normas terá influência direta nos mecanismos de resolução de congestionamentos e atribuição da capacidade disponível nas interligações.

[44] Este regulamento está revogado. Desde 1 de janeiro de 2020 é aplicável o Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019.

https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R0943&from=en

[45] 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.

[46] 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, com as alterações introduzidas pela Diretiva da ERSE n.º 1/2019, publicada no Diário da República, 2.ª série, de 7 de janeiro.

[47] O MPGGS foi aprovado pela Diretiva n.º 23/2022, de 13 de dezembro.

RENDAS DE CONGESTIONAMENTO DAS INTERLIGAÇÕES

De acordo com a legislação e a regulamentação europeias [48], as rendas de congestionamento apenas podem ser usadas para: 1) compensar custos decorrentes da garantia da efetiva disponibilidade da capacidade de interligação atribuída; 2) investir em reforço ou manutenção 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 2022, as rendas de congestionamento das interligações entre Portugal e Espanha, resultantes da diferença de preços zonais após aplicação da separação de mercados, atingiram um total de 9,63 milhões de euros, um valor superior ao registado em 2021 (4,15 milhões de euros).

Em Portugal, a receita das rendas de congestionamento teve, em 2022, duas principais utilizações: i) cobertura de custos relacionados com Ações Coordenadas de Balanço, previstas no Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha;[49] e ii) compensação da liquidação do risco de diferenciais de preços (valor a devolver aos agentes de mercado devido à ocorrência da separação de mercados), tendo em conta os direitos de utilização previamente adquiridos. Tendo as receitas das rendas de congestionamento contribuído, na medida do possível e aplicável, para atingir os objetivos prioritários definidos na regulamentação europeia, e não se verificando à data a existência de outros custos relativos a investimentos com contributo significativo para a manutenção ou aumento da capacidade de interligação, o montante remanescente destas receitas reverterá para o cálculo da tarifa de uso da rede de transporte.

No Quadro 3-8 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.

[48] Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho, relativo ao mercado interno da eletricidade

[49] Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha

Quadro 3-8 – Evolução mensal das rendas de congestionamento, 2022

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	12	5%	201,89	201,72	0,17	792 242	3 184	434
Fevereiro	28	11%	200,72	200,22	0,50	1 240 494	3 241	1 221
Março	7	3%	283,29	283,39	-0,10	730 637	3 496	347
Abril	20	8%	192,01	191,52	0,49	855 939	3 046	1 716
Maio	8	3%	187,15	187,13	0,02	906 123	3 099	224
Junho	12	5%	169,82	169,63	0,19	1 059 901	2 814	474
Julho	68	27%	143,80	142,66	1,14	1 152 798	2 284	1 552
Agosto	57	23%	157,27	154,89	2,37	1 004 266	2 541	2 125
Setembro	10	4%	141,25	141,07	0,18	849 792	2 707	244
Outubro	8	3%	127,22	127,22	0,00	924 078	3 041	214
Novembro	5	2%	115,38	115,56	-0,18	529 534	3 125	322
Dezembro	16	6%	96,55	96,95	-0,40	132 653	3 337	759
								9 633

Fonte: dados OMIE [50]

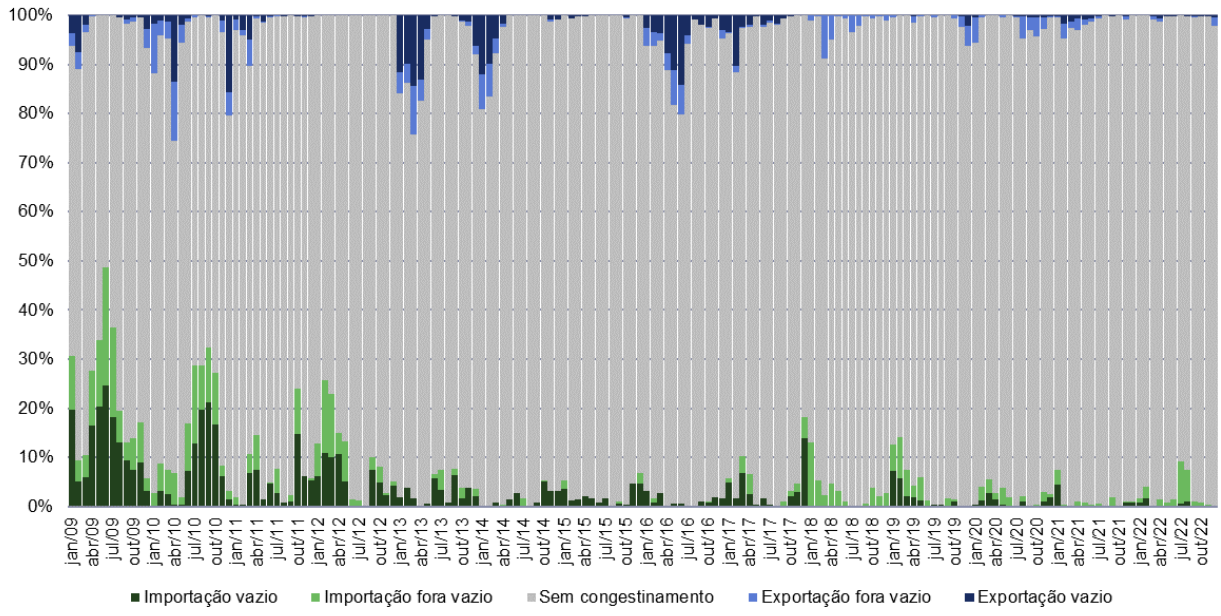
Traduzida em número total de horas de congestionamento, a variação foi de 21 horas (230 horas em 2021 para 251 horas em 2022, em ambos os sentidos da interligação) continuando a refletir uma forte integração dos mercados.

Em termos do diferencial de preços, em 2022, verificou-se um *spread* médio positivo de 0,37 EUR/MWh, no sentido importador, acima do *spread* de 0,07 EUR/MWh registado em 2021, igualmente no sentido importador, verificando-se inversão do sentido do congestionamento em alguns meses do ano.

A figura seguinte ilustra a utilização da capacidade disponível, em ambos os sentidos, na interligação Portugal-Espanha, no período 2009 a 2022, sendo possível verificar, nos últimos anos, o reduzido número de horas de congestionamento em ambos os sentidos.

[50] Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español.

Figura 3-16 – Utilização da capacidade de interligação Portugal-Espanha, 2009 a 2022



Fonte: dados REN e OMIE

COOPERAÇÃO

A ERSE coopera regularmente com os restantes reguladores europeus no âmbito do Conselho Europeu dos Reguladores de Energia (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, Países Baixos, Alemanha, Luxemburgo, Reino Unido, Noruega, Dinamarca, Suécia e Finlândia), tendo decorrido com sucesso desde então.

Dada a localização geográfica de Portugal 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 Europa CCR SWE) no âmbito da integração europeia do MIBEL.

APROVAÇÃO DA ALTERAÇÃO DA METODOLOGIA COMUM DO CÁLCULO DA CAPACIDADE NA REGIÃO DE CÁLCULO DO SUDOESTE DA EUROPA

O número 2 do artigo 20.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 (CACM GL), prevê que, no prazo de 10 meses após a aprovação da proposta de regiões de cálculo da capacidade (CCR) em conformidade com o número 1 do artigo 15.º, todos os ORT em cada uma das CCR devem apresentar uma proposta de metodologia comum de cálculo da capacidade coordenada ("*Common Coordinated Capacity Calculation Methodology*", CCCM) a aplicar na respetiva região para os períodos de operação diário e intradiário.

Em setembro de 2017, os ORT da região de cálculo do Sudoeste da Europa (SWE), constituída por Portugal, Espanha e França, apresentaram uma primeira proposta CCCM, que foi objeto de dois processos de alteração de acordo com o artigo 9.º, número 10, da CACM GL, tendo sido aprovada, pelo SWE *Regulatory Authority Forum* uma versão final em outubro de 2018.

A metodologia aprovada foi implementada em janeiro de 2020 e, após quase dois anos, foi necessário incorporar algumas melhorias. A mais importante foi cumprir a obrigação de fornecer 70% da capacidade da interligação ao mercado, conforme previsto no Regulamento (CE) 2019/943, que entrou em vigor em janeiro de 2020. Apesar de existirem derrogações a esta obrigação aprovadas pelas entidades reguladoras (NRA) para 2020 e 2021, foi necessário implementar uma nova metodologia, uma vez que as derrogações para 2022 incorporam alguns objetivos desafiantes.

A REN – Rede Eléctrica Nacional, na sua qualidade de ORT português, enviou à ERSE em comunicação de 20 de julho de 2021 a proposta "*South West Europe TSOs common capacity calculation methodology for the day-ahead and intraday market timeframe in accordance with Article 21 of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 (June 2021)*" que foi aprovada por todos os ORT da CCR SWE, para envio a todas as NRA da SWE.

Após avaliação técnica da proposta dos ORT, as NRA reconheceram as melhorias significativas alcançadas na SWE CCCM apresentada. Em particular, o processo de ajuste que levará em conta ações corretivas onerosas para aumentar a margem do elemento limitador ajudará a cumprir a obrigação de fornecer 70% da capacidade transfronteiriça ao mercado.

No entanto, as NRA consideraram que a metodologia dedicada aos procedimentos de *fallback* [51]não cumpre os requisitos para monitorizar a meta de 70% nas horas em que não é obtido nenhum valor de NTC (sendo utilizado o valor da metodologia de longo prazo) ou não é detetado nenhum elemento limitador devido a falha de *software*, divergência ou exaustão do GLSK (*Generation and Load Shift Key*).

Por estas razões, as NRA entenderam não aprovar a proposta de metodologia comum de cálculo da capacidade para o horizonte diário e intradiário apresentada pelos ORT. No entanto, as NRA consideraram alterar diretamente a proposta, explorando a disposição incluída no número 6 do artigo 5.º, do Regulamento 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, sobre o dever de as NRA reverem os termos e condições e metodologias sempre que necessário, antes de os aprovar. No processo de alteração da proposta de metodologia, as NRA coordenaram-se com os ORT para explicar as alterações e recolher os seus comentários.

De acordo com o exposto, foram acordados, de forma unânime, na reunião do Fórum dos Reguladores Europeus de Energia da região de cálculo da capacidade do Sudoeste (SWE ERF) de 18 de janeiro de 2022, os termos da aprovação por todas as NRA do SWE (Decisão "*All SWE NRA*") da proposta de todos os ORT da SWE alterada.

ESTABELECIMENTO DO CENTRO DE COORDENAÇÃO REGIONAL DA REGIÃO DE EXPLORAÇÃO DA REDE DO SUDOESTE DA EUROPA

O n.º 1 do artigo 35.º do Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativo ao mercado interno da eletricidade (reformulação), estabelece que os ORT de uma região de exploração da rede (SOR) devem apresentar às NRA em causa uma proposta de estabelecimento de centros de coordenação regionais (RCC).

O estabelecimento das entidades Coreso e TSCNET como RCC para a região Central SOR foi aprovado pela ERSE em 23 de fevereiro de 2021, de acordo com a antiga configuração desta SOR, constituída àquela data pelo conjunto das CCR Core, Norte da Itália e SWE, de que Portugal faz parte.

[51] Procedimentos de recurso em caso da falha.

Em 7 de abril de 2022, na sequência da Decisão da ACER n.º 5/2022 sobre a definição das SOR, que substitui a Decisão n.º 10/2020, de 6 de abril, foi estabelecida a SOR SWE, que coincide com a região de cálculo da capacidade SWE, constituída por Portugal, Espanha e França.

A REN, na sua qualidade de ORT português, enviou à ERSE em comunicação eletrónica datada de 6 de maio de 2022 a proposta "*Establishment of regional coordination centre for the South West Europe SOR in accordance with Article 35 of the Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity "SWE RCC Establishment Provisions", April 2022*", que foi aprovada pelos três ORT da SWE SOR para envio a todas as NRA, com vista à obtenção da correspondente aprovação. Com esta proposta, os ORT da SWE SOR propõem constituir a entidade Coreso como RCC desta região, cujos estatutos fazem parte da proposta como anexo.

Após avaliação técnica da proposta dos ORT da SWE SOR, as NRA da SWE SOR, de acordo com o artigo 35.º do Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, procederam à revisão da proposta antes da sua aprovação.

Nestes termos, foram acordados, de forma unânime, por todas as NRA da SWE SOR em 27 de junho de 2022 os termos da aprovação e da alteração ao estabelecimento da entidade Coreso como RCC da SWE SOR.

ALTERAÇÃO DOS PROCEDIMENTOS DE RECURSO "*PROPOSAL FOR DA FALLBACK PROCEDURES IN SWE REGION FOR DAY-AHEAD MARKET COUPLING*" (METODOLOGIA *FALLBACK*) E DO ANEXO RELATIVO ÀS REGRAS "*SHADOW ALLOCATION*"

O Regulamento da Comissão (UE) 2015/1222, de 24 de julho de 2015, que estabelece orientações para a atribuição de capacidade e a gestão de congestionamentos no setor elétrico (CACM GL) requer o desenvolvimento dos "*Day-Ahead Fallback Procedures*" por região de cálculo de capacidade. Os "*Day-Ahead Fallback Procedures*" para a CCR SWE foram aprovados por todas as NRA da região do Sudoeste, em julho de 2018, tendo a sua última versão sido revista e aprovada por todas as NRA da região do Sudoeste em março de 2021.

A REN, na qualidade de ORT português enviou, em comunicação datada de 4 de março de 2022, de acordo com o estabelecido no CACM GL, uma versão revista da proposta "*Day-Ahead Fallback Procedures in SWE*

region for day-ahead market coupling" (Metodologia *Fallback*) e do seu anexo relativo às regras "*Shadow Allocation*[52]".

A proposta de alteração submetida à apreciação das NRA da CCR SWE inclui alterações previstas nos horários operativos do SDAC em função da alteração da publicação dos resultados dos *shadow auctions* que afeta a interligação elétrica transfronteiriça entre Espanha e França (IFE), de D-1 14h00 para D-1 14h20 CET.

Após a avaliação técnica da proposta da Metodologia *Fallback* e do anexo relativo às regras "*Shadow Allocation*", as NRA da CCR SWE decidiram alterar diretamente a proposta de Metodologia ao abrigo do disposto no número 6 do artigo 5.º do Regulamento (UE) 2019/942 do Parlamento e do Conselho, de 5 de junho de 2019, que institui a Agência da União Europeia de Cooperação dos Reguladores da Energia.

O n.º 10 do artigo 9.º do Regulamento (UE) 2015/1222 refere que as NRA devem tomar as decisões relativas aos termos e condições da Metodologia *Fallback*, no prazo de seis meses após a receção pela NRA ou, se for o caso, pela última NRA em causa, dos termos e condições ou metodologias submetidas pelos ORT. Concretamente, a legislação europeia prevê que estas decisões regulatórias devem ser adotadas, de forma idêntica, por todas e cada uma das NRA. Para esse efeito, foi estabelecido o SWE ERF para facilitar a tomada de decisões sobre as propostas de termos e condições ou metodologias submetidas pelos ORT.

As propostas alteradas da Metodologia *Fallback* e do anexo relativo às regras "*Shadow Allocation*" foram aprovadas de forma unânime pelas NRA da CCR SWE, dando a ERSE conhecimento do facto à REN, na qualidade de ORT português.

GESTÃO A PRAZO DA CAPACIDADE COMERCIAL NA INTERLIGAÇÃO PORTUGAL-ESPANHA

Durante 2022, 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 SWE.

[52] Regras "*Shadow Allocation*": estabelecem os termos e condições de atribuição da capacidade de interligação transfronteiriça, por meio de um leilão explícito, para ambos os sentidos, quando o acoplamento de mercados entre zonas de preço não se encontra disponível.

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.

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 HAR 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 ORT 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 HAR, previstas no artigo 52.º do Regulamento (UE) 2016/1719 da Comissão de 26 de setembro de 2016, incluindo o anexo específico da 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 Spliting Rules*), aprovadas pela ERSE e pela Comissão Nacional dos Mercados e da Concorrência (CNMC).

Na sequência da publicação dessas HAR 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 RARI, através da publicação da Diretiva da ERSE n.º 1/2019, de 7 de janeiro.

Entre dezembro de 2021 e novembro de 2022, ocorreram na JAO os leilões de atribuição financeira de capacidade na interligação Portugal-Espanha para entrega em 2022, como se apresenta no Quadro 3-9.

Quadro 3-9 – Leilões de atribuição financeira de capacidade na interligação Portugal-Espanha para entrega em 2022

Produto colocado	Maturidade	Data	Prémio (€/MWh)	Volume (MW)	N.º de participantes	N.º de adjudicatários
ES-PT YR	Anual	09/12/21	0,14	580	19	14
PT-ES YR	Anual	09/12/21	0,11	409	18	11
ES-PT Q1	Trimestral	16/12/21	0,07	817	9	9
PT-ES Q1	Trimestral	16/12/21	0,08	546	9	8
ES-PT M1	Mensal	23/12/21	0,19	420	22	11
PT-ES M1	Mensal	23/12/21	0,09	409	22	13
ES-PT M2	Mensal	24/01/22	0,00	0	1	0
PT-ES M2	Mensal	24/01/22	0,06	670	20	13
ES-PT M3	Mensal	23/02/22	0,00	0	2	0
PT-ES M3	Mensal	23/02/22	0,08	1130	24	12
ES-PT Q2	Trimestral	10/03/22	0,07	869	8	8
PT-ES Q2	Trimestral	10/03/22	0,10	359	8	6
ES-PT M4	Mensal	23/03/22	0,12	420	24	12
PT-ES M4	Mensal	23/03/22	0,09	670	23	15
ES-PT M5	Mensal	22/04/22	0,15	440	22	12
PT-ES M5	Mensal	22/04/22	0,07	1380	21	15
ES-PT M6	Mensal	24/05/22	0,19	520	26	11
PT-ES M6	Mensal	24/05/22	0,14	518	24	11
ES-PT Q3	Trimestral	16/06/22	0,15	720	10	7
PT-ES Q3	Trimestral	16/06/22	0,13	500	10	5
ES-PT M7	Mensal	22/06/22	0,58	50	26	4
PT-ES M7	Mensal	22/06/22	0,22	0	19	2
ES-PT M8	Mensal	22/07/22	0,33	280	22	12
PT-ES M8	Mensal	22/07/22	0,18	360	21	9
ES-PT M9	Mensal	23/08/22	0,58	718	30	26
PT-ES M9	Mensal	23/08/22	0,00	0	1	0
ES-PT Q4	Trimestral	15/09/22	0,24	630	14	13
PT-ES Q4	Trimestral	15/09/22	0,07	620	10	9
ES-PT M10	Mensal	22/09/22	0,24	940	30	16
PT-ES M10	Mensal	22/09/22	0,18	380	21	6
ES-PT M11	Mensal	24/10/22	0,00	0	1	0
PT-ES M11	Mensal	24/10/22	0,12	279	24	12
ES-PT M12	Mensal	23/11/22	0,21	610	25	12
PT-ES M12	Mensal	23/11/22	0,16	150	24	11

Fonte: dados JAO, elaboração ERSE

O Quadro 3-10 apresenta a liquidação anual no referencial do mercado diário do OMIE, em 2022, dos leilões de FTR na interligação Portugal-Espanha.

Quadro 3-10 – Liquidação anual dos leilões de atribuição financeira de capacidade para entrega em 2022

Liquidação anual acumulada	GLOBAL	Pr ES > Pr PT	Pr PT > Pr ES
		FTR E-P	FTR P-E
Quantidade (MW)	1 411 + 1 707	1 411	1 707
Energia (MWh)	12 358 916 + 14 957 289	12 358 916	14 957 289
Prémio (€/MWh)	----	0,10	0,16
Spread (€/MWh)	----	0,08	0,45
Rendas MD (euros)	9 632 769	1 732 073	7 900 697
Risco liquidado FTR (euros)	7 302 220	999 209	6 303 011
Receita Prémio FTR (euros)	3 645 952	1 236 414	2 409 539
Receita líquida FTR (euros)	-3 656 267	237 205	-3 893 472
Rendas MD + Rec. Líquida (euros)	5 976 502	1 969 277	4 007 224

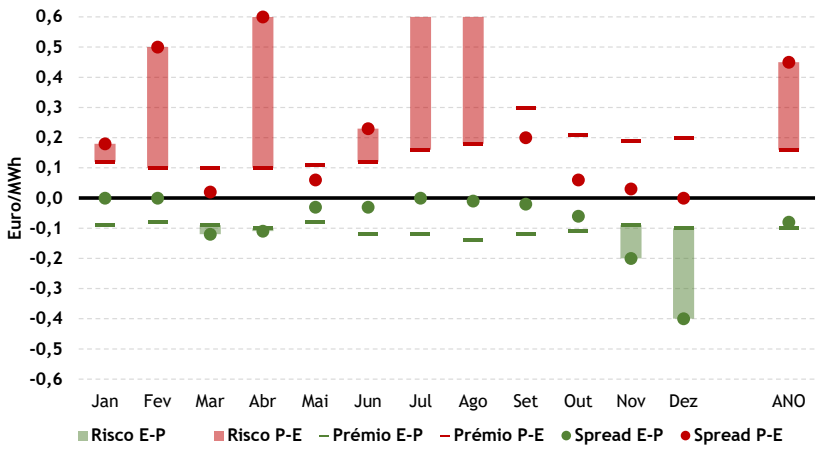
MD - Mercado Diário, FTR - Financial Transmission Rights

Fonte: dados JAO, REN e OMIE, elaboração ERSE

Verifica-se que, no sentido de Portugal para Espanha, se registaram em 2022 um prémio [53] de 0,10 EUR/MWh e um *spread* [54] observado de 0,08 EUR/MWh. No sentido de Espanha para Portugal verificaram-se em 2022 um prémio de 0,16 EUR/MWh e um *spread* observado de 0,45 EUR/MWh.

A Figura 3-17 - Evolução do *spread* e prémio verificados em 2022 apresenta a evolução do *spread* observado e do prémio verificados em 2022.

Figura 3-17 - Evolução do *spread* e prémio verificados em 2022



Fonte: dados JAO, REN e OMIE, elaboração ERSE

[53] Prémio corresponde ao valor do prémio ponderado por produto colocado, com entrega em 2022, adjudicado nos leilões de atribuição financeira de capacidade na interligação Portugal-Espanha (valores distintos por sentido importador/exportador) da capacidade atribuída.

[54] *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 FTR na interligação Portugal-Espanha, com entrega em 2022, resultaram numa perda líquida para o sistema de aproximadamente 3,66 milhões de euros.

ANÁLISE DA CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO ENTRE PORTUGAL E ESPANHA E MONITORIZAÇÃO DO CUMPRIMENTO DOS NÍVEIS MÍNIMOS DE CAPACIDADE DISPONÍVEL PARA O COMÉRCIO INTERZONAL EM 2021

O n.º 8 do artigo 16.º do Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativo ao mercado interno da eletricidade, estabelece os valores mínimos de capacidade da interligação a disponibilizar pelos ORT para o comércio interzonal:

> "8. Os operadores de redes de transporte não devem limitar o volume de capacidade de interligação a disponibilizar a participantes no mercado para resolverem congestionamentos no seio das suas próprias zonas de ofertas, ou como meio de gerir os fluxos resultantes de transações internas para zonas de ofertas. Sem prejuízo da aplicação das derrogações nos termos dos n.os 3 e 9 do presente artigo e em aplicação do artigo 15.º, n.º 2, considera-se cumprido o disposto no presente número se forem atingidos os seguintes níveis mínimos de capacidade disponível para o comércio interzonal:
>
> a) Para fronteiras que utilizam uma abordagem baseada na capacidade líquida coordenada de transporte, a capacidade mínima será de 70 % da capacidade de transporte, respeitando os limites de segurança operacional após dedução de emergências, tal como determinado nos termos da orientação relativa à atribuição de capacidade e a gestão de congestionamentos, adotada com base no artigo 18.º, n.º 5, do Regulamento (CE) n.º 714/2009;"

Por sua vez, a alínea h) do n.º 1 do artigo 59.º da 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, estabelece que a NRA de cada Estado-Membro tem a responsabilidade de "Certificar-se de que os operadores das redes de transporte disponibilizam capacidades de interligação, na maior medida possível, nos termos do artigo 16.º do Regulamento (UE) 2019/943;".

Neste sentido, a ERSE publicou [55], em julho de 2022, um relatório relativo à "Análise da capacidade de interligação Portugal-Espanha e monitorização do cumprimento dos limites mínimos da capacidade disponível para comércio interzonal em 2021". Com este relatório a ERSE pretendeu, por um lado, avaliar

[55] https://www.erse.pt/atividade/regulamentos-eletricidade/acesso-as-redes-e-as-interligacoes/relatorios-maczt-e-pedidos-de-derrogacao/

a evolução e o estado atual da capacidade de interligação entre Portugal e Espanha, e, por outro lado, aferir o grau de cumprimento dos níveis mínimos previstos no n.º 8 do artigo 16.º do Regulamento (UE) 2019/943.

De forma geral, concluiu-se que os níveis mínimos foram cumpridos em 55,9% das situações em que foi possível fazer a avaliação. Desagregando por sentidos, verificou-se que, no sentido exportador (de Portugal para Espanha), os níveis mínimos foram cumpridos em 52,4% das situações em que foi possível avaliar e que, no sentido importador (de Espanha para Portugal), os limites mínimos foram cumpridos em 59,4% das situações em que foi possível avaliar.

APROVAÇÃO DO PEDIDO DE DERROGAÇÃO À APLICAÇÃO EM 2023 DO N.º 8 DO ARTIGO 16.º DO REGULAMENTO (UE) 2019/943 SOBRE OS NÍVEIS MÍNIMOS DE CAPACIDADE DISPONÍVEL PARA O COMÉRCIO INTERZONAL

O n.º 9 do artigo 16.º do Regulamento (UE) 2019/943 permite às NRA conceder uma derrogação ao requisito estabelecido no n.º 8 do mesmo artigo, em relação à capacidade mínima de interligação de 70% oferecida, mediante pedido dos ORT.

A REN, na sua qualidade de ORT português, enviou à ERSE, em 28 de novembro de 2022, o documento "Pedido da REN para derrogação da aplicação da margem mínima disponível para o comércio interzonal em 2023 nos termos do artigo 16.º, n.º 9 do Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho de 5 de junho de 2019 relativo ao mercado interno da eletricidade (reformulação), Novembro de 2022", pedindo a derrogação de um ano, para cumprimento em 2023, da obrigação dos ORT disponibilizarem, a partir de 1 de janeiro de 2020, pelo menos 70% da capacidade de transporte para o comércio interzonal, respeitando os limites de segurança operacional após dedução de emergências.

Após avaliação técnica do pedido enviado pela REN, a ERSE aprovou a derrogação solicitada.

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

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.

O projeto TERRE, iniciado em 2013, é um projeto-piloto voluntário que resulta das iniciativas de implementação antecipada do EB GL, a que o Regulamento (UE) 2017/2195 acima referido deu corpo. A plataforma de troca de energia de balanço a partir de reservas de reposição (LIBRA), que concretizou o projeto TERRE, iniciou o seu funcionamento em janeiro de 2020, através do ORT da Chéquia (CEPS). No início de março de 2020, foi a vez do ORT de Espanha (REE) passar a utilizar a plataforma, seguida do ORT de Portugal (REN - Rede Elétrica Nacional) a 29 de setembro, do ORT da Suíça (Swissgrid), a 8 de outubro, de França (RTE), a 2 de dezembro de 2020 e por último de Itália (TERNA) a 13 de janeiro de 2021.

O Quadro 3-11 mostra os valores de energia e os preços médios ponderados em 2022 de reserva de reposição transacionada no âmbito do TERRE em cada um dos sentidos. O quadro mostra ainda a mesma informação no que diz respeito a Portugal, sobre ofertas, ativações e o respetivo preço médio ponderado, bem como a energia na interligação, importada (subir) e exportada (descer).

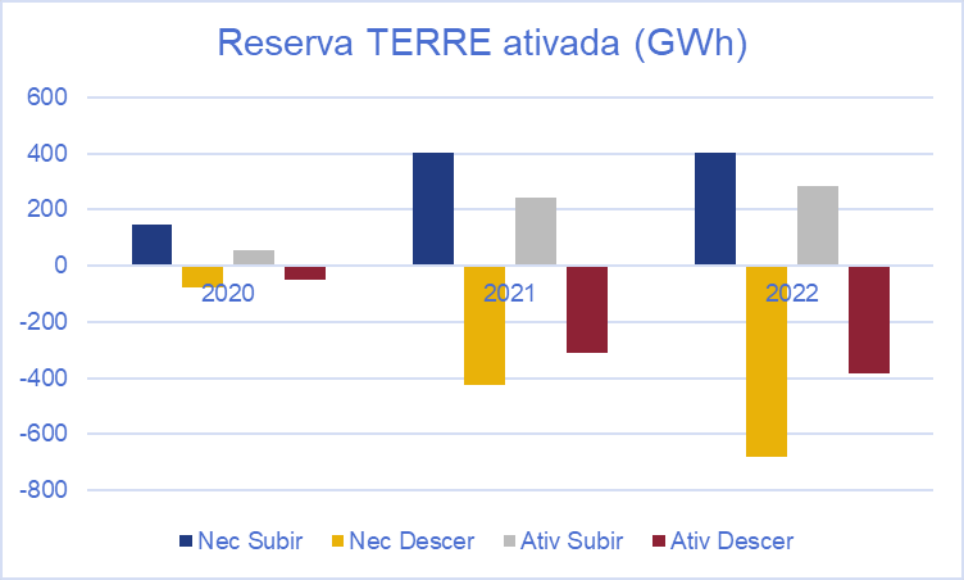
Quadro 3-11 – Estatística relativa ao TERRE, 2022

	Subir	Descer
Energia (GWh)	404	681
Preço Médio (€/MWh)	203,02	112,24
Ofertas PT (GWh)	14 777	9 611
Ativações PT (GWh)	283	382
Preço Médio PT (€/MWh)	204,05	144,72
Interligação (GWh)	600	773

Fonte: dados REN

A Figura seguinte mostra a evolução da reserva de reposição ativada na plataforma TERRE entre 2020 e 2022, em GWh, no que diz respeito às necessidades declaradas pela REN e à resposta dos agentes de mercado em Portugal.

Figura 3-18 – Reserva de reposição ativada na plataforma TERRE de 2020 a 2022



Fonte: dados REN

Recorda-se que, em 16 de dezembro de 2020, a REN iniciou a utilização da plataforma IGCC, do processo IN. As energias anuais deste processo são muito relevantes, comparativamente às energias do processo da reserva de regulação secundária.

Em 5 de outubro de 2022, entrou em funcionamento a plataforma europeia MARI relativa ao processo mFRR, com os ORT da Chéquia (CEPS) e da Alemanha (TenneT DE, 50Hertz, Amprion e TransnetBW).

Em 1 de junho de 2022, entrou em funcionamento a plataforma europeia PICASSO relativa ao processo aFRR, com o ORT da Chéquia. A 22 de junho, aderiram igualmente os ORT da Alemanha e da Áustria (APG).

Embora o número de operadores de rede que já aderiram ao MARI e ao PICASSO seja reduzido, a participação nestas plataformas é obrigatória, mas há várias derrogações em curso. No caso do TERRE, atrás referido, a sua obrigatoriedade é exclusiva aos Estados Membros cujos ORT utilizam a Reserva de Reposição, anteriormente denominada Reserva de Regulação.

Em 2022, na sequência dos trabalhos em conjunto com as NRA e os ORT iniciados em 2019, foram monitorizadas pela ACER várias atividades, tais como os trabalhos de implementação das plataformas MARI e PICASSO, até à sua entrada em funcionamento, bem como a monitorização do funcionamento das plataformas TERRE e IGCC, da implementação harmonizada de liquidação de desvios (ISH) e das metodologias de liquidação entre ORT (nas interligações, mas excluindo as plataformas). Adicionalmente, foram realizadas alterações aos enquadramentos de implementação dos processos aFRR, mFRR e IN e

continuados os trabalhos das metodologias de acordo com o EB GL como sejam a definição das metodologias "*Harmonization of Cross-Zonal Capacity Alocation methodologies*", "*RCC facilitation for Balancing Capacity procurement*" e "*RCC regional sizing of reserves*". De realçar a resposta[56] enviada pela ACER à solicitação da Comissão Europeia relativa ao"*Scoping exercise for the development of a network code regarding demand side flexibility, including rules on aggregation, energy storage and demand curtailment"*.

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 cada Estado-Membro deverá designar um (ou mais) Operador Nomeado do Mercado da Eletricidade (ONME).

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

O referido acordo estabelece que a entidade designada como ONME é o OMIE [57], responsável pela gestão dos mercados diário e intradiários, tendo sido reportado esse facto à ACER em dezembro de 2015.

Em 2022, 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 ORT, 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, 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.

[56] *Framework Guideline on Demand Response*

[57] Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, S.A.

Esta iniciativa integra o mercado intradiário contínuo dos seguintes países: Alemanha, Áustria, Bélgica, Bulgária, Croácia, República Checa, Dinamarca, Eslóvenia, Espanha, Estónia, Finlândia, França, Hungria, Itália, Letónia, Lituânia, Luxemburgo, Noruega, Países Baixos, Polónia, Portugal, Roménia e Suécia. Em 2022, a Eslováquia e a Grécia integraram o projeto XBID com a entrada na última fase do *go-live* em novembro.

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 desenho de mercado, no dia 11 de junho de 2018 foram aprovados pela ERSE o MPGGS e o Manual de Procedimentos do Mecanismo da Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha.

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 as 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 e o ONME para Portugal e Espanha 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 MPGGS.

Em 2022, não houve desenvolvimentos relativos ao Projeto XBID.

ALTERAÇÃO DOS BLOCOS DE CONTROLO POTÊNCIA-FREQUÊNCIA (CPF) NA ZONA SÍNCRONA EUROPA CONTINENTAL NO QUE DIZ RESPEITO À DINAMARCA OESTE

O n.º 2 do artigo 141.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), com as alterações introduzidas pelo Regulamento (UE) 2021/280, de 22 de fevereiro, prevê que os ORT da zona síncrona Europa Continental (CE) devem elaborar em conjunto uma proposta comum relativa ao estabelecimento dos blocos de controlo potência-frequência (CPF).

À data, a estrutura de blocos CPF na zona síncrona Europa Continental foi aprovada pela ERSE em 26 de outubro de 2018.

O ORT português, enviou à ERSE, em comunicação eletrónica de 26 de março de 2021, a proposta de alteração "*All TSOs' proposal for amending the determination of LFC blocks for the Synchronous Area Continental Europe with regard to LFC Area Denmark West, Date 26/01/2021*" que foi aprovada por todos os ORT europeus de eletricidade da zona síncrona Europa Continental para envio a todas as NRA, para efeitos do cumprimento do disposto no n.º 2 do artigo 141.º do Regulamento (UE) 2017/1485.

Esta proposta foi enviada à ERSE em língua inglesa, pelo que, na sequência da comunicação sobre o envio em Português das propostas de termos, condições ou metodologias previstas nos códigos de rede europeus, foi solicitado à REN o seu envio em língua portuguesa, tendo este envio ocorrido em 20 de abril de 2022.

Trata-se da proposta de todos os ORT para alterar o estabelecimento dos blocos CPF para a zona síncrona Europa Continental no que diz respeito à zona CPF Dinamarca Oeste. A alteração implica que a atual zona de monitorização Dinamarca Oeste seja separada da zona CPF TenneT TSO GmbH e se torne uma zona CPF própria, mas continua a fazer parte do bloco CPF alemão – dinamarquês - luxemburguês.

Após avaliação técnica da proposta de alteração dos ORT, as NRA da zona síncrona Europa Continental decidiram aplicar o n.º 1 do artigo 6.º do Regulamento 2017/1485, pelo que procederam à revisão da metodologia antes da sua aprovação. A secção "Considerandos" foi alterada para incluir uma fundamentação da proposta (considerando 8) e uma breve descrição dos efeitos noutros blocos CPF na zona síncrona Europa Continental (considerando 9). A metodologia revista foi consultada com a ENTSO-E, de 14 de janeiro de 2022 a 3 de fevereiro de 2022.

Nestes termos, foram acordados, de forma unânime, por todas as NRA da zona síncrona Europa Continental na reunião de 11 de fevereiro de 2022, os termos da aprovação e da alteração ao estabelecimento dos blocos CPF na zona síncrona Europa Continental.

3.1.4 INVESTIMENTOS NAS REDES DE ELETRICIDADE

Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição

A E-REDES, enquanto operador da RND, apresentou à ERSE uma proposta de atualização do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição para o período 2021 a 2025 (PDIRD-E 2020 – Atualização 2022), competindo a esta entidade, nos termos do n.º 4 do artigo 129.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro [58], promover uma consulta pública ao seu conteúdo.

Assim, no âmbito das competências que lhe estão legalmente atribuídas, a ERSE submeteu a Consulta Pública, entre os dias 17 de agosto e 16 de setembro de 2022, a proposta de PDIRD-E 2020 – Atualização 2022 [59].

A avaliação da ERSE à Proposta de PDIRD-E 2020 – Atualização 2022, 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 aos projetos incluídos na proposta. A ERSE considerou que a proposta estava devidamente estruturada e que as alterações aos projetos aprovados em sede de PDIRD-E 2020 refletiam as atuais necessidades do operador da RND.

REDES INTELIGENTES

As redes inteligentes são uma realidade que tem vindo a ser integrada e desenvolvida gradualmente no sistema elétrico português. Começando pela instalação massificada de contadores inteligentes, os operadores desenvolvem novos serviços sobre as capacidades da infraestrutura inteligente. Para promover e orientar o desenvolvimento de serviços nas redes inteligentes, a ERSE aprovou, em 2019, o Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes (Regulamento n.º 610/2019, de 2 de agosto). Este regulamento define um conjunto de serviços obrigatórios a prestar pelos operadores de redes e pelos comercializadores aos clientes cujas instalações estejam integradas numa rede inteligente.

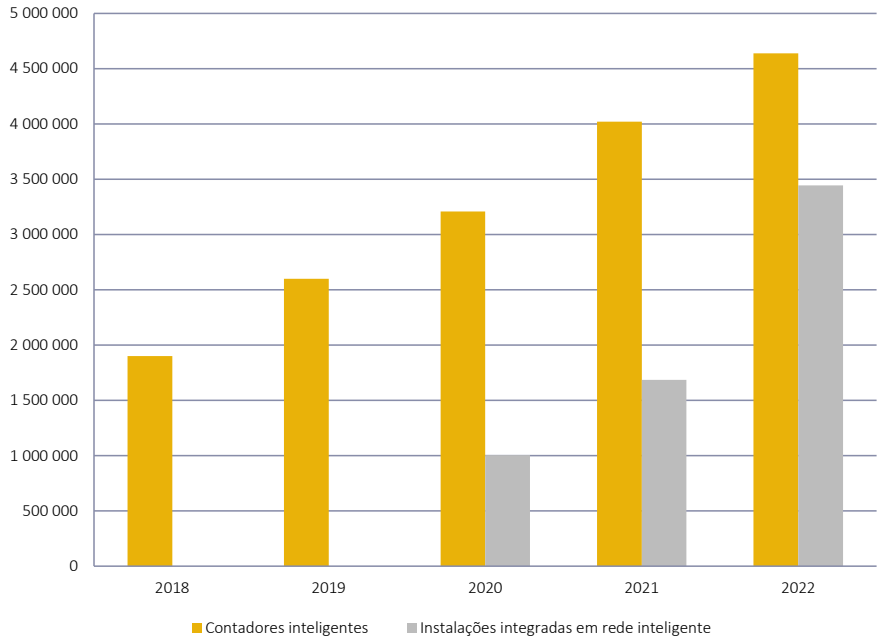
[58] Disponível para consulta em https://dre.pt/dre/detalhe/decreto-lei/15-2022-177634016

[59] https://www.erse.pt/atividade/consultas-publicas/consulta-p%C3%BAblica-n-%C2%BA-111/

Em 2022, a ERSE publicou um relatório sobre o desenvolvimento das redes inteligentes – "Balanço da implementação das redes inteligentes de distribuição de energia elétrica em 2021" [60]. O relatório apresenta o balanço das redes inteligentes no final de 2021 e os planos dos operadores de redes para o seu desenvolvimento.

No final de 2021, havia cerca de 1,7 milhões de clientes em rede inteligente (27% dos clientes em BT), mas mais de 4 milhões de clientes tinham um contador inteligente (64% do mesmo universo). No final de 2022, este número era cerca de 4,6 milhões, dos quais cerca de 3,4 milhões de contadores estavam integrados em rede inteligente. A figura seguinte apresenta a evolução registada nos últimos anos, importando dar nota de que o número total de instalações existentes em Portugal continental é ligeiramente superior a 6,4 milhões.

Figura 3-19 - Evolução do n.º de contadores inteligentes instalados e do n.º de instalações integradas em rede inteligente, 2018 a 2022



Fonte: dados E-REDES, elaboração ERSE

Em 2022, foi publicada legislação (em concreto, o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro e o Despacho n.º 14064/2022, de 6 de dezembro) que estabelece o cronograma de instalação de contadores inteligentes

[60] Disponível online em: https://www.erse.pt/media/n44ff1df/balancoredesinteligentes2021.pdf

e de integração em rede inteligente, assegurando a cobertura de 100% dos clientes até ao final de 2024. O cronograma foi publicado na sequência de proposta [61] apresentada pela ERSE ao Governo.

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 RND atribuída pelo Estado; ii) as concessões municipais de distribuição em BT atribuídas pelos 278 municípios de Portugal continental.

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 cessou entre 2021 e 2022, sendo que a sua atribuição deve decorrer de concurso público.

A Lei n.º 31/2017, de 31 de maio, aprovou os princípios e regras gerais relativos à organização dos procedimentos de concurso público para atribuição, por contrato, de concessões destinadas ao exercício em exclusivo da exploração das redes municipais de distribuição de eletricidade de baixa tensão. Esta lei incentiva a agregação territorial (várias concessões atribuídas a um único concessionário num único procedimento) e o lançamento sincronizado dos concursos.

Nos termos da referida lei, a ERSE elaborou em 2018, uma proposta de delimitação territorial da área das concessões com base em estudos técnicos e económicos, após consulta pública e em articulação com a Associação Nacional de Municípios Portugueses (ANMP), na qual apresentou os parâmetros a ter em conta nas peças-tipo dos concursos.

De acordo com o n.º 3 do artigo 5.º da mesma lei, cabe 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. As peças-tipo dos concursos têm de ser aprovadas pelo Governo.

Neste enquadramento, a 30 de novembro de 2020 foi publicado o Despacho n.º 11814/2020, de 30 de novembro, que criou um grupo de trabalho para a elaboração dos projetos de peças do procedimento,

[61] Disponível em https://www.erse.pt/media/pmdjohr3/cronograma-contadores-governo-dl15.pdf

programa do concurso tipo e caderno de encargos tipo, dos concursos de atribuição das concessões municipais de distribuição de energia elétrica em BT.

O grupo de trabalho foi coordenado pelo Gabinete do Secretário de Estado Adjunto e da Energia, sendo constituído por representantes da ANMP, das entidades intermunicipais com competências delegadas na matéria, da ERSE, da DGEG e do Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores, Tecnologia e Ciência.

Através do Despacho n.º 3759/2021, de 13 de abril, foi prorrogado por 4 meses o prazo para apresentação dos projetos de peças do procedimento e a minuta de contrato tipo de concessão da atividade de exploração das redes de distribuição de eletricidade em BT, previsto no n.º 6 do Despacho n.º 11814/2020, de 30 de novembro.

O Grupo de Trabalho constituído para este efeito, extinguiu-se com a apresentação ao Secretário de Estado Adjunto e da Energia, no decorrer do prazo de prorrogação previsto, dos projetos de peças do procedimento e da minuta de contrato tipo de concessão da atividade de exploração das redes de distribuição de eletricidade em BT.

O artigo 285.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, veio prorrogar a vigência dos contratos de concessão, incluindo aqueles cujos prazos já terminaram, permitindo a alteração de algumas das condições contratuais por acordo entre a E-REDES e a ANMP, em articulação com o membro do Governo responsável pela área da energia. A E-REDES, em dezembro de 2022, deu conhecimento à ERSE sobre o acordo alcançado com a ANMP. Aguarda-se, em todo o caso, o avanço tendente à definição das condições de novas concessões em BT.

3.2 PROMOÇÃO DA CONCORRÊNCIA

3.2.1 MERCADO GROSSISTA

Em 2022, observou-se uma diminuição da concentração no mercado de produção de energia elétrica, devido ao regime hidrológico menos favorável, face ao ano anterior, que afetou a produção hídrica por parte do operador dominante [62] EDP Produção, à venda de ativos hídricos por parte deste agente de

[62] 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.

mercado produtor e à entrada em funcionamento de novos ativos hídricos por parte da Iberdrola no Sistema Hidroelétrico do Alto Tâmega, correspondente a 2 centros electroprodutores (Daivões e Gouvães), com uma potência total instalada de cerca de 998 MW (Daivões e Gouvães) e 880 MW (Gouvães) em bombagem. Apesar do desaparecimento da produção proveniente das centrais a carvão (as centrais de Sines e do Pego encerraram em 2021), verificou-se um aumento do nível de participação das centrais térmicas, através de um aumento da produção proveniente das centrais de ciclo combinado a gás natural, face a 2021.

Face a 2021, a percentagem de tempo em que ocorreram situações de diferencial de preço entre as áreas do MIBEL apresentou um aumento, como já referido no ponto 3.1.3. Assim, de um modo geral, o ano de 2022, devido a piores condições de hidraulicidade, à venda de ativos de geração da EDP Produção à Movhera e do comissionamento dos novos ativos hídricos da Iberdrola, ficou marcado por uma evolução desfavorável para o operador dominante EDP Produção, traduzida na redução do nível de 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.

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

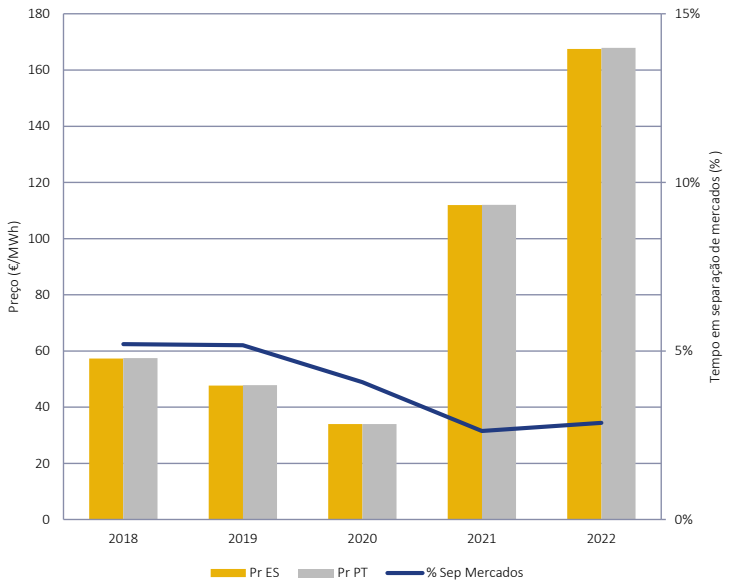
Preços no mercado *spot*

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 mercados 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 3-20, para o período compreendido entre 2018 e 2022.

Figura 3-20 – Evolução do preço médio anual em mercado *spot* e separação de mercados, 2018 a 2022



Fonte: dados OMIE

O preço médio em mercado *spot* para Portugal, em 2022, situou-se em 167,89 EUR/MWh, cerca de 50% acima do preço registado em 2021 (112,01 EUR/MWh).

Relativamente ao ano anterior, verificou-se um ano hidrológico significativamente menos favorável e uma consequente diminuição acentuada da produção hídrica. Os custos associados à produção térmica foram também fortemente impactados pelas consequências da invasão da Ucrânia, verificando-se, contudo, um aumento da procura residual dirigida a esta tecnologia na sequência da progressiva normalização do consumo após a pandemia. O aumento dos custos de aprovisionamento de gás natural, acompanhado também do crescimento dos preços das licenças de emissão de CO_2, foram fatores que contribuíram para o acentuado aumento do preço médio no mercado *spot* para Portugal.

O valor do preço médio de mercado em 2022 para Portugal esteve cerca de 24% abaixo do custo marginal [63] 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.

[63] Custo marginal estimado calculado de acordo com a metodologia adotada no MPGGS, 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 https://mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfSistema/BandaSecundaria/Paginas/AjustePrc.aspx.

É de salientar que o mecanismo de ajuste de custos de produção de eletricidade, com repercussão na formação do preço da eletricidade em referenciais de mercado grossista do MIBEL começou a vigorar a partir de 15 de junho de 2022, após acordo entre os Governos da República Portuguesa e do Reino de Espanha [64], o que justifica que o valor do preço médio de mercado em 2022 tenha estado abaixo do custo marginal de referência das centrais de ciclo combinado a gás natural.

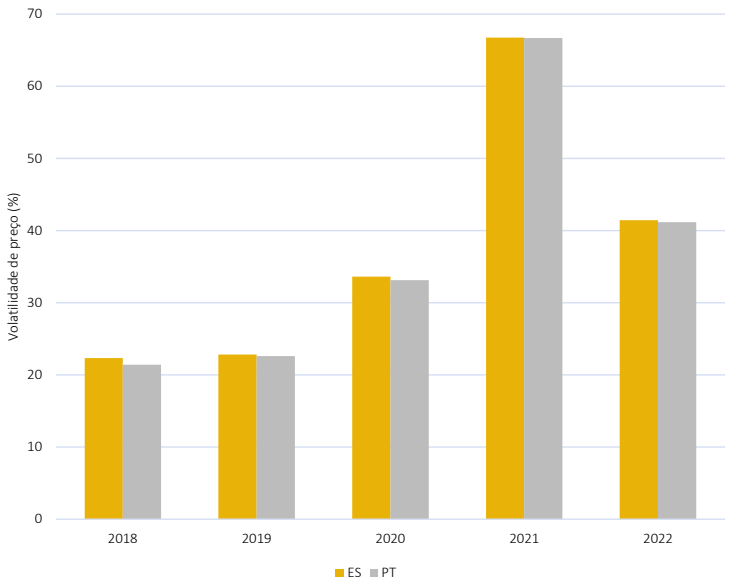
No que respeita à formação do preço em mercado *spot*, a sua volatilidade representa um aspeto considerado importante pelos agentes de mercado, designadamente no que respeita às necessidades de cobertura do risco de preço.

Em 2022, 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 41%, o que significa que os preços oscilaram em média num intervalo entre os 99 EUR/MWh e os 237 EUR/MWh.

A Figura 3-21 apresenta a evolução da volatilidade anual de preço para o mercado *spot*, de 2018 a 2022, tanto para Portugal como para Espanha, observando-se uma diminuição da volatilidade do preço *spot* entre 2021 e 2022, fruto da baixa hidraulicidade verificada e essencialmente do andamento das *commodities* envolvidas na formação de preço das centrais térmicas, em concreto o preço do gás natural e dos direitos de emissão de CO_2 relativos às centrais de ciclo combinado a gás natural.

[64] No ordenamento jurídico português, o citado mecanismo foi adotado com a publicação do Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio, que possui norma equivalente no ordenamento jurídico de Espanha (*Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo*).

Figura 3-21 – Volatilidade do preço *spot*, 2018 a 2022

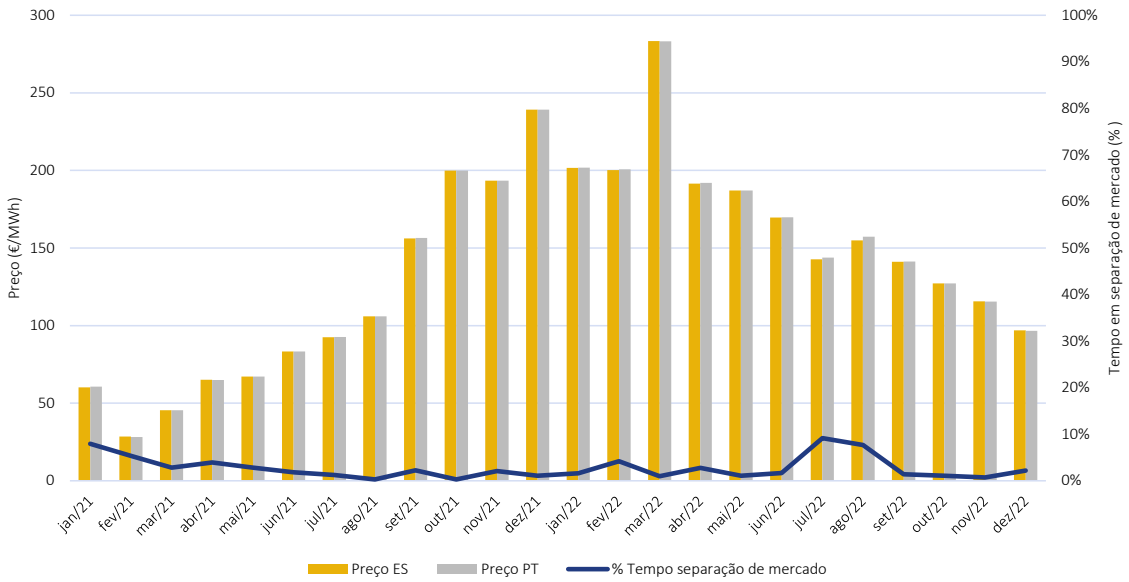


Fonte: dados OMIE

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

A Figura 3-22 apresenta a evolução dos preços médios em mercado *spot* em Portugal e Espanha e a percentagem do tempo em separação de mercados, em base mensal, para os anos de 2021 e 2022.

Figura 3-22 – Preço em mercado *spot* e tempo de separação de mercados, 2021 e 2022



Fonte: dados OMIE

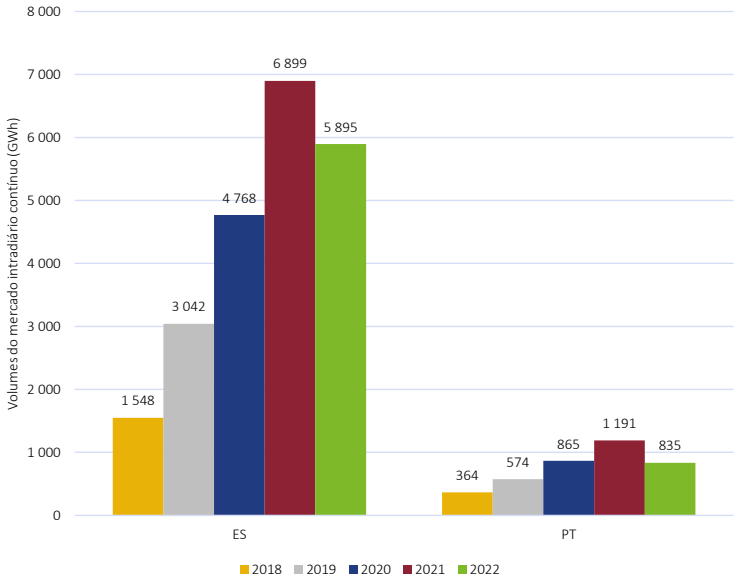
No que respeita a 2022, é de notar: (i) apesar duma tendência de descida ao longo do ano verificou-se um aumento do preço médio formado em mercado face ao que acontecera em 2021; (ii) a existência de um regime hidrológico menos húmido e manutenção em valores elevados dos custos das *commodities* com influência na produção térmica e (iii) um aumento do número de horas de separação de mercados face a 2021.

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 3-23 apresenta o volume negociado [65] desde junho de 2018 até ao final de 2022, para Portugal e Espanha.

Figura 3-23 – Volume negociado no mercado intradiário contínuo, 2018 a 2022



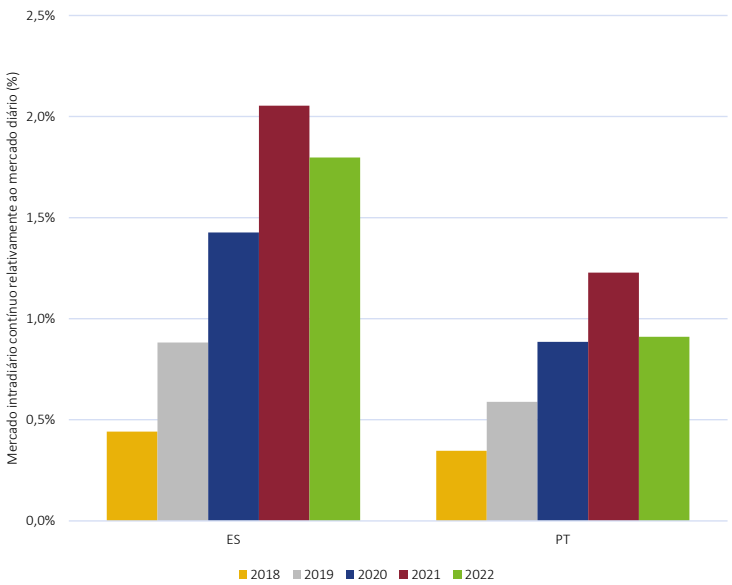
Fonte: dados OMIE

[65] 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.

Desde o início do projeto XBID e até 2021 verificou-se uma tendência de crescimento do volume negociado pelos agentes em cada zona de preço (Portugal e Espanha). Entre 2021 e 2022 verificou-se uma diminuição dos volumes negociados em ambas as zonas de preço.

A Figura 3-24 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 2022, para Portugal e Espanha.

Figura 3-24 –Evolução do peso do volume negociado em mercado intradiário contínuo relativamente ao volume negociado em mercado diário, 2018 a 2022



Fonte: dados OMIE

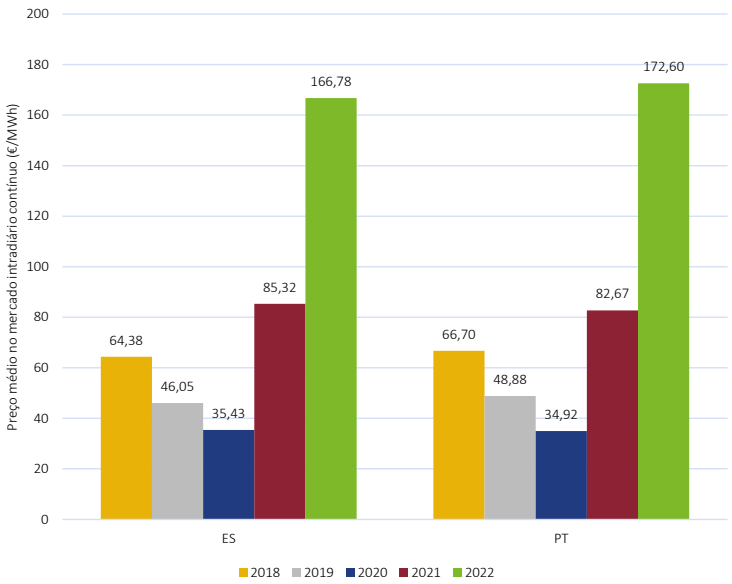
Em 2022, o volume negociado no mercado intradiário contínuo em Portugal representou cerca de 0,9% do volume negociado no mercado diário (cerca de 835 GWh), tendo diminuído o seu peso face a 2021, o que se justifica pela evolução do nível de liquidez deste mercado.

A Figura 3-25 apresenta a evolução do preço médio ponderado [66] do mercado intradiário contínuo, desde junho de 2018 até ao final de 2022, para Portugal e Espanha.

Observou-se uma subida 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*.

[66] 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 dos contratos que fazem parte dessa zona de preço.

Figura 3-25 – Preço médio ponderado em mercado intradiário contínuo, 2018 a 2022



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 contratar 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.

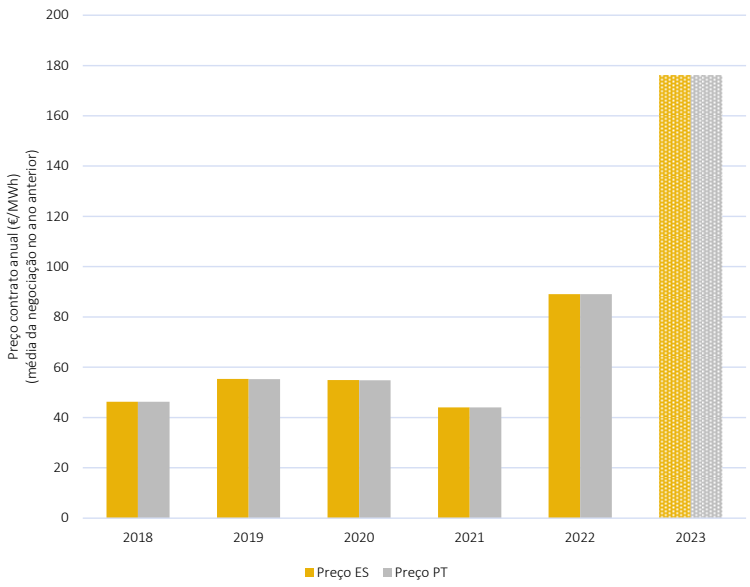
O mercado *spot* é uma plataforma bastante líquida no contexto ibérico. Em particular, e durante 2022, no caso português, cerca de 75% do consumo foi satisfeito através de contratação [67] neste referencial de mercado. Neste sentido, não havendo um problema intrínseco de liquidez ou profundidade deste 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).

[67] Inclui mercado diário e leilões intradiários.

A evolução do preço formado em mercado a prazo demonstrou um acentuado aumento entre 2021 e 2022, bem como entre 2022 e 2023. Os agentes de mercado que, em 2021, tivessem adquirido posição no contrato de entrega em carga base para 2022, teriam pago um preço médio (89,06 EUR/MWh para Portugal [68]) cerca de 47% inferior ao que se veio a formar em mercado *spot*. Esta diferença resulta da variação verificada em 2022 no custo das *commodities* que influenciam a formação de preço das centrais de ciclo combinado.

A Figura 3-26 apresenta a evolução dos preços médios de fecho de mercado relativos ao contrato anual, com entrega em carga base.

Figura 3-26 – Evolução do preço médio de negociação do contrato de futuro anual (entrega em Portugal e em Espanha), 2018 a 2023



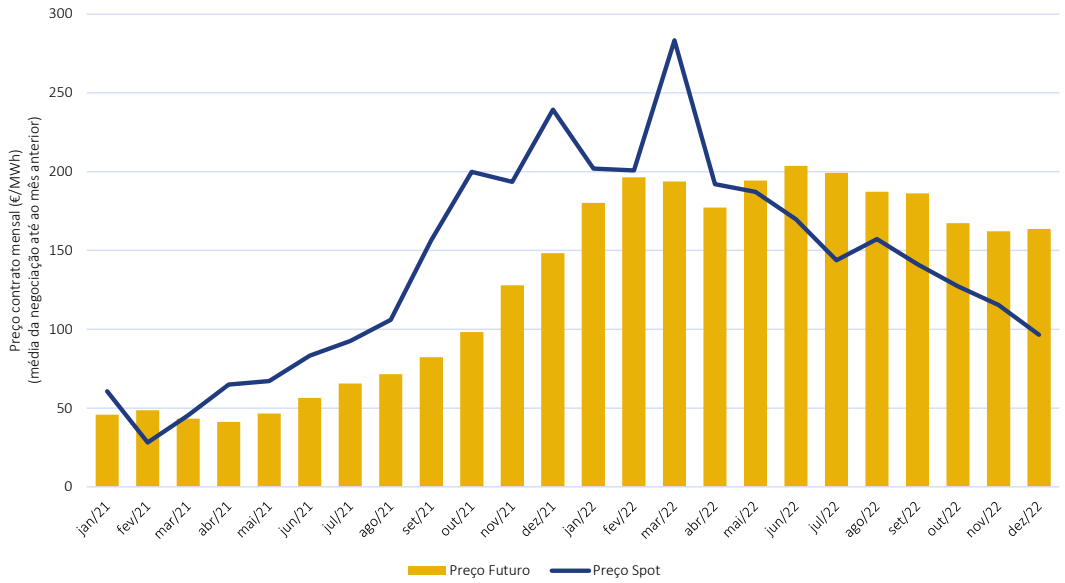
Fonte: dados OMIE

Nota: valor da média de preço de fecho no ano anterior ao da entrega em carga base (e.g. preço de 2023 corresponde ao preço médio formado durante o ano de 2022).

[68] O valor do preço de aprovisionamento a prazo reflete o valor médio ponderado por volumes de contratação das cotações do contrato anual de 2022 com entrega na área portuguesa do MIBEL, incluindo o registo de operações em leilão, em contínuo e *over the counter* (OTC).

A Figura 3-27 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 em 2022 exibiu, em média, uma tendência de descida ao longo de 2022.

Figura 3-27 – Evolução do preço médio de negociação do contrato de futuro mensal (entrega em Portugal), 2021 e 2022



Fonte: dados OMIE e OMIP

Em 2022, 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 ao longo do ano, com exceção do período compreendido entre janeiro e abril, onde a situação foi mais favorável para os agentes que negociaram no mercado a prazo. Durante estes meses, os agentes que asseguraram antecipadamente a cobertura das suas necessidades no mercado a prazo para esse período viram o risco de preço médio no mercado *spot* anulado.

Para entrega em 2022, no âmbito da aplicação do mecanismo de contratação a prazo da energia adquirida a produtores com remuneração garantida (Leilões Ordinários de PRE), foram realizados dois leilões de produção com remuneração garantida (40.º Leilão PRE e 41.º Leilão PRE), com a colocação de um total de dois produtos distintos (um de carga base anual e dois de carga base trimestral). Desses leilões, decorreu a colocação de um total de potência horária (volume colocado) de 509,3 MW no primeiro trimestre de 2022, 339,3 MW no segundo trimestre de 2022 e de 174,3 MW no segundo semestre de 2022. O volume

de energia colocado neste instrumento correspondeu a cerca de 5,2% do consumo nacional, equivalente a 2 610,49 GWh.

Complementarmente aos Leilões Ordinários de PRE, a ERSE, através da publicação do Regulamento n.º 11/2021, de 15 de outubro, que veio aprovar um conjunto de medidas extraordinárias no âmbito do SEN e do sistema nacional de gás (SNG), aplicáveis a relações comerciais estabelecidas entre agentes de mercado do SEN e do SNG, estabeleceu-se um mecanismo com condições específicas de contratualização de energia elétrica proveniente de produção em regime especial com tarifa garantida, com outros agentes de mercado previsto na Secção III do referido Regulamento, designado por Leilões Extraordinários de PRE. Para o efeito, foram realizados cinco leilões Extraordinários de PRE (2.º, 3.º, 4.º, 5.º e 6.º Leilões Extraordinários de PRE), com a colocação de um total de oito produtos distintos (quatro de carga base mensal, um de carga base trimestral e três de carga base semanal). Desses leilões, decorreu a colocação de 473,62 GWh, correspondendo a cerca de 0,9% do consumo nacional.

Os leilões (ordinários e extraordinários de PRE) para entrega em 2022, asseguraram praticamente a totalidade da colocação dos volumes mínimos abertos à negociação [69], correspondendo a um volume global de 3 084,11 GWh (85% do volume em leilões ordinários e 15% do volume em leilões extraordinários), 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.

Para entrega em 2022, no âmbito da aplicação do mecanismo de contratação a prazo da energia para aprovisionamento do CUR, foram realizados três leilões (9.º, 10 e 11.º Leilões CUR), com a colocação de um total de três produtos distintos (um de carga base anual e dois de carga base trimestral). Desses leilões, decorreu a colocação de um total de potência horária (volume colocado) de 140 MW no primeiro trimestre de 2022, 113 MW no segundo trimestre de 2022 e de 100 MW no segundo semestre de 2022. O volume de energia colocado neste mecanismo correspondeu a cerca de 2% do consumo nacional, equivalente a 990,75 GWh. Com exceção do volume colocado no 11.º Leilão CUR [70], os restantes leilões realizados para

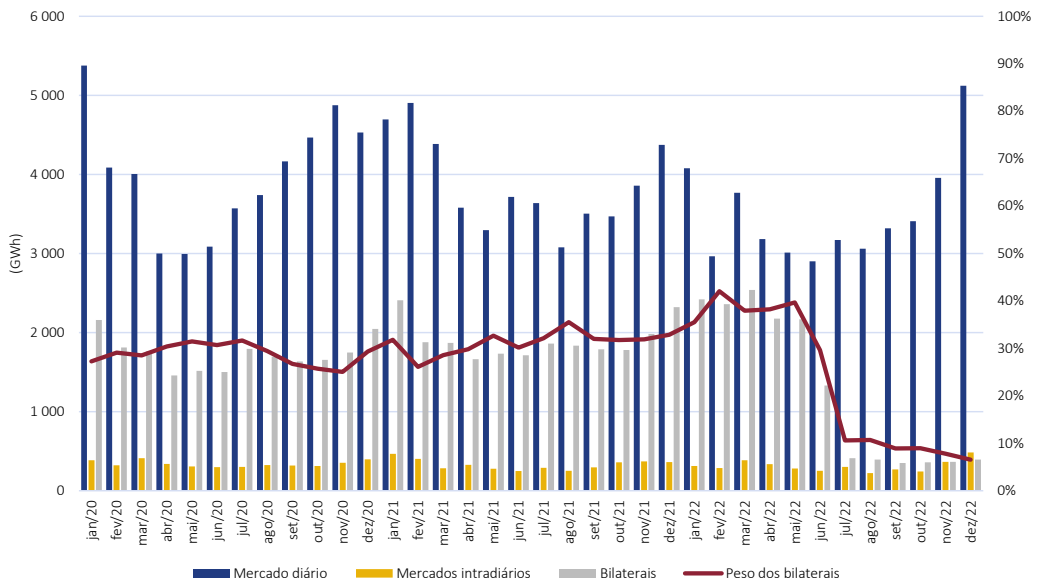
[69] Que inclui o volume adicional de 0,3 MW em carga base colocado no 40.º Leilão PRE referente ao contrato *Mini Swap* PTEL YR-22, tendo este representado cerca de 6% do volume mínimo aberto à negociação (de 5 MW em carga base).

[70] O volume de 3 MW em carga base colocado no contrato FPB Q2-22 representou cerca de 60% do volume mínimo aberto à negociação (de 5 MW em carga base).

entrega em 2022 asseguraram a total colocação dos volumes mínimos abertos à negociação, tendo contribuído para a estabilização do preço de aquisição de energia do CUR.

Relativamente à negociação em mercado *spot* (mercado diário e mercados intradiários), esta é, no caso português, muito superior à contratação bilateral, conforme o demonstra a Figura 3-28. Convém, contudo, reter que as aquisições de produtos listados no mercado a prazo do MIBEL poderão ter ainda liquidação física através do mercado diário.

Figura 3-28 – Repartição de volumes de oferta de energia entre mercados, 2020 a 2022



Fonte: dados OMIE e REN

Em 2022, observou-se uma diminuição do valor médio do peso da contratação bilateral quando comparado com 2021, verificando-se, também, uma diminuição do valor absoluto de contratação bilateral (diminuição de 33%, equivalente a 7,6 TWh), correspondendo a um peso de 25%, correspondente a 15 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. A principal razão que justifica esta redução na contratação bilateral deve-se ao facto de existirem alguns agentes de mercado do lado da comercialização que deixaram de utilizar unidades genéricas em mercado para efeitos da elaboração do programa de compra de energia elétrica no OMIE que depois nomeavam contratos bilaterais físicos junto do Gestor Global do SEN, para efeitos do aprovisionamento das suas carteiras de comercialização, por força do cumprimento da isenção prevista no artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio, que

estabelece um mecanismo excecional e temporário de ajuste dos custos de produção de energia elétrica no âmbito do MIBEL, que entrou em vigor no dia 15 de junho.

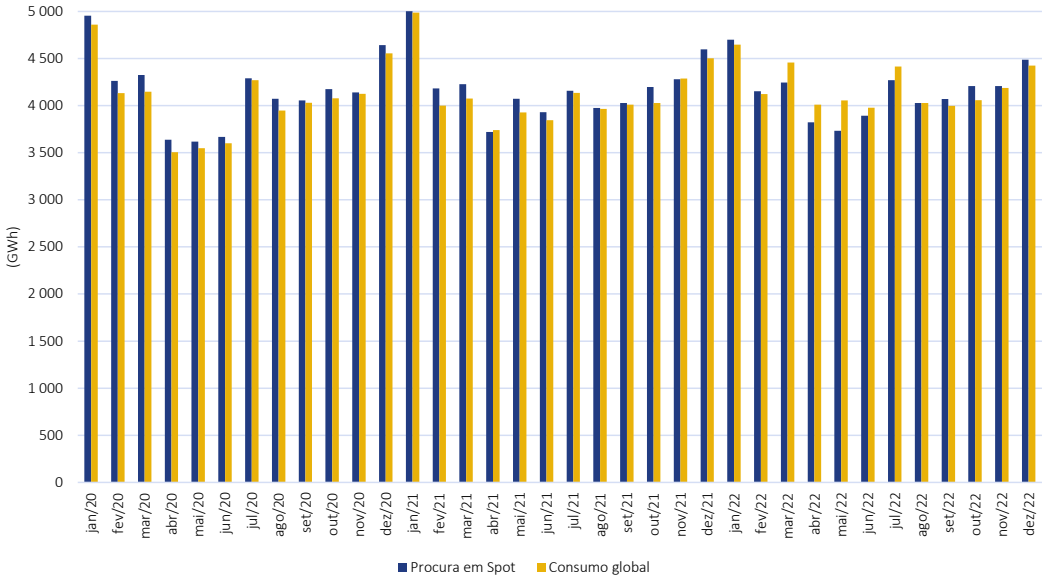
Evolução do mercado

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 de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração com remuneração garantida, a oferta é dirigida ao mercado *spot* através do comprador único 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 3-29, onde se observa que o consumo é maioritariamente satisfeito por recurso a aquisições em mercado *spot*.

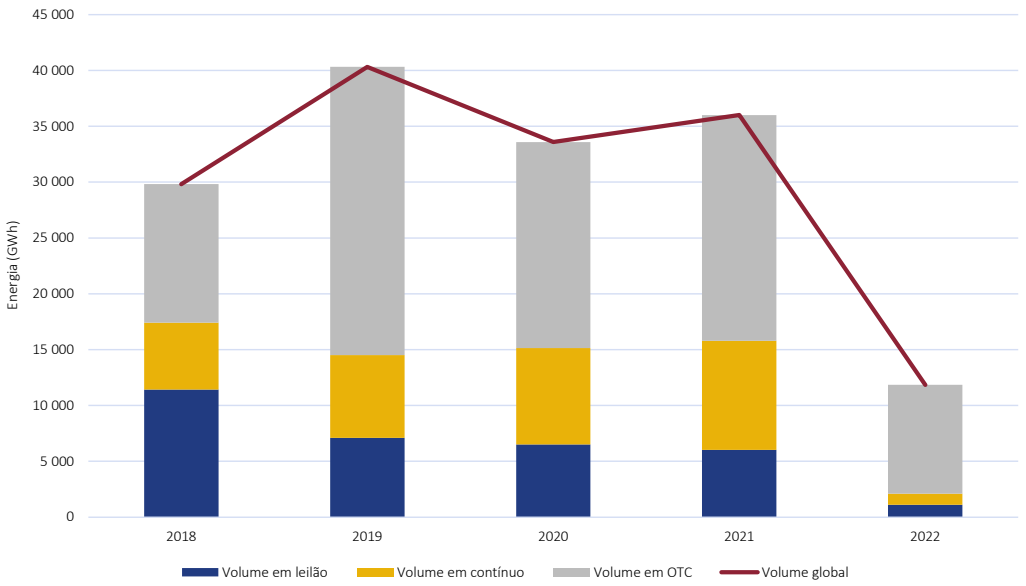
Figura 3-29 – Procura em mercado *spot* e consumo global mensal, 2020 a 2022



Fonte: dados OMIE

A Figura 3-30 apresenta a evolução dos volumes negociados e registados no mercado a prazo, entre 2018 e 2022. Em 2019, apesar da passagem da atribuição da negociação dos contratos FTR 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, verificou-se um aumento, neste caso de 35% (ou 10,5 TWh). Em 2020, constatou-se uma redução de 17% (ou 6,7 TWh). Em 2021, ocorreu um aumento de 7% (ou 2,4 TWh). Relativamente a 2022, registou-se uma acentuada diminuição de 67 % (ou 24,2 TWh), devido sobretudo ao elevado nível de preços, já que por força da regulamentação dos mercados financeiros, existe um impacte não despiciendo na constituição de margens e colaterais para a operação neste mercado, aumentando de forma substancial os custos de *compliance* à generalidade dos agentes em mercado, e também à entrada em vigor do mecanismo excecional e temporário de ajuste dos custos de produção no MIBEL que reduziu também a apetência por contratação em referenciais de mercado a prazo.

Figura 3-30 – Volumes no mercado a prazo do MIBEL, 2018 a 2022



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 foi implementada há vários anos e é semelhante à prorrogativa expressa no regulamento relativo à integridade e à transparência nos mercados grossistas de energia (REMIT, *Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency* [71]), 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.

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

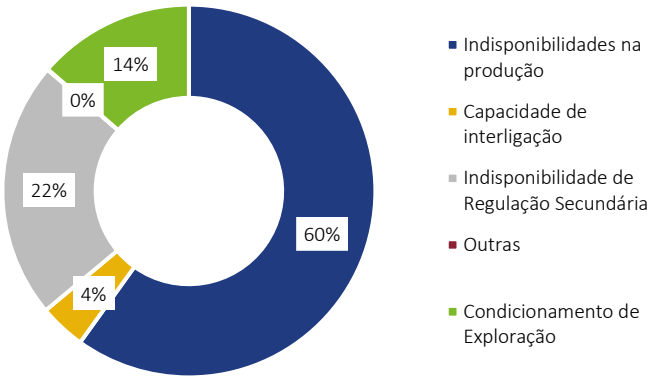
No dia 7 de abril de 2016, iniciou-se o reporte de transações e ordens de negociação referente a contratos relativos ao transporte de eletricidade celebrados na sequência de uma atribuição primária explícita de capacidade pelo ORT e contratos negociados fora das plataformas de mercado organizado em toda 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 electroprodutores, 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, através de um portal gerido pela REN [72]. Durante 2022, foram comunicados 8244 factos relevantes. Destes, cerca de 60% corresponderam a comunicação de indisponibilidades de produção, 22% corresponderam a comunicação de indisponibilidades de regulação secundária e 18% corresponderam a condicionamentos de exploração de aproveitamentos hídricos e a alterações da capacidade de interligação disponível para mercado, conforme se observa na Figura 3-31.

[72] https://mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/Informa/Paginas/default.aspx

Figura 3-31 – Comunicação de factos relevantes, 2022



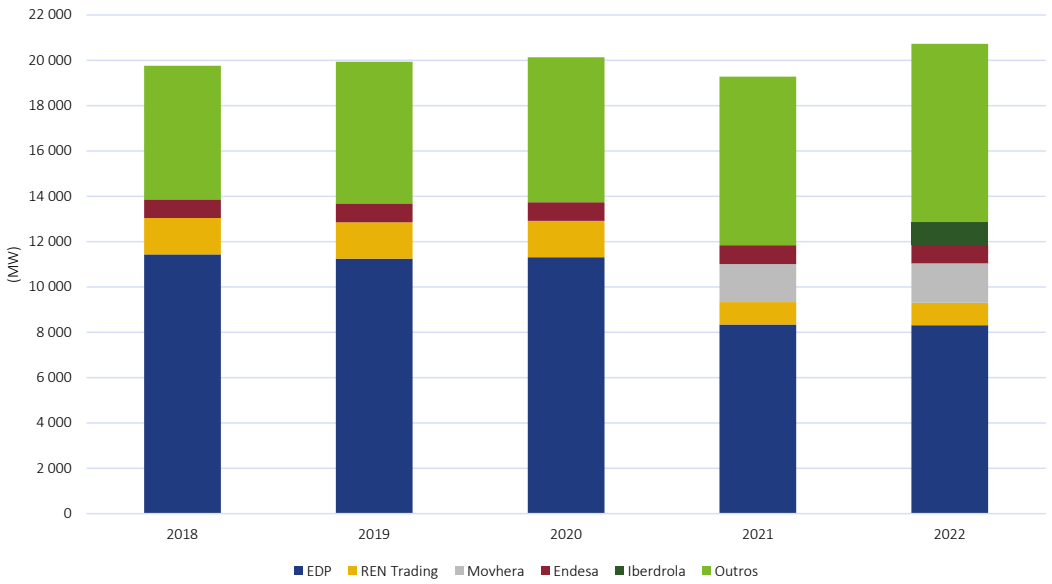
Fonte: dados REN

EFICÁCIA DA CONCORRÊNCIA

A avaliação da eficácia da concorrência no mercado grossista deve efetuar-se através da caracterização do parque electroprodutor 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 3-32, sendo constatável que o grupo EDP (inclui EDP Produção e EDP Renováveis) detém parte substancial do parque electroprodutor português.

Figura 3-32 – Caracterização do parque electroprodutor em Portugal continental (por agente e capacidade instalada), 2018 a 2022



Fonte: dados REN, grupo EDP

Nota: "Outros" incluem nomeadamente todas as entidades empresariais que tipicamente detêm ativos de produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração. Os valores referem-se ao final de cada ano.

A 17 de dezembro de 2020, a EDP anunciou [73] que concluiu a venda de um portefólio de 6 centrais hídricas, em Portugal, ao consórcio de investidores formado pela Engie (participação de 40%), Crédit Agricole Assurances (35%) e Mirova - Grupo Natixis (25%). Este portefólio de centrais hídricas totaliza 1.689 MW de capacidade instalada e localiza-se na bacia hidrográfica do rio Douro, sendo constituído por três centrais de fio de água (Miranda, Picote e Bemposta) com 1,2 GW de capacidade instalada e três centrais de albufeira com bombagem (Foz Tua, Baixo Sabor e Feiticeiro) com 0,5 GW de capacidade instalada. A Movhera constitui uma empresa que resulta da transmissão do portefólio hídrico do referido consórcio.

A EDP anunciou [74] a antecipação do encerramento da central a carvão de Sines, tendo entregue à DGEG, a 14 de julho de 2020, uma declaração de renúncia à licença de produção para que a central pudesse proceder ao encerramento da sua atividade em janeiro de 2021. Adicionalmente, a central a carvão do Pego, representada pela REN Trading, cessou as suas operações em novembro de 2021.

[73] Comunicado EDP: https://www.edp.com/sites/default/files/2020-12/20201217_Closing%206%20Hydro%20Plants_PT_0.pdf

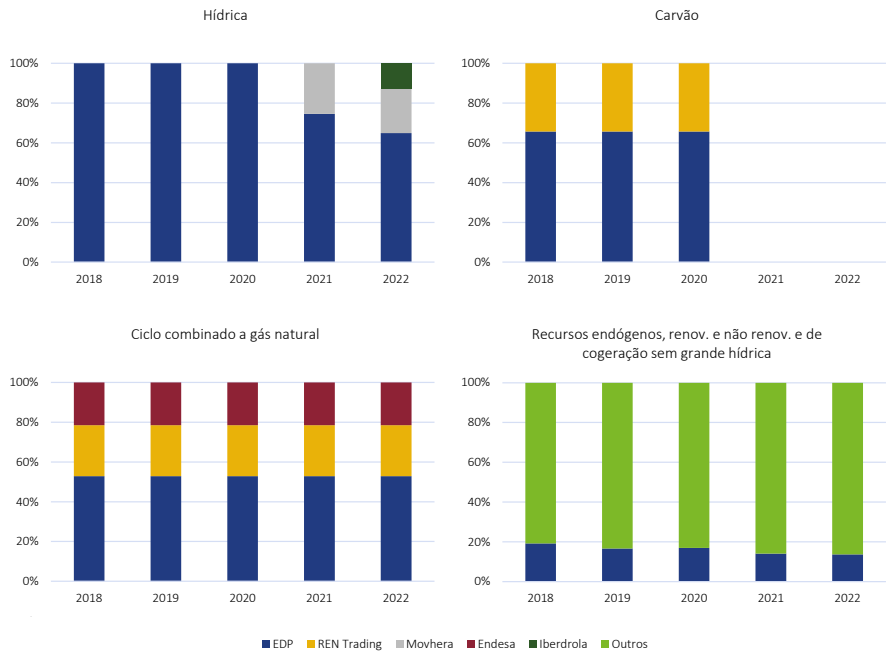
[74] https://www.edp.com/pt-pt/noticias/2020/07/13/edp-antecipa-fecho-de-centrais-a-carvao-em-portugal-e-espanha

Em julho de 2022, foi inaugurado o projeto de produção hidroelétrica do Tâmega da Iberdrola. O complexo electroprodutor do Tâmega é composto por três centrais – Alto Tâmega, Daivões e Gouvães e dispõe de uma capacidade instalada total de 1.158 MW, estando prevista a entrada em funcionamento da central hidroelétrica do Tâmega em 2024. Em 2022, encontram-se em regime de exploração industrial as centrais de Daivões, com uma potência instalada de 118 MW, e Gouvães, com uma potência instalada de 880 MW e 880 MW em bombagem.

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 no final de cada ano, em termos de capacidade instalada, por tecnologia ou regime, é apresentada na Figura 3-33. 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 3-34, que apresenta os valores do índice de *Hirschman-Herfindall* (HHI [75]), que mede a concentração empresarial.

Figura 3-33 – Quotas de capacidade instalada por agente nas diferentes tecnologias, 2018 a 2022

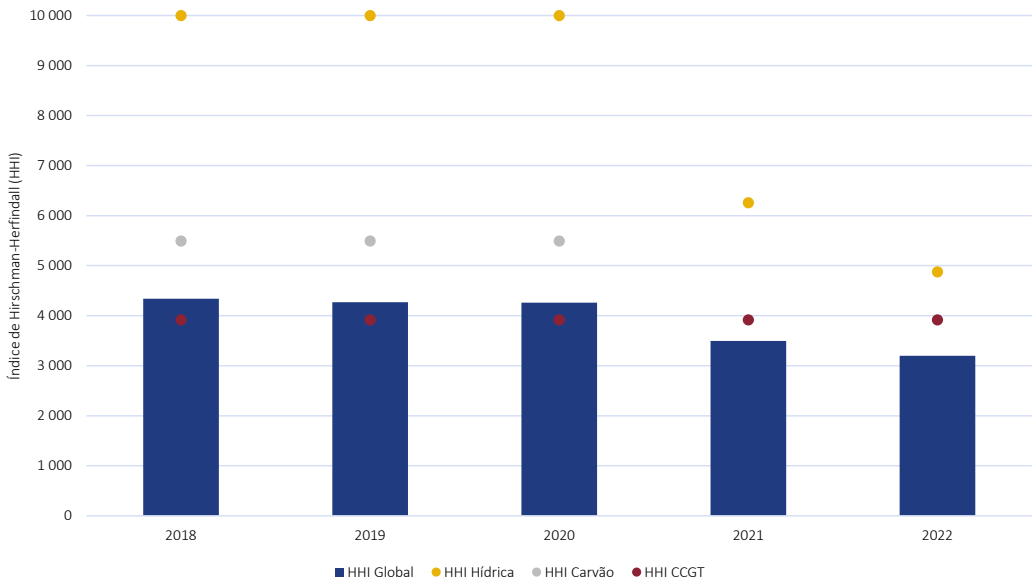


Fonte: dados REN e grupo EDP

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

Os valores do HHI para a capacidade instalada demonstram que, no segmento do ciclo combinado a gás natural, não se registaram alterações na concentração de mercado. Relativamente à hídrica, observa-se, em 2021, a evolução resultante da venda de ativos de geração hídricos efetuada pela EDP à Movhera e em 2022 o efeito da entrada da nova capacidade de produção dos ativos de geração da Iberdrola. Salienta-se também o desaparecimento, em 2021, das centrais termoelétricas a carvão como meio de produção de energia elétrica.

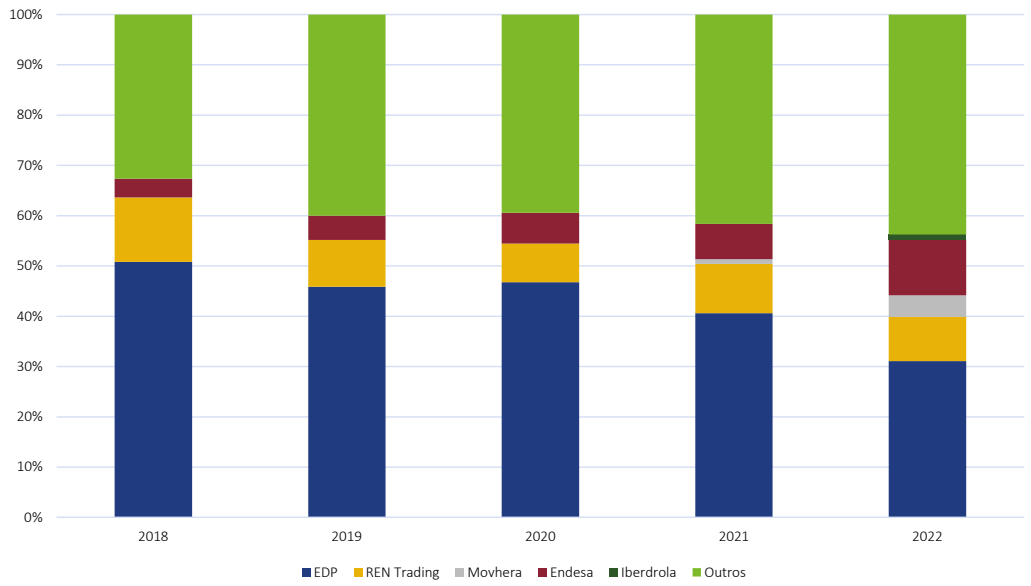
Figura 3-34 – Concentração em termos de capacidade instalada, 2018 a 2022



Fonte: dados REN e grupo EDP

A evolução das quotas de produção de energia elétrica por agente é apresentada na Figura 3-35.

Figura 3-35 – Quotas de energia produzida por agente, 2018 a 2022

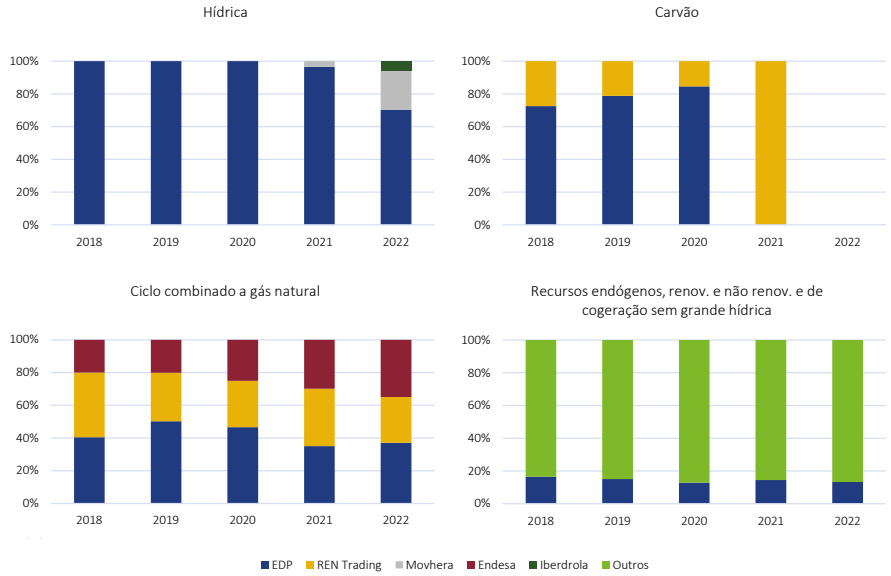


Fonte: dados REN e grupo EDP. Não inclui os valores resultantes do saldo importador da Interligação entre Portugal e Espanha.

Do ponto de vista global, em 2021, há a salientar uma diminuição da participação do grupo EDP na produção total em Portugal continental, fundamentalmente em resultado da diminuição da produção hídrica devido a um regime hidrológico menos favorável, da concretização da venda de ativos de geração hídricos, do fecho da central termoelétrica de Sines e de uma diminuição relativa da produção verificada nos seus ciclos combinados. Já em 2022 salienta-se uma diminuição da participação do grupo EDP devido também a um regime hidrológico desfavorável e à energia produzida pelos novos ativos hídricos da Iberdrola.

A evolução das quotas de produção de energia elétrica nas diferentes tecnologias e na produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração com remuneração garantida é apresentada na Figura 3-36.

Figura 3-36 – Quotas de energia produzida por agente nas diferentes tecnologias, 2018 a 2022



Fonte: dados REN e grupo EDP

Em termos de energia produzida, o período entre 2018 e 2022 aponta no sentido de evoluções distintas da quota de produção por parte do operador dominante EDP, em cada uma das diferentes tecnologias.

Na produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração sem grande hídrica, entre 2018 e 2022, a situação tem-se mantido sem variações significativas apesar de uma tendência decrescente do operador EDP.

Relativamente à tecnologia hídrica, até 2020 manteve-se a presença exclusiva do operador dominante EDP em resultado de ser detentor de todos os grandes aproveitamentos hídricos. Em 2021, a venda de ativos hídricos da EDP à Movhera resultou em alterações das quotas relativas. Verificou-se uma evolução semelhante em 2022 com a entrada em produção dos novos ativos da Iberdrola.

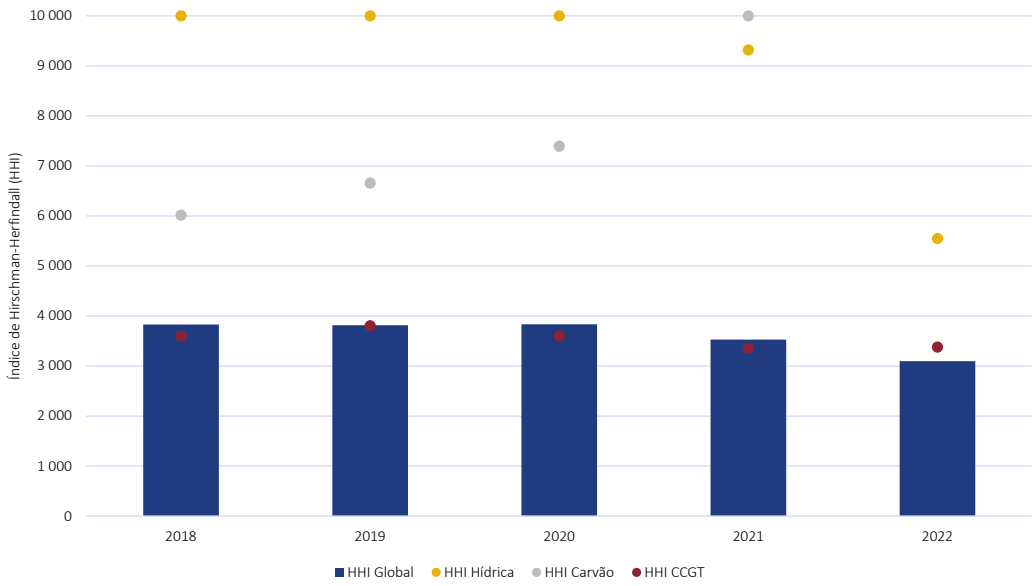
No caso dos ciclos combinados a gás natural, ocorreu um aumento global na produção em 2022, face a 2021. Esta variação, de cerca de 2,9 TWh em termos absolutos, resultou essencialmente do aumento de produção dos grupos de ciclo combinado a gás natural da EDP (centrais de Lares e do Ribatejo) e da Endesa (Pego ciclo combinado). A central gerida pela REN Trading (central da Turbogás) manteve o seu nível de produção.

Relativamente às centrais a carvão, não se verificou produção em 2022, face a 2021. Este decréscimo ascendeu a cerca de 0,7 TWh em termos absolutos, e resultou do término da produção a carvão na

sequência do fecho da central de Sines no início de 2021 (Grupo EDP) e do fecho em novembro de 2021 da central do Pego (gerida pela REN Trading).

Os indicadores de concentração global, relativos a 2022, registam uma concentração empresarial inferior à que ocorrera em 2021. Esta evolução é sustentada fundamentalmente pela diminuição do nível de produção do grupo EDP.

Figura 3-37 – Concentração em termos de produção de energia elétrica, 2018 a 2022



Fonte: dados REN e grupo EDP

Relativamente ao índice de concentração no carvão, em 2021, o aumento não é relevante, uma vez que resulta do facto de a central do Pego ter operado durante boa parte do ano, ao contrário da central de Sines, sendo que ambas as centrais cessaram operações antes do término de 2021.

Paralelamente, importa reter que, por impossibilidade de análise mais refinada, a produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração 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 produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração 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 enquadramento legislativo português, as entidades reguladoras setoriais, entre as quais se inclui a ERSE, cooperam com a Autoridade da Concorrência (AdC) em matérias de defesa e promoção de concorrência, nos termos da lei-quadro das entidades reguladoras e do regime jurídico da concorrência.

Por sua vez, no âmbito dos seus respetivos estatutos [76], a ERSE deve promover e defender a existência de um ambiente concorrencial, designadamente identificando e notificando à AdC a existência de situações que possam configurar práticas restritivas de concorrência. Adicionalmente, a legislação nacional, incluindo o regime jurídico da concorrência, aprovado pela Lei n.º 19/2012, de 8 de maio, na sua redação atual, estabelece o princípio da colaboração entre as entidades reguladoras setoriais e a AdC.

Nesta linha, compete à ERSE, ao abrigo do artigo 5.º dos seus estatutos, "*fomentar e garantir a observância das regras da concorrência nos setores por si regulados, sem prejuízo das competências da Autoridade da Concorrência*", tendo também a incumbência de "*denunciar à Autoridade da Concorrência as práticas restritivas da concorrência de que tenha conhecimento e colaborar com aquela no correspondente procedimento sancionatório*".

Decorre ainda do regime jurídico da concorrência, a obrigação de articulação da AdC com as autoridades reguladoras setoriais no âmbito do controlo de concentrações. Assim, sempre que uma concentração de empresas tenha incidência num mercado que seja objeto da regulação setorial da ERSE, a AdC, antes de tomar uma decisão que ponha fim ao procedimento, solicita que a ERSE emita parecer sobre a operação notificada, fixando um prazo razoável para esse efeito.

Nestes termos, a ERSE deve ser consultada pela AdC 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

[76] Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, na sua redação atual.

desenvolvimento concorrencial do mercado. No quadro da atuação comportamental, a ERSE, enquanto regulador setorial, tem competências específicas de monitorização do funcionamento do mercado elétrico.

Durante 2022, foram emitidos dois pareceres, solicitados pela AdC, referentes às seguintes operações de concentração relativas ao setor elétrico, ainda que com incidência indireta neste mesmo mercado:

1. Operação de concentração que consistiu na aquisição, pela Global Renewable Power Fund III SCSP ("GRP III"), que corresponde a um fundo de investimento gerido indiretamente pela BlackRock, Inc. (“BlackRock”), do controlo exclusivo sobre a IONITY Holding GmbH & Co KG ("IONITY"), operação que se concretiza através de um veículo de titularização (*special purpose vehicle*) constituído exclusivamente para o efeito.

   A operação incidiu sobre a atividade de operação de pontos de carregamento da rede de mobilidade elétrica. A operação em questão mereceu a não oposição da ERSE, por esta não apresentar impactos substanciais sobre a estrutura do mercado da mobilidade elétrica, nem nos mercados adjacentes a este, como o de fornecimento retalhista de eletricidade.

2. Operação de concentração que consistiu na aquisição pela Antin Infrastructure Services Luxembourg II S.a. r.l. (“ANTIN”), através de uma sociedade veículo a constituir (“SPV”) para o efeito, de ações representativas do capital social da Power Dot, S.A. (“POWER DOT”).

   A operação incidiu sobre a atividade de instalação e operação de pontos de carregamento de veículos elétricos. A operação em questão mereceu a não oposição da ERSE, por esta não apresentar impactos substanciais na estrutura do mercado da mobilidade elétrica, nem nos mercados adjacentes a este como o de fornecimento retalhista de eletricidade.

DESENVOLVIMENTOS REGULAMENTARES

Regime da gestão de riscos e garantias

A gestão de riscos e garantias no âmbito dos setores regulados assume, para a ERSE, uma importância significativa, desde logo pelo facto de daí poderem decorrer custos económicos e reputacionais que afetam o funcionamento do mercado, de forma individual, tanto no setor elétrico, como no setor do gás, ou de forma conjunta nos dois setores, como pode suceder com a comercialização de energia.

O modelo de funcionamento, tanto do SEN, como do SNG, assenta no exercício do acesso às redes e às infraestruturas para concretização do livre estabelecimento de relacionamento comercial entre agentes de

mercado. Este acesso pode materializar-se através dos comercializadores relativamente aos consumidores constituídos nas suas respetivas carteiras - por via do respetivo contrato de fornecimento celebrado entre ambos –, como através de um acesso direto no caso de agentes de mercado (por exemplo, clientes finais que pretendam adquirir energia diretamente em mercados organizados ou em contratos bilaterais). Em ambos os casos, existe, entre o operador de rede ou das infraestruturas e o agente que efetua o acesso às redes ou às infraestruturas, um Contrato de Uso das Redes, que estabelece os direitos e as obrigações de ambas as partes, sendo que avultam as obrigações que incidem sobre a contraparte utilizadora de liquidar os encargos (ao operador de rede ou das infraestruturas) respetivos, sendo a utilização prévia ao pagamento.

Por outro lado, também é importante tomar em consideração que a constituição de uma entidade como agente de mercado obriga à celebração de um contrato de adesão, no âmbito da atividade de gestão do sistema, a estabelecer entre os agentes de mercado, incluindo produtores, e a entidade encarregue de efetuar a gestão do sistema.

Neste contexto, foi publicada a Diretiva n.º 7/2021 [77], de 15 de abril, com as regras para a gestão de riscos e garantias, aplicável conjuntamente ao SEN e ao SNG. Estas regras reforçam as características de diferenciação do risco em função da real atuação dos agentes económicos, sistematizam num contexto mais efetivo uma atuação integrada e integradora dos riscos, permitindo ainda a segregação entre a operação no quadro da gestão de riscos e garantias e a operação comercial subjacente à constituição de garantias.

Contudo, a revisão tarifária efetuada pela ERSE, com entrada em vigor a partir de 1 de julho de 2022, nas tarifas reguladas do setor elétrico, perspetivou reduções significativas das Tarifas de Acesso às Redes, por força de uma nova variação de sinal negativo da Tarifa de Uso Global do Sistema, e que podiam, por seu lado, provocar um apuramento de responsabilidades negativas, no âmbito dos contratos de uso de redes.

Esta situação iria pressupor, de acordo com a Diretiva n.º 7/2021, de 15 de abril, a inversão dos fluxos monetários das garantias, obrigando os operadores de redes à prestação de garantias aos agentes de mercado do SEN abrangidos pelo regime de gestão de riscos e garantias.

[77] Diretiva n.º 7/2021, que estabelece o regime de gestão de riscos e garantias no Sistema Elétrico Nacional (SEN) e no Sistema Nacional de Gás (SNG).

Assim, e após consulta de interessados, foi publicada a alteração extraordinária e temporária (até dezembro de 2023) no âmbito da gestão de riscos e garantias no SEN [78], que veio a estabelecer que:

a) O operador de rede não é obrigado a constituir qualquer garantia;

b) O valor mínimo de garantia, previsto no artigo 4.º, passa a considerar a garantia exigível, em vez da garantia prestada;

c) Sempre que o valor de responsabilidades individuais pressupuser um pagamento do operador de rede ao comercializador, considera-se nula esta componente para efeito de cálculo da garantia exigível.

O artigo 4.º, que estabelece o valor mínimo de garantia, passa a contemplar um número adicional (n.º 3), que considera a obrigação de fluxos de informação dos operadores de rede de distribuição ao gestor integrado de garantias, de modo a permitir o apuramento dos novos valores mínimos das garantias exigíveis aos agentes de mercado por parte do gestor integrado de garantias.

Alteração ao Manual de Procedimentos da Entidade Emissora de Garantias de Origem (EEGO)

O Manual de Procedimentos da Entidade Emissora de Garantias de Origem (EEGO) foi aprovado em março de 2020, pela DGEG, após parecer da Entidade Nacional para o Setor Energético (ENSE), previsto nos termos da alínea b), do n.º 5, do artigo 13.º do Decreto-Lei n.º 141/2010, de 31 de dezembro, na redação dada pelo artigo 238.º da Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro.

O Manual de Procedimentos da EEGO estabelece as competências da EEGO na implementação e gestão de um sistema de Garantias de Origem (GO) da eletricidade e de energia para aquecimento e arrefecimento produzidas a partir de fontes de energia renováveis.

O contexto legislativo que enquadra o Manual de Procedimentos foi, desde a sua aprovação e publicação, registando alterações significativas ao nível, designadamente, da extensão da atividade da EEGO à emissão de GO para a produção de gases de origem renovável e de gases de baixo teor de carbono.

[78] Diretiva n.º 18/2022, de 11 de julho

No enquadramento dado pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do SEN, no n.º 4 do artigo 174.º está previsto um manual de procedimentos elaborado pela EEGO e aprovado pela ERSE.

Para o efeito, a REN, na qualidade de EEGO, elaborou uma proposta de revisão do Manual de Procedimentos da EEGO, que foi formalmente apresentada à ERSE. A ERSE, de seguida, promoveu (i) a adoção de um formato articulado para o manual, (ii) uma sistematização interna do documento, de modo a torná-lo mais funcional, incluindo (iii) a adoção de procedimentos autónomos que permitem uma maior flexibilidade de revisão das normas quando necessário (rever um procedimento e não o manual por inteiro), assim como (iv) a especificação em detalhe dos requisitos de informação à EEGO para a regulação económica e (v) a introdução de normas de supervisão e auditoria à própria EEGO (que estavam ausentes da proposta inicial).

Assim, entendeu a ERSE lançar uma discussão abrangente, sobre a proposta de revisão do Manual de Procedimentos da EEGO, tendo para o efeito elaborado um documento de enquadramento em que fundamenta e justifica essa revisão e que foi alvo de consulta pública dirigida a todos os interessados, perspetivando-se a sua conclusão no decurso do primeiro semestre de 2023.

3.2.2 MERCADO RETALHISTA

Durante 2022, apesar da crise energética e do forte impacto que se fez sentir nos preços da eletricidade, em todos os segmentos de clientes, manteve-se uma posição significativa do mercado retalhista liberalizado, cujo nível de penetração ficou, apesar de uma ligeira descida, em linha com o verificado nos anos anteriores, 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.

Contudo, ao nível de fatores conjunturais, a ofensiva da Federação Russa contra a Ucrânia e o consequente agravamento da crise energética, provocaram preços muito elevados no mercado grossista de eletricidade, que vieram aumentar os riscos comerciais dos comercializadores, em especial dos comercializadores com ofertas de preço fixo, o que veio a determinar a saída de um comercializador do mercado liberalizado no setor elétrico português, em 2022.

No final de 2022, encontravam-se a abastecer clientes em mercado 33 comercializadores, dos quais 31 a fornecer em BTN.

Apesar da situação de crise energética, que já se havia iniciado no terceiro trimestre de 2021, e que se agravou a partir de fevereiro de 2022, o mercado liberalizado, em 2022, continuou com uma penetração significativa dos comercializadores em regime de mercado nos segmentos de clientes com maior consumo, nomeadamente grandes clientes e consumidores industriais, mas também nos consumidores residenciais: cerca de 85% dos consumidores residenciais eram fornecidos por comercializadores do mercado liberalizado, no final de 2022 (apesar da descida de 2 p.p. face ao final de 2021). A intensidade de mudança de comercializador continuou elevada, com uma taxa de mudança de cerca de 16%, em número de clientes, e de 23%, em consumo, em 2022.

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 retalhista, assim como informação atualizada sobre os preços de referência que estes praticam ou preveem praticar para os fornecimentos de eletricidade em BT [79].

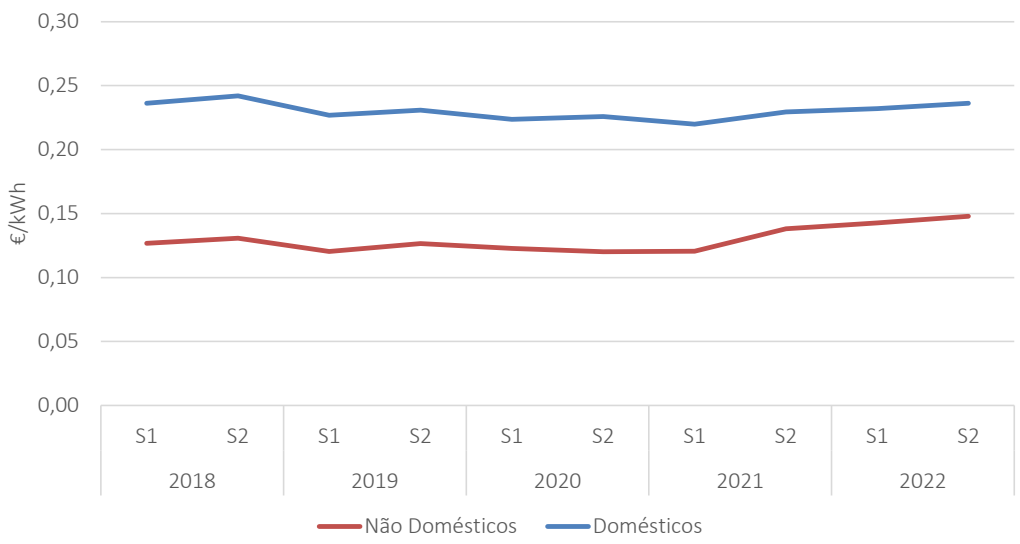
A informação sobre os preços médios praticados, reportada trimestralmente, suporta a ERSE nas suas funções de monitorização e supervisão do mercado de energia elétrica a retalho, servindo ainda como ferramenta de informação para divulgação dos preços médios praticados, sendo utilizada por organismos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

A Figura 3-38 destaca a evolução dos preços médios 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, do cabaz energético nacional, da diversificação das importações, dos custos da rede, dos

[79] Nos termos do Despacho n.º 18637/2010, de 15 de dezembro.

custos da proteção ambiental, das condições climáticas severas ou dos níveis de impostos e tributação. É de salientar que os preços apresentados nesta figura incluem IVA, taxas e outros impostos, para consumidores domésticos. Para consumidores não domésticos é excluído o IVA.

Figura 3-38 – Evolução dos preços médios da eletricidade para os consumidores domésticos (com IVA, taxas e outros impostos) e não domésticos (sem IVA)



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 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 no seu site [80], as quais são descritas, mais adiante, no ponto dedicado à transparência. Desde o segundo trimestre de 2017, estas ferramentas foram

[80] Em https://www.erse.pt/simuladores/precos-de-energia/.

complementadas com a publicação de boletins trimestrais acerca dos preços de referência praticados no mercado em BTN [81].

Da análise realizada às ofertas comerciais de eletricidade disponibilizadas pelos comercializadores, verificou-se que, no último trimestre de 2022, para o consumidor representativo do universo dos clientes domésticos [82], existiam 18 comercializadores em mercado, com 165 ofertas (exclusivamente) de eletricidade e 111 ofertas integradas de eletricidade e gás natural (duais), totalizando 276 ofertas comerciais, verificando-se um decréscimo de comercializadores (-3) e uma diminuição do número de ofertas face ao último trimestre de 2021 (+51).

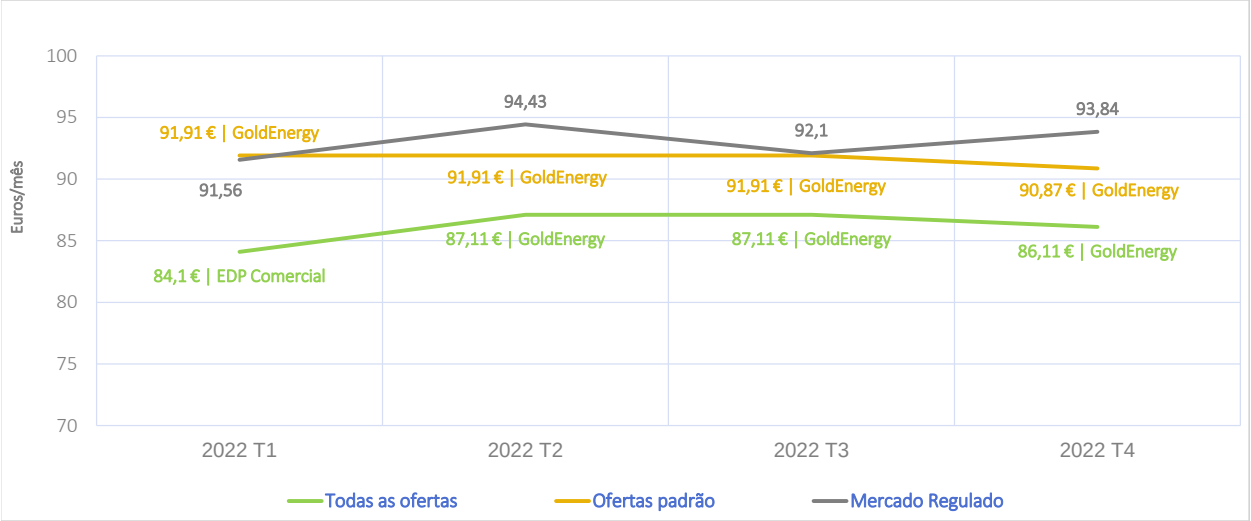
No quarto trimestre de 2022, a oferta comercial de eletricidade com menor fatura mensal tinha o valor de 86,11 euros/mês, o que correspondia a um desconto de 8% e uma poupança mensal de 7,73 euros em relação à Tarifa Regulada. Para as ofertas comerciais duais (eletricidade e gás natural), a oferta comercial mais competitiva apresentava o valor de 132,20 euros/mês. Todavia, a oferta com menor fatura mensal pertenceu ao comercializador de último recurso, no valor de 118,82 euros.

Tendo como base a totalidade das ofertas comerciais de eletricidade, verifica-se, na **Erro! A origem da referência não foi encontrada.**,que o diferencial entre a melhor oferta e a Tarifa Regulada aumentou no quarto trimestre de 2022, face ao trimestre anterior. No quarto trimestre de 2022, a diferença entre a melhor oferta e a oferta do Mercado Regulado correspondeu a 7,73 euros/mês para os consumidores tipo 2, nas ofertas exclusivamente de eletricidade. Ao longo do ano de 2022 verifica-se que a oferta padrão de valor mínimo é mais competitiva do que a tarifa do Mercado Regulado, com exceção dos primeiro e terceiro trimestres de 2022, onde esta apresenta um preço mais elevado ou praticamente igual à Tarifa Regulada, para os consumidores tipo 2.

[81] Disponível em https://www.erse.pt/biblioteca/atos-e-documentos-da-erse/?tipologia=----+Ofertas+Comerciais&setor=Eletricidade&ano=&descricao=.

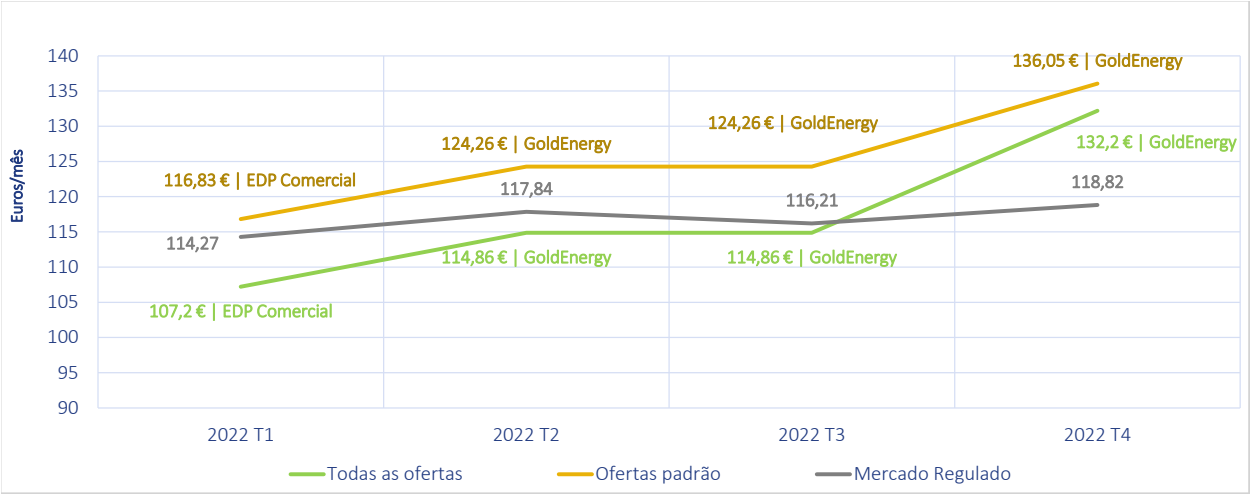
[82] Representatividade em unidades de energia. Corresponde ao consumidor tipo 2, com consumo anual de 5 000 kWh, dos quais 40% em período de vazio, e potência contratada de 6,9 kVA.

Figura 3-39 – Faturação mensal da oferta de eletricidade mais competitiva para o consumidor tipo 2 em 2022



No que respeita às ofertas duais, verifica-se na Figura 3-40 que, ao longo do período em análise, a oferta padrão apresenta sempre um preço mais elevado do que a Tarifa Regulada. Tendo como base a totalidade das ofertas comerciais, verifica-se que o diferencial entre a melhor oferta e a Tarifa Regulada diminui, não existindo no quarto trimestre qualquer oferta comercial dual mais competitiva do que a Tarifa Regulada.

Figura 3-40 – Faturação mensal da oferta dual mais competitiva para o consumidor tipo 2 em 2022



Fonte: dados ERSE

Os preços apresentados incluem as taxas e impostos aplicáveis, exceto a taxa DGEG para a eletricidade e a taxa de ocupação do subsolo (TOS) para o gás natural. Adicionalmente, a análise efetuada inclui a totalidade

das ofertas comerciais, ou seja, para além das ofertas padrão (sem qualquer tipo de restrição), inclui as ofertas condicionadas (com condições contratuais que condicionam a subscrição ao público em geral, como por exemplo as ofertas que obrigam ao estabelecimento de parcerias com outras instituições ou as ofertas que obrigam ao cumprimento de outras condições), as ofertas com fidelização (obrigam à permanência durante um período previamente estabelecido, com a existência de penalizações no caso de resolução antecipada do contrato) e ofertas indexadas (ofertas com mecanismos de indexação de preços aos mercados de energia grossistas). Não são consideradas as ofertas comerciais com serviços adicionais obrigatórios.

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 site 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 BTN [83];
- Simulador de potência contratada [84];
- Simulador de rotulagem de eletricidade [85].

Desde agosto de 2022, que a ERSE disponibiliza uma lista interativa dos "Preços das Ofertas Comerciais de energia em mercado" [86], a qual permite identificar a melhor oferta no mercado e acompanhar a constante alteração de preços e das condições das ofertas de eletricidade e gás natural.

Esta ferramenta permite aceder a todos os preços das ofertas comerciais, complementando a informação disponibilizada através do simulador de preços da ERSE. Adicionalmente, a ERSE procedeu às atualizações do simulador de comparação de preços, decorrentes da alteração da Lei n.º 19/2022, de 21 de outubro,

[83] Disponível em https://www.erse.pt/simuladores/precos-de-energia/.

[84] Disponível em https://www.erse.pt/simuladores/potencia-contratada/.

[85] Disponível em https://www.erse.pt/simuladores/rotulagem/.

[86] Disponível em https://www.erse.pt/simuladores/lista-de-precos-de-ofertas-comerciais/.

que determina a redução do IVA no fornecimento de eletricidade, com duração prevista até 31 de dezembro de 2023 [87].

Em linha com uma maior consciência crítica dos consumidores em termos de sustentabilidade ambiental, a ERSE disponibiliza no seu site o simulador de rotulagem de energia elétrica que permite auxiliar os consumidores no processo de contratação de fornecimento de energia com base na informação sobre as fontes de energia utilizadas na produção de eletricidade consumida, bem como os respetivos impactos ambientais associados. Adicionalmente, permite ordenar as ofertas comerciais pelas suas emissões totais associadas ao consumo faturado, de modo a que o consumidor possa verificar quais as ofertas menos impactantes em termos de emissão de CO_2.

De forma a garantir a transparência da informação disponibilizada aos consumidores por parte dos comercializadores, a ERSE verifica ainda se estes últimos divulgam nos seus sites 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 o direito de não publicar as ofertas comerciais no seu simulador, até estarem ultrapassadas as questões identificadas.

Além do simulador e da lista dos "Preços das Ofertas Comerciais de energia em mercado", a ERSE disponibiliza no seu site 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.

A ERSE mantém igualmente disponível uma calculadora da tarifa social [88]. É um instrumento que permite aos beneficiários da tarifa social entender e verificar os descontos da tarifa social nas faturas de eletricidade. A calculadora é atualizada periodicamente com os preços das tarifas publicadas pela ERSE.

Considerando que o número de ofertas disponíveis para clientes em BTN tem vindo a aumentar, foram criadas condições de acesso à informação mais eficazes para os consumidores, designadamente para a formulação de escolhas conscientes e informadas. Deste modo, a ERSE estabeleceu [89] regras que preveem

[87] Nos termos da Lei n.º 19/2022, de 21 de outubro, desde 1 de outubro de 2022, a taxa de IVA reduzida (6%) é aplicável à parte variável da fatura de eletricidade aos primeiros 100 kWh ou 150 kWh (para famílias com 5 ou mais elementos), para o período de 30 dias, para potências contratadas até 6,90 kVA.

[88] Disponível desde 2017, em https://www.erse.pt/media/0t1f42hc/desconto-tarifa-social-2023-eletricidade.xlsx.

[89] Diretiva n.º 6/2015, de 27 de abril.

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 de promoção efetiva da concorrência, facilitando a comparabilidade de ofertas disponíveis no mercado.

No âmbito do exercício do regime equiparado [90], 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 apresentar um preço inferior ao preço praticado pelo comercializador, o cliente [91] 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 [92].

Em termos regulamentares, mantém-se a obrigação dos comercializadores com mais de cinco mil clientes [93] divulgarem publicamente [94] 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 a relativa à parcela das tarifas de acesso, à parcela CIEG [95] e à rotulagem de energia elétrica [96].

Ainda no que respeita à fatura de eletricidade, os comercializadores de energia elétrica continuam a ser obrigados [97] a informar os clientes em BTN da data ou datas preferenciais para comunicação de leituras

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

[91] Aplicável a pessoas singulares ou coletivas que comprem energia elétrica para consumo próprio, com potência contratada até 41,4 kVA.

[92] O conteúdo mínimo e a forma de prestação de informação aos consumidores, relativamente ao exercício do regime equiparado, foi aprovado pela ERSE através da Diretiva n.º 1/2018, de 3 de janeiro.

[93] Nos termos do artigo 277.º, n.º 2, do RRC, "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".

[94] Através dos meios de comunicação que disponibilizam, nomeadamente nas páginas na internet.

[95] Nos termos dos artigos 51.º e 7.º do anexo I do RRC.

[96] Nos termos do artigo 57.º do RRC.

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

por parte dos clientes, de modo a melhorar a eficácia desta comunicação, permitindo a faturação sem recurso a estimativas de consumo.

As regras de acesso à informação dos consumos de energia elétrica, pelos clientes, estão reguladas pela ERSE nos termos do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados [98] e, desde 2019, no Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica [99], no que respeita às instalações em BTN. No que respeita às regras de medição, as instalações em MAT, AT, MT e BTE estão equipadas com sistemas de medição com leitura remota (telecontagem), com periodicidade diária e recolha dos registos quarto-horários.

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, prevê que, até ao final de 2024, todos os clientes em Portugal continental tenham contadores inteligentes nas suas instalações. Nos termos deste diploma, a ERSE apresentou ao Governo uma proposta de cronograma para instalação de contadores inteligentes.

O Governo aprovou o cronograma de instalação dos contadores inteligentes e a sua integração nas infraestruturas das redes inteligentes pelo Despacho n.º 14064/2022 [100], de 6 de dezembro, para os operadores de rede de distribuição em Portugal continental.

Os principais serviços das redes inteligentes incluem, por exemplo, faturas realizadas com base em consumos reais, sem estimativas, leitura real diária do consumo de cada cliente, bem como acesso aos dados de consumo real, com maior frequência e maior discriminação, através de meios eletrónicos, ou ainda a prestação de serviços de forma remota (por exemplo, a alteração da potência contratada, celebração e rescisão contratual).

Nas instalações ligadas em BTN sem contador inteligente, a recolha da leitura é realizada localmente, de três em três meses [101]. 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 cliente [102]. As leituras do contador pelo cliente e pelo ORD têm o mesmo valor jurídico para efeitos da faturação.

[98] Diretiva n.º 5/2016, de 26 de fevereiro.

[99] Aprovado pelo Regulamento n.º 610/2019, de 2 de agosto.

[100] Disponível em https://dre.pt/dre/detalhe/despacho/14064-2022-204338646.

[101] Artigo 37.º, n.º 7, alínea b) do RRC.

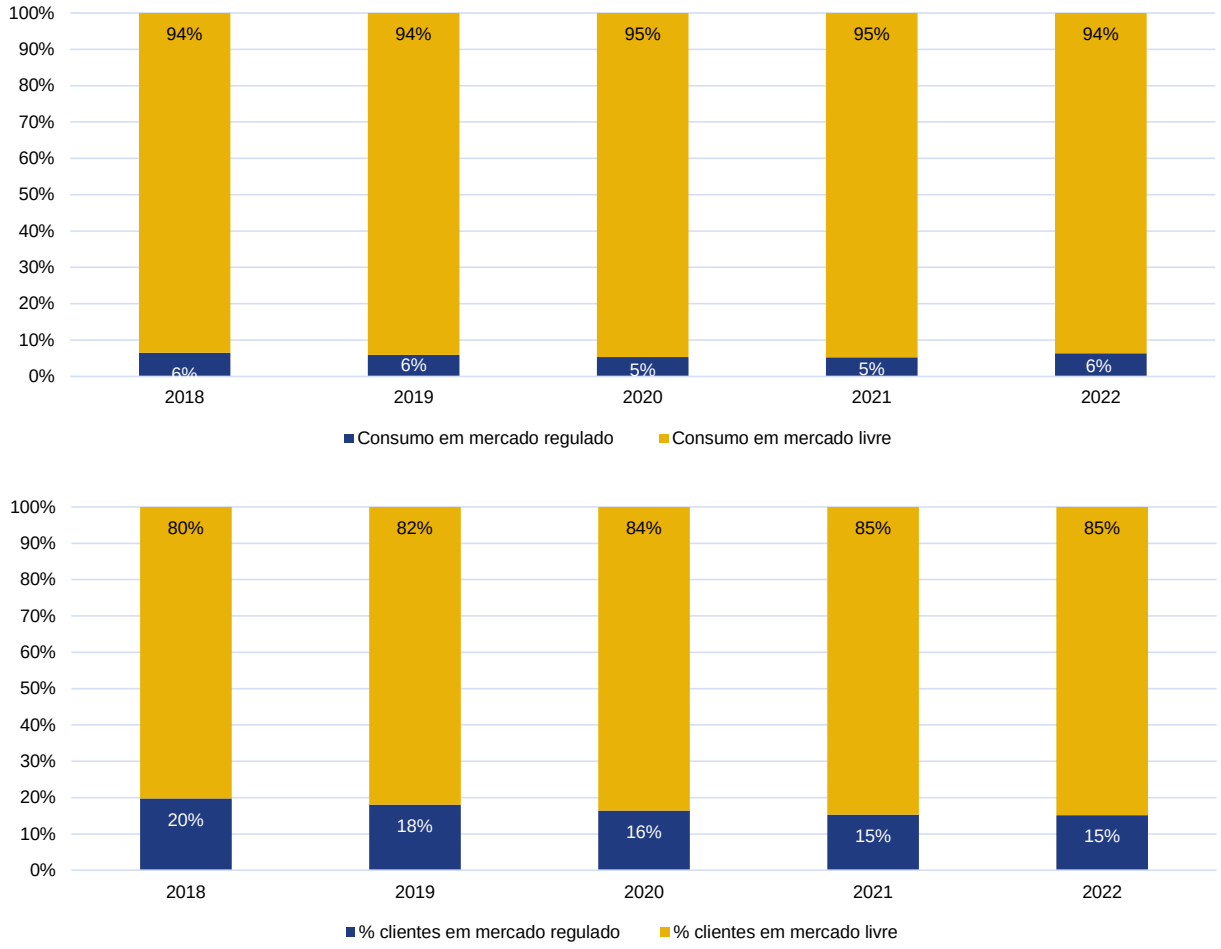
[102] Nos termos do artigo 35.º do Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico e do setor do gás natural.

EFICÁCIA DA CONCORRÊNCIA

O processo de liberalização do setor elétrico em Portugal continental tem vindo a consolidar-se de forma progressiva, apesar da crise energética que se tem verificado desde o último trimestre de 2021. O processo de extinção de tarifas reguladas que, em janeiro de 2013, passou a abranger todos os clientes, incluindo os clientes residenciais, tem contribuído, apesar dos seus sucessivos alargamentos de prazo, para alertar para a necessidade de os clientes optarem por um comercializador em regime de mercado.

A evolução do consumo e do número de clientes no mercado liberalizado e no mercado regulado em Portugal continental, entre 2018 e 2022, pode ser observada na Figura 3-41.

Figura 3-41 – Repartição do consumo e do número de clientes entre mercado regulado e mercado liberalizado, 2018 a 2022



Fonte: dados OLMC

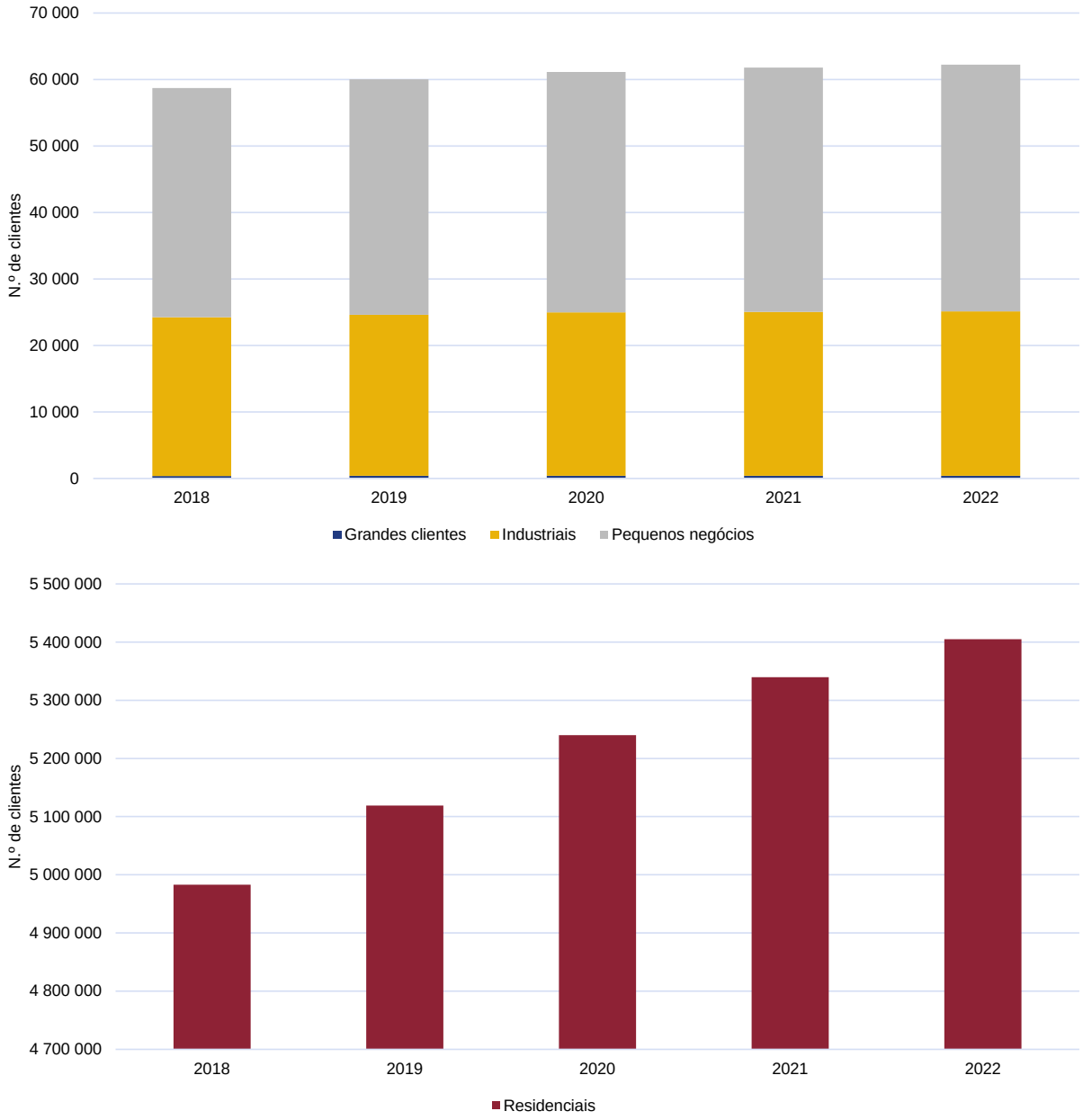
O processo de extinção de tarifas reguladas impulsionou, numa primeira fase, o aumento da dimensão do mercado liberalizado. Contudo, e apesar da conjuntura adversa vivida em 2022, o mercado liberalizado manteve a consolidação adquirida nos anos anteriores. No final de 2022, o consumo em mercado representava cerca de 94% do consumo total.

Relativamente ao número total de clientes, a dimensão do mercado liberalizado manteve-se estável, com subidas no número de clientes em todos os segmentos, apesar de ligeiras descidas no grau de penetração do mercado liberalizado nesses mesmos segmentos.

Na Figura 3-42 é possível observar que, em 2022, dois dos segmentos não residenciais – grandes clientes (MAT [103] e AT), e pequenos negócios (BTE) – continuam a verificar um crescimento de entre 1% e 3% no mercado livre.

[103] Todos os clientes em MAT já se encontram em mercado livre desde julho de 2013.

Figura 3-42 – Evolução do mercado liberalizado em Portugal continental, 2018 a 2022



Fonte: dados OLMC

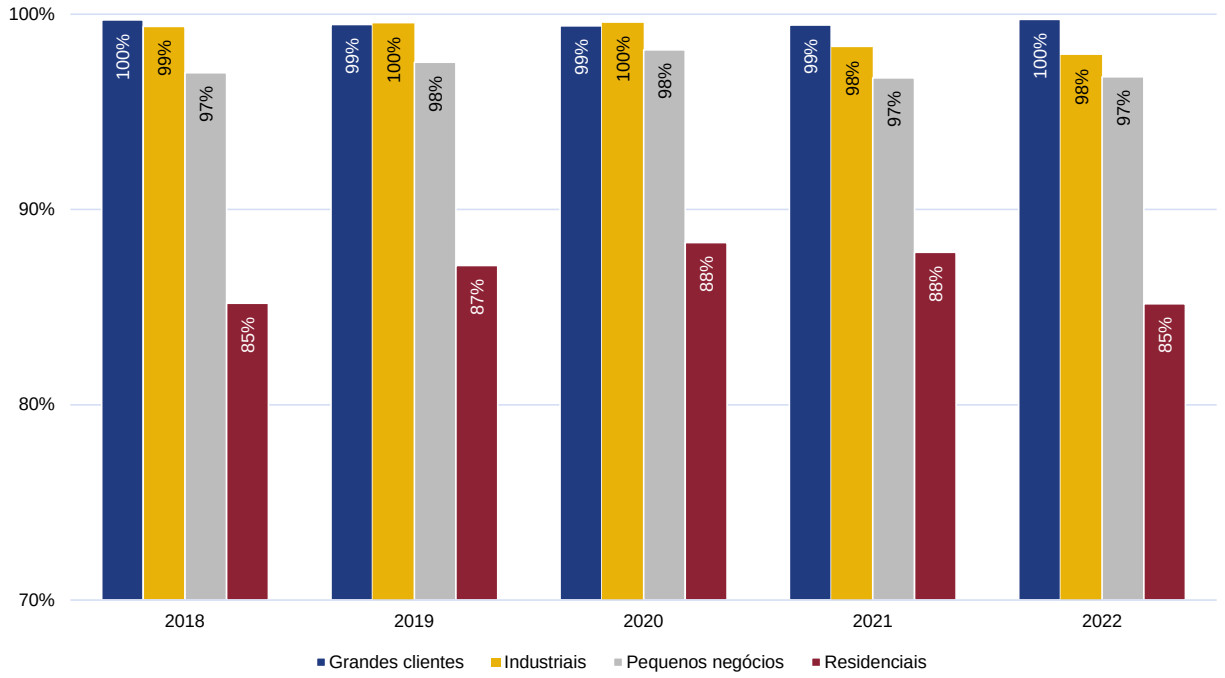
A penetração do mercado liberalizado em cada segmento de clientes, em consumo, é apresentada na Figura 3-43. Em 2022, a quase totalidade do consumo de grandes clientes e de clientes industriais foi assegurada por comercializadores em mercado.

No que se refere ao número de clientes residenciais, apesar de este ser o segmento de clientes que continua a apresentar uma menor penetração no mercado liberalizado, e de ter tido uma descida do grau

de penetração em 2022, face a 2021, regista-se que cerca de 85% dos clientes deste segmento se encontravam no mercado livre.

Em 2022, registou-se uma ligeira redução da penetração no mercado liberalizado dos clientes industriais e dos clientes residenciais, em linha com a tendência verificada em 2021. Este facto deve-se, por um lado, à ativação do fornecimento supletivo[104] e do fornecimento supletivo preventivo[105], em 2021 e 2022, para alguns comercializadores, o que implicou a passagem das suas carteiras de clientes para o comercializador de último recurso. Por outro lado, a subida dos preços nos mercados grossistas, e o consequente aumento dos preços praticados por alguns comercializadores, levaram a que alguns clientes residenciais optassem por regressar ao mercado regulado.

Figura 3-43 – Penetração do mercado liberalizado por segmento de clientes, 2018 a 2022



Fonte: dados OLMC

No mercado liberalizado, uma análise por segmentos permite verificar que, em 2022, os segmentos de grandes clientes e de clientes industriais são os mais disputados, quer em número de clientes, quer em

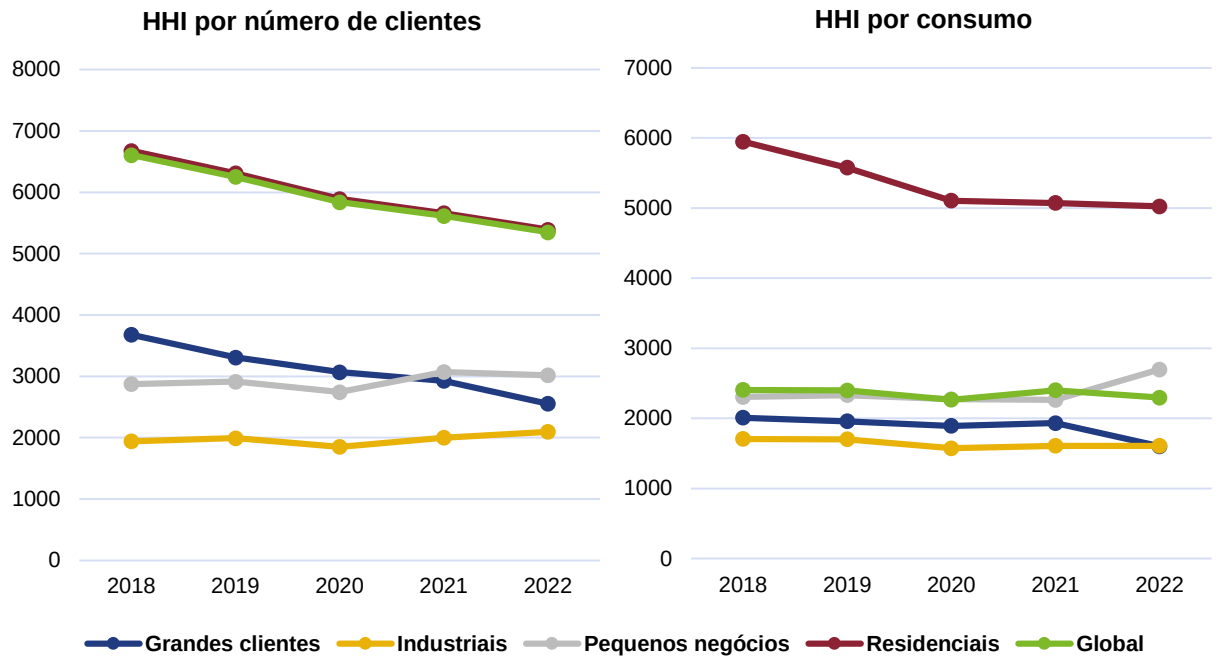
[104] Previsto no RRC, em caso de insolvência

[105] Previsto nas medidas extraordinárias, devido aos preços elevados de energia, para evitar situações de insolvência por parte dos comercializadores.

consumo. O segmento de clientes residenciais é aquele em que se observa uma maior concentração de mercado.

Apesar da tendência de crescimento do mercado liberalizado, a concentração global mantém-se elevada em 2022, essencialmente devido à concentração no segmento residencial. Contudo, é observável, desde 2018, uma tendência decrescente do HHI, sobretudo em termos de número de clientes, conforme apresentado na Figura 3-44.

Figura 3-44 – Evolução da concentração do mercado em número de clientes e consumo, 2018 a 2022 (HHI)

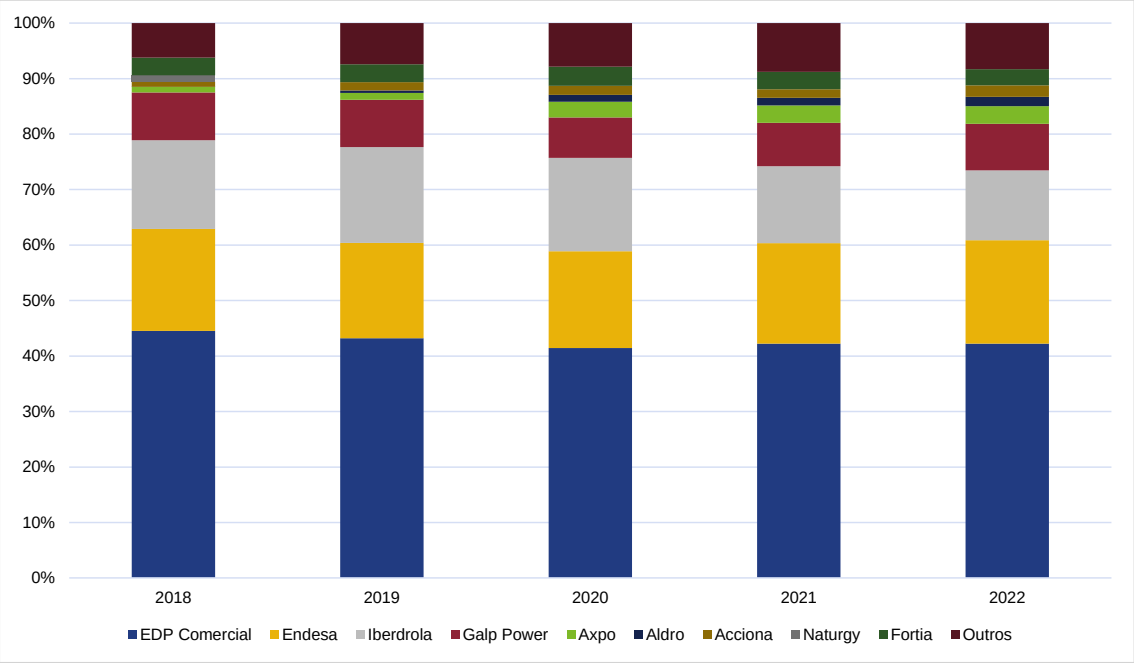


Fonte: dados OLMC

A elevada quota de mercado da EDP Comercial, principal operador no mercado da eletricidade, em especial no segmento de consumidores residenciais, é o fator que mais contribui para a concentração do mercado. Este comercializador representou, em 2022, cerca de 42% (consumo) dos fornecimentos em mercado no último ano, conforme se pode ver pela Figura 3-45.

Ainda assim, é de referir que a EDP Comercial tem vindo a perder quota de mercado, quando comparada com a quota que detinha em 2018.

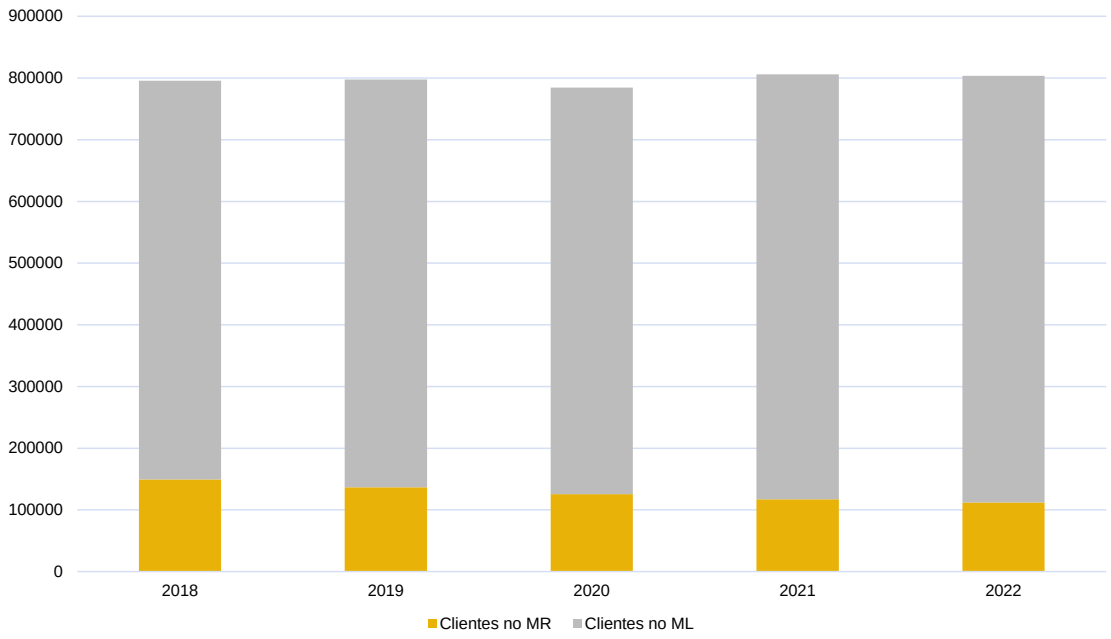
Figura 3-45 – Estrutura dos fornecimentos no mercado liberalizado por comercializador, em consumo, 2018 a 2022



Fonte: dados OLMC

No final de 2022 existiam 803.711 consumidores no setor elétrico abrangidos pela tarifa social, 111.880 no mercado regulado e 691.831 no mercado liberalizado. No global, 12,5% dos consumidores de eletricidade em Portugal continental têm tarifa social, valor que em 2013 era de apenas 0,7%, sendo que, nesse ano, a tarifa social não era, ainda, atribuída de forma automática. Esta evolução do número de clientes abrangidos pela tarifa social pode ser observada na Figura 3-46.

Figura 3-46 – Número de clientes abrangidos pela Tarifa Social, no setor elétrico, 2018 a 2022

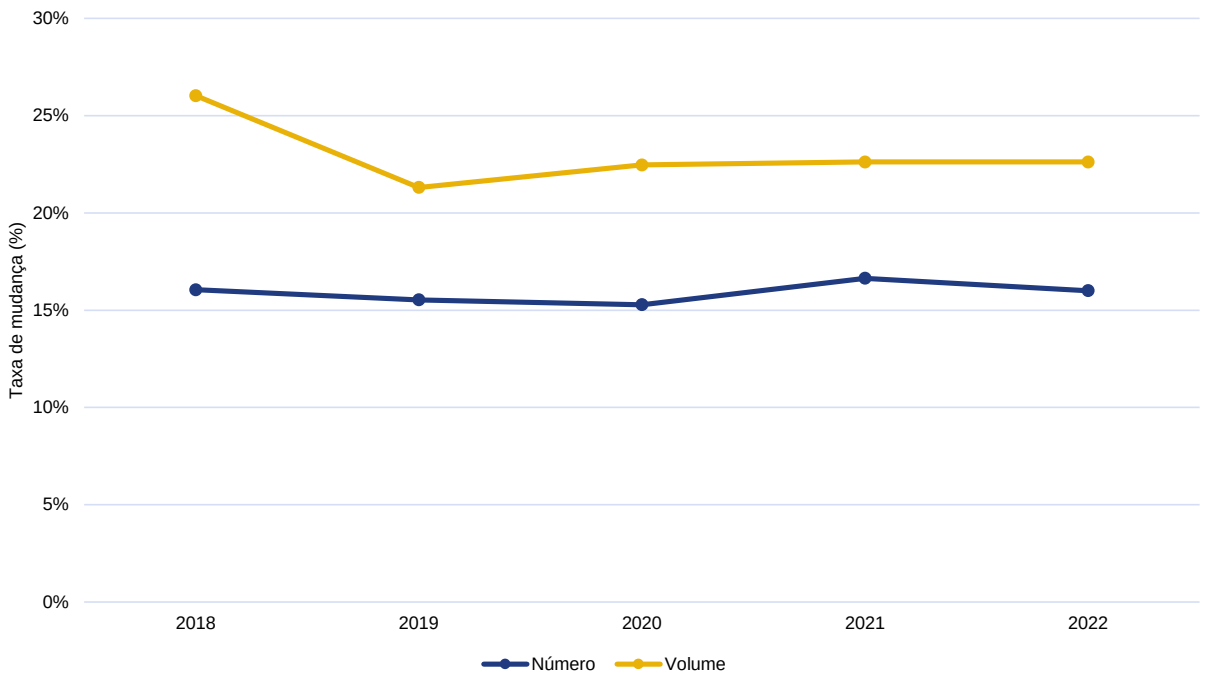


Fonte: dados dos comercializadores

As taxas de mudança de comercializador [106] continuaram, em 2022, a ter um valor significativo: cerca de 16% dos consumidores de eletricidade mudaram de fornecedor, *vide* Figura 3-47, sendo que as mudanças dentro do mercado liberalizado representaram cerca de 8% do total de clientes em Portugal continental. Em 2022, registaram-se 100.983 regressos ao mercado regulado, representando 745 GWh.

[106] 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 2022 a dividir pelo número médio de clientes em Portugal continental durante o mesmo ano. 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 2022 a dividir pelo consumo anual médio em Portugal continental durante esse ano.

Figura 3-47 – Mudança de comercializador, 2018 a 2022



Fonte: dados OLMC

Quando se compara o consumo dos clientes que regressaram ao mercado regulado com o consumo total dos clientes que mudaram de comercializador no mercado liberalizado, verificamos que, durante 2022, este valor corresponde a cerca de 8,9%, devido à ativação do fornecimento supletivo e ao maior número de regressos de clientes residenciais ao CUR [107]. Antes de 2021, este valor era praticamente insignificante, não correspondendo a mais de 0,1% do consumo correspondente às mudanças no mercado liberalizado.

A ERSE disponibiliza no seu site uma análise evolutiva do mercado retalhista [108], em forma de relatório mensal, onde se evidenciam as questões de pressão competitiva no mercado em cada um dos segmentos que o compõem.

[107] Os efeitos da ativação do fornecimento supletivo para a carteira do quarto comercializador só se fizeram sentir no início de 2022.

[108] Disponível em: 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 2022, a ERSE não publicou recomendações sobre a conformidade dos preços de fornecimento nos termos previstos no artigo 59.º da Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho [109], no âmbito do mercado livre.

No que respeita ao mercado regulado, a ERSE procedeu à aprovação das tarifas anuais, bem como à aprovação dos parâmetros de regulação 2022-2025, através da Diretiva n.º 3/2022, de 7 de janeiro.

A ERSE, através da Diretiva n.º 8/2022, de 11 de abril procedeu à primeira atualização da tarifa de Energia aplicável pelo CUR. Esta alteração foi justificada pelo aumento dos preços de energia ocorrido no MIBEL, com impacto no custo de aprovisionamento do CUR para o conjunto do ano de 2022, e traduziu-se na atualização da tarifa de Energia, em +5 EUR/MWh, com efeitos a partir de 1 de abril de 2022.

Em julho de 2022, foi publicada a Diretiva n.º 17/2022, de 6 de julho [110], que aprova, ao abrigo do artigo 217.º do RT, a fixação excecional de tarifas e preços de energia elétrica, com efeitos desde 1 de julho de 2022, impactando nos preços das tarifas de Acesso às Redes.

A fixação excecional da tarifa de Energia e da tarifa de Uso Global do Sistema e das restantes tarifas que incorporam estas duas tarifas resultou do enorme aumento dos preços de energia elétrica nos mercados grossistas, não totalmente previsto nos proveitos a recuperar pelas tarifas em vigor. A revisão permitiu mitigar os acréscimos na fatura dos consumidores, através de uma redução adicional das tarifas de Acesso às Redes, em resultado de um diferencial de custo com a produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração com remuneração garantida e de um diferencial de custo com os CAE, com benefícios superiores ao inicialmente previsto, assim como de receitas adicionais dos leilões de licenças de emissão de gases de efeito de estufa.

[109] Artigo 37.º, n.º 1, al. o) da Diretiva.

[110] Esta decisão revoga parcialmente a Diretiva n.º 3/2022, de 7 de janeiro e revoga a Diretiva n.º 8/2022, de 11 de abril.

Através da Diretiva n.º 21/2022, de 26 de setembro, a ERSE aprovou a segunda atualização da tarifa de Energia aplicável ao CUR, alterando parcialmente a Diretiva n.º 17/2022, de 6 de julho. Assim, a tarifa de Energia foi atualizada, em +5 EUR/MWh, com efeitos a partir de 1 de outubro de 2022.

De referir que o mecanismo de atualização da tarifa de Energia, previsto no artigo 162.º do RT, prevê que, no caso de desvios superiores ou iguais a 10 EUR/MWh na previsão do preço médio do CUR, para o conjunto do ano às quais se referem as tarifas, deve ocorrer a atualização em 5 EUR/MWh no mesmo sentido.

Importa sublinhar que se manteve vigente o regime transitório de tarifas reguladas de venda de eletricidade para clientes finais em BTN e BTE, deixando de ser publicadas tarifas transitórias para MT.

Nas situações de atuação do CUR para assegurar fornecimentos em regime supletivo, designadamente, em locais onde não exista oferta dos comercializadores de eletricidade em regime de mercado e em situações cujo comercializador tenha ficado impedido de exercer a atividade de comercializador de eletricidade, são aplicáveis as tarifas supletivas, nos termos do artigo 26.º do RT.

MEDIDAS PARA PROMOVER A CONCORRÊNCIA EFETIVA

No contexto do desenvolvimento regulamentar, a ERSE aprovou a Diretiva n.º 18/2022, de 11 de julho, em que se procedeu à alteração do regime de gestão de riscos e garantias para o SEN e SNG, no sentido de adequar a constituição de garantias ao enquadramento de mercado vigente e, em particular, permitir aos agentes entrantes uma mais adequada gestão do valor dessa mesma garantia. Neste contexto, a adoção destas regras adaptadas, além do sentido específico de promover uma gestão de risco sistémico consistente, procurou assegurar condições niveladas de atuação pelos agentes de mercado e, consequentemente, de exercício da concorrência nos mercados elétrico e do gás natural.

Também no quadro regulamentar, e tendo presente a implementação do mecanismo [111] excecional e temporário de ajuste dos custos de produção no MIBEL[112], resumidamente designado de mecanismo de ajuste a ERSE adotou regras para a concretização, pelos agentes de mercado, dos reportes de isenções previstas naquele mecanismo, as quais procuraram assegurar o tratamento equitativo e concorrencialmente neutro dos agentes de mercado. Do mesmo modo, e com o mesmo enquadramento

[111] Aprovado com a publicação do Decreto-Lei 33/2022, de 14 de maio.

[112] *Vide* descrição do referido mecanismo em secção específica deste documento.

geral, a ERSE adotou regras de explicitação na fatura aos clientes finais dos custos do mecanismo de ajuste harmonizando a metodologia de cálculo e explicitação dos seus respetivos custos e benefícios unitários.

REGIME TRANSITÓRIO DE APLICAÇÃO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO CUR

Desde 1 de janeiro de 2013 [113] que as tarifas de venda a clientes finais em BTN publicadas pela ERSE para Portugal continental [114] passaram a ter um caráter transitório [115]. Em 2022, as tarifas transitórias aplicaram-se aos fornecimentos do CUR em BTE e BTN [116], encontrando-se extintas as tarifas transitórias em MAT, AT e MT, dado já não existirem fornecimentos deste comercializador nestes níveis de tensão.

As tarifas transitórias de venda a clientes finais, que vigoraram a partir de 1 de janeiro de 2022, foram determinadas pela soma das tarifas de acesso às redes, da tarifa transitória de energia e da tarifa de comercialização regulada [117], tendo as mesmas sido aprovadas pela ERSE. [118]

MEDIDAS EXTRAORDINÁRIAS NO SETOR ELÉTRICO POR CRISE ENERGÉTICA

A situação do conflito armado na Ucrânia provocou uma forte instabilidade no setor energético que se refletiu, nomeadamente, no aumento do preço dos combustíveis com inequívocos impactos nos diversos setores da atividade económica e nos consumos das empresas e das famílias. Neste sentido, foram tomadas medidas, quer pela ERSE, quer pelo próprio Governo, com vista à mitigação da instabilidade sobre os respetivos preços, bem como medidas para garantir a concorrência efetiva no mercado de energia.

---

[113] Nos termos do Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março.

[114] 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 66.º da Diretiva n.º 2019/944/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho.

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

[116] 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. Os períodos de aplicação das tarifas transitórias para clientes em MT e BTE foram alterados para 31 de dezembro de 2021 e de 2022, respetivamente, pela Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril.

[117] 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 nº 11 566-A/2015, de 3 de outubro.

[118] Diretiva n.º 3/2022, de 7 de janeiro, com as alterações decorrentes da Diretiva n.º 8/2022, Diretiva n.º 17/2022 e Diretiva n.º 21/2022, disponível em https://www.erse.pt/atividade/regulacao/tarifas-e-precos-eletricidade/#a2022.

- Prorrogação do Fornecimento Supletivo Preventivo

Durante 2021, e devido à ocorrência reiterada de preços historicamente elevados, foi publicado um Regulamento [119] que veio adotar um conjunto de medidas extraordinárias que permitissem, no curto prazo, reduzir, na medida do possível no quadro da atuação regulatória, os riscos de natureza sistémica e permanente e privilegiando uma atuação adaptativa à atual circunstância conjuntural do mercado de energia.

Este Regulamento contemplou medidas extraordinárias em três planos distintos: o estabelecimento da possibilidade de se ativar o fornecimento supletivo preventivo, a flexibilização das condições de valorização de responsabilidades dos agentes de mercado e a implementação de um mecanismo extraordinário de contratualização de energia elétrica.

Para as duas primeiras medidas foi estabelecida objetivamente a vigência temporal, vigorando estas até 31 de março de 2022. Assim, com a aproximação do término da vigência destas medidas, foi efetuada uma consulta de interessados dirigida aos agentes, fundamentalmente a comercializadores, com o propósito de se tomar uma decisão fundamentada quanto à manutenção ou renovação no tempo de parte das mesmas.

Neste sentido, foi publicada uma Diretiva [120] que previu a prorrogação do fornecimento supletivo preventivo até 30 de junho de 2022.

A ERSE divulga, também, no *site*, a informação relativa aos comercializadores abrangidos (até à data) pela aplicação do fornecimento supletivo preventivo. Em 2022, e para o setor elétrico, houve apenas um comercializador [121] a solicitar o processo de fornecimento supletivo preventivo para a sua carteira de 306 clientes (transferidos para fornecimento pelo CUR).

- Mecanismo excecional de ajuste dos custos de produção de energia elétrica

Os Governos de Portugal e de Espanha acordaram a criação e implementação de um mecanismo [122] excecional e temporário de ajuste dos custos de produção de energia elétrica com reflexo na formação do preço de mercado da eletricidade do MIBEL. Este mecanismo estabelece a fixação de um preço de

[119] Regulamento n.º 951/2021, de 2 de novembro.

[120] Diretiva n.º 10/2022, de 19 de abril.

[121] Rolear - Automatizações, Estudos e Representações, S.A.

[122] Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio, em Portugal, e do *Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo*, em Espanha.

referência para o gás natural consumido na produção de energia elétrica transacionada no MIBEL, com vista à redução dos respetivos preços, sendo os produtores de energia elétrica que utilizem gás natural como combustível ressarcidos através de uma compensação que resulta da diferença entre o referido preço de referência e o preço de mercado do gás natural divulgado pela plataforma de mercado MIBGAS.

No caso de Portugal, por questões de especificidade do ordenamento jurídico nacional, parte das disposições de implementação do mecanismo foram consagradas pela ERSE, através da Diretiva n.º 11/2022, de 14 de maio, e na Diretiva n.º 22/2022, de 20 de outubro, que implementa o Despacho n.º 9799-B/2022, de 8 de agosto, que estabelece o procedimento de validação prévia de faturas, no que concerne à explicitação dos valores associados ao mecanismo (i.e., custos e benefícios).

AUDITORIA AOS PROCEDIMENTOS DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

Nos termos dos procedimentos de mudança de comercializador aprovados para o setor elétrico e setor do gás natural, está estabelecida a realização periódica de auditorias, que visam assegurar a existência de condições de transparência e igualdade de tratamento na aplicação dos procedimentos de comercializador, bem como a verificação da conformidade com a atuação e com os prazos previstos nos procedimentos de mudança de comercializador, garantindo que independentemente da entidade responsável pelo processo de mudança de comercializador, o resultado final seja transparente e de perceção neutra para os consumidores.

A nova plataforma de mudança de comercializador, comum para ambos os setores, iria entrar em funcionamento em 2021, pelo que a auditoria se centrou no período compreendido entre 1 de outubro de 2018 e 30 de setembro de 2020.

A auditoria foi realizada por uma entidade externa (Baker Tilly), independente da entidade responsável pela mudança de comercializador e de reconhecida idoneidade, de modo a assegurar que se concretizam os objetivos de transparência e igualdade de tratamento na condução e conclusões da auditoria.

Os termos de referência da auditoria, bem como os critérios de seleção da empresa auditora foram aprovados pela ERSE e o acompanhamento da auditoria foi efetuado através de reuniões, nas quais estiveram representados o auditor, a ERSE, através da equipa designada para o efeito pelo Conselho de Administração, e a entidade auditada (OLMC).

Na Relatório da auditoria [123], concluída no final de 2022, não foram identificadas falhas graves por parte da entidade auditada, no que concerne ao objeto da auditoria. Contudo, foram emitidas recomendações na componente processual e na componente técnica, nomeadamente a nível organizacional, a nível da aplicação para a mudança de comercializador e a nível da infraestrutura tecnológica.

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 de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração com remuneração garantida relativo a 2009.

Em 2011, foi introduzida uma nova possibilidade de repercussão dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a produtores energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração com remuneração garantida, designadamente através do seu diferimento em parcelas que 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.º-A.

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.º-A. Em 2020, este mecanismo foi alterado pelo Decreto-Lei n.º 79/2020, de 1 de outubro, permitindo que a transferência intertemporal da recuperação através das tarifas do diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração com remuneração garantida possa ocorrer num período máximo de cinco anos, até 31 de dezembro de 2025. De referir que o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, veio alargar a possibilidade de transferência intertemporal a todos os CIEG, independentemente da sua natureza.

[123] Relatório síntese de auditoria aos procedimentos de mudança de comercializador

Tal como se pode observar, 2022 foi o único ano no passado recente em que não se verificou um diferimento dos sobrecustos com a aquisição de energia a produtores energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração com remuneração garantida.

Os saldos finais em dívida, em 2022, das principais rubricas do défice tarifário do setor elétrico encontram-se apresentados no Quadro 3-12.

Quadro 3-12– Défice tarifário, 2022

Unid: 10^3 EUR

	Saldo em dívida em 2022 (10^3 EUR)
Défice tarifário 2009	261 892
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	233 999
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	381 909
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	830 751
Diferimento do sobrecusto PRE de 2022	0
Total	**1 708 551**

3.3 SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

No quadro legal português, as competências relativas à segurança do abastecimento no setor elétrico são da responsabilidade do Governo, que delegou na DGEG a responsabilidade da sua monitorização [124]. 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.

GARANTIA DE POTÊNCIA - VERTENTE DE INCENTIVO AO INVESTIMENTO

O regime de atribuição de incentivos à garantia de potência era enquadrado pela Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, com as alterações introduzidas pela Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, a qual suspendeu a modalidade de incentivo à disponibilidade para constituição de reserva de segurança aplicável a produtores térmicos, que não se encontrassem nas situações previstas no artigo 3.º da referida Portaria.

[124] Conforme estabelecido no Artigo 247.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

A vertente de incentivo ao investimento do mecanismo de garantia de potência aplicava-se a:

- Centros electroprodutores hídricos, cuja licença de produção tivesse 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 fossem 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 obtivessem a respetiva licença de produção até 31 de dezembro de 2013;

- Centros electroprodutores alvo de reforços de potência de aproveitamentos hidroelétricos existentes, desde que realizados com bombagem e que tivessem obtido a respetiva licença de produção até 21 de agosto de 2012.

A Portaria n.º 233/2020, de 2 de outubro, revogou a Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, com efeito nos incentivos referentes a 2020 dos produtores hídricos com elegibilidade para receber incentivo ao investimento, reconhecida até 2019, cuja repercussão tarifária ocorreria no ano de 2021, sem prejuízo das exceções abaixo referidas. Encontram-se nesta situação os aproveitamentos hidroelétricos de Alqueva II, Ribeiradio-Ermida, Baixo Sabor (montante e jusante), Salamonde II e Venda Nova III (Frades II).

O regime transitório definido na Portaria n.º 233/2020, de 2 de outubro, estabeleceu que serão pagos os incentivos ao investimento relativos a centros electroprodutores que tenham obtido reconhecimento de elegibilidade durante o ano de 2020. Encontra-se nesta situação o aproveitamento hidroelétrico de Foz Tua, cuja elegibilidade para beneficiar do incentivo ao investimento foi homologada por despacho do Secretário de Estado Adjunto e da Energia, de 17 de setembro de 2020. O montante referente a 2019, no valor de 3,1 milhões de euros, foi homologado em abril de 2021, acrescendo ao mesmo 9,1 milhares de euros em juros. Estes montantes foram repercutidos nas tarifas de 2022.

Adicionalmente, foi introduzida uma exceção no regime transitório previsto na Portaria n.º 233/2020, de 2 de outubro, para os casos em que o incentivo à garantia de potência esteja contratualmente assegurado.

Encontram-se nesta situação os aproveitamentos hidroelétricos de Gouvães, Daivões e do Alto Tâmega (este último ainda em fase de construção). Assim, os impactos só se farão sentir no futuro, após o reconhecimento pelo membro do Governo responsável pela área da energia da elegibilidade destes centros electroprodutores.

RESERVA DE SEGURANÇA

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual, prevê a existência de mecanismos de atribuição de incentivos à garantia de potência destinando-se a assegurar um adequado grau de cobertura da procura de eletricidade e uma adequada gestão da disponibilidade dos centros electroprodutores.

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

Relativamente a 2022, 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 energia [125], estando o mecanismo suspenso.

Assim, para o ano de 2022, 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

Em 2022 não houve prestação do serviço de interruptibilidade. A Portaria nº 230-A/2021, de 29 de outubro, revogou a Portaria nº 592/2010, de 29 de julho, e estabeleceu o regime transitório a vigorar até 31 de dezembro de 2021, prorrogando até ao final de 2021 os contratos de adesão ao serviço de Interruptibilidade ativos à data de 31 de outubro de 2021, pondo fim ao serviço de interruptibilidade.

Contudo, o final do regime de interruptibilidade em 2021 foi afetado por problemas resultantes do incidente de 24 de julho de 2021 que conduziu à separação da Península Ibérica da restante área síncrona da Europa continental, e ao consequente deslastre de cargas sequencial de acordo com o Plano Nacional de Deslastre, no qual as instalações prestadoras do serviço de interruptibilidade estão incluídas.

Houve comportamentos inadequados por parte de algumas instalações interruptíveis, O que justificou a

[125] Portaria n.º 93/2018, de 3 de abril.

suspensão de pagamentos pela REN e reclamações das instalações prestadoras do serviço, que foram objeto, em 2022, de decisões da ERSE.

Banda de Reserva de Regulação

Tendo em consideração as profundas alterações que se têm vindo a verificar no SEN, designadamente a desclassificação das centrais termoelétricas a carvão e o fim do serviço de interruptibilidade, foi sinalizada pelo ORT, ao abrigo das disposições do Regulamento (UE) 2017/2195 da Comissão, de 23 de novembro de 2017, que estabelece orientações relativas ao equilíbrio do sistema elétrico, a necessidade de complementar a reserva operacional do SEN com banda de reserva de regulação, a fornecer ao sistema por consumidores habilitados para esse efeito, por forma a salvaguardar a segurança de abastecimento.

Para o efeito, a ERSE publicou a Diretiva n.º 16/2021, de 18 de novembro, no seguimento de consulta a interessados, que aprova a implementação do Mercado de Banda de Reserva de Regulação, contribuindo assim para assegurar a regularidade e estabilidade no fornecimento de eletricidade no SEN.

A operacionalização do Mercado de Banda de Reserva de Regulação é feita através de um leilão competitivo, aberto a todos os consumidores de energia elétrica devidamente habilitados para o efeito. São elegíveis para prestação do serviço de Banda de Reserva de Regulação os agentes de mercado consumidores em MAT, AT ou MT.

A 14 de dezembro de 2021, foi realizado o primeiro leilão competitivo de Banda de Reserva de Regulação, para as 8 760 horas do ano de 2022, com uma procura requerida pelo ORT de 425 MW/hora ao preço de reserva de 20 €/MW/hora.

No âmbito do processo de leilão, resultou adjudicada uma potência de 304,4 MW/hora relativa à Banda de Reserva de Regulação, a 21 instalações consumidoras adjudicatárias, o que correspondeu a cerca de 72% das necessidades requeridas pelo ORT, ao preço de equilíbrio de 20 €/MW/hora.

Tendo em consideração informação disponibilizada pelo ORT à ERSE, relativamente à prestação do serviço de Banda de Reserva de Regulação em 2022, foi pago, em média, um valor pela capacidade disponível de 14,87 €/MW/hora (cerca de 74% do valor unitário de capacidade adjudicado em leilão), tendo ocorrido 402 ativações em reserva de regulação (terciária), correspondentes a um volume total de reserva a subir mobilizada (procura a descer) de 1,53 GWh, ao preço de 228,27 EUR/MWh.

A 24 de novembro de 2022, foi realizado o segundo leilão competitivo de Banda de Reserva de Regulação, para as 8 760 horas do ano de 2023, com uma procura requerida pelo ORT de 800 MW/hora ao preço de reserva de 44 €/MW/hora.

No âmbito do processo de leilão, resultou adjudicada uma potência de 316,9 MW/hora relativa à Banda de Reserva de Regulação, a 23 instalações consumidoras adjudicatárias, o que correspondeu a cerca de 40% das necessidades requeridas pelo ORT, ao preço de equilíbrio de 44 €/MW/hora.

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 em 2022, para 58%, face ao valor verificado em 2021, resultado de uma diminuição da ponta de consumo e do aumento da potência total instalada. Por outro lado, tendo em conta o aumento da penetração de produção renovável de recurso intermitente, verificou-se uma diminuição da percentagem de centrais despacháveis no total da capacidade de produção instalada. A evolução da potência instalada, da potência máxima anual e da potência de centrais despacháveis e não despacháveis é apresentada no Quadro 3-13.

Quadro 3-13 – Margem de capacidade do SEN

	2021 (MW)	2022 (MW)	Variação (%)
Potência total instalada	**19 233**	**20 676**	**7,50%**
Potência renovável	14 680	16 187	10,27%
Potência não renovável	4 553	4 489	-1,41%
Potência máxima anual	**9 888**	**8 595**	**-13,08%**
Margem de capacidade	**9 345**	**12 081**	**29,28%**
Margem de capacidade / Potência total instalada	49%	58%	
Centrais Despacháveis	**10 617**	**11 616**	**9,41%**
Centrais Não Despacháveis	**8 616**	**9 060**	**5,15%**

Fonte: dados REN

A satisfação do consumo pelos diversos meios de abastecimento ocorrida em 2022 é apresentada no Quadro 3-14.

Quadro 3-14 – Abastecimento do consumo

	2021 (GWh)	2022 (GWh)	Variação (%)
Produção total	**46 730**	**44 047**	**-6%**
Produção renovável	31 123	27 448	-12%
Produção não renovável	15 607	16 599	6%
Saldo importador	4 753	9 253	95%
Bombagem hidroelétrica	-1 988	-2 937	48%
Consumo nacional	**49 495**	**50 363**	**1,8%**

Fonte: dados REN

Verifica-se que o consumo de energia elétrica referido à emissão em 2022 se situou em 50,36 TWh, registando-se um aumento de 1,8% face a 2021.

O Quadro 3-15 apresenta a evolução do consumo por nível de tensão, no referencial de saída (ou seja, não incluindo perdas).

Quadro 3-15 - Evolução do consumo por nível de tensão

(GWh)	2019	2020	2021	2022
Muito Alta Tensão (MAT)	2 344	2 461	2 282	2 242
Alta Tensão (AT)	7 072	6 792	6 826	6 862
Média Tensão (MT)	14 939	13 916	14 416	14 898
Baixa Tensão (BT)	21 334	20 984	21 240	21 504
Total	**45 688**	**44 153**	**44 764**	**45 505**

Fonte: E-REDES

Em 2022, verificaram-se condições hidrológicas desfavoráveis, com um índice de produtibilidade hidroelétrica [126] de 0,63, o que representa uma significativa diminuição do índice em relação a 2021. As centrais hidroelétricas [127] representaram 20% da produção, valor inferior ao verificado no ano anterior. A restante produção renovável manteve uma quota equivalente à do ano anterior.

As centrais térmicas não renováveis asseguraram, em 2022, uma quota de cerca de 38%, superior aos 33% verificados em 2021, com aproximadamente 37,2% da produção a partir de centrais a gás natural e 0,4% a partir de outras fontes não renováveis.

Nas trocas internacionais registou-se um saldo importador de 9 253 GWh, equivalente a 18,4% do consumo, verificando-se um reforço significativo da tendência importadora do ano anterior.

A repartição percentual da produção de eletricidade por fonte de energia é apresentada no Quadro 3-16.

Quadro 3-16 – Repartição da produção por fonte de energia, 2021 e 2022

	2021	2022
Produção renovável	**67%**	**62%**
Hídrica	28%	20%
Eólica	28%	29%
Biomassa	7%	8%
Solar	4%	6%
Produção não renovável	**33%**	**38%**
Carvão	1%	0%
Gás natural	31%	37%
Outros	1%	0%

Fonte: dados REN

A evolução da potência máxima anual e a sua variação em relação ao ano anterior é apresentada no Quadro 3-16. No tocante à potência máxima solicitada à rede pública em 2022, esta ocorreu no dia 26 de janeiro,

[126] Indicador que permite quantificar o desvio do valor total de energia produzida por via hídrica num determinado período, em relação àquela que se produziria se ocorresse um regime hidrológico médio.

[127] Incluindo bombagem.

atingindo o valor de 8 595 MW o que, face à ponta de 2021, representou uma diminuição de 1 293 MW (13,08%).

Quadro 3-17 – Potência máxima anual, 2018 a 2022

Ano	Dia	Potência (MW)	Variação (%)
2018	07/fev	8 794	0,26
2019	15/jan	8 650	-1,64
2020	13/jan	8 906	2,96
2021	12/jan	9 888	11,03
2022	26/jan	8 595	-13,08

Fonte: dados REN

A evolução da potência instalada no final de cada ano é apresentada no Quadro 3-18.

Quadro 3-18 – Potência instalada do parque electroprodutor

	2021 (MW)	2022 (MW)	Variação (MW)
PARQUE RENOVÁVEL	**14 680**	**16 186**	**1 506**
Hídrico	7 222	8 221	999
Bombagem	2 705	3 585	880
Eólico	5 368	5 374	6
Biomassa	703	700	-3
Cogeração	348	345	-3
Solar	1 387	1 891	504
PARQUE NÃO RENOVÁVEL	**4 553**	**4 489**	**-64**
Carvão	0	0	0
Gás natural	4 525	4 461	-64
Cogeração	696	632	-64
Outros	28	28	0
Cogeração	28	28	0
TOTAL	**19 233**	**20 675**	**1 442**

Fonte: dados REN

Em 2022, os principais desenvolvimentos da RNT com vista a garantir a segurança do abastecimento, foram os seguintes:

- Conclusão da segunda ligação a 150 kV entre as subestações de Fernão Ferro e de Trafaria;
- Reforços de transformação nas subestações da Falagueira, 3.º transformador 150/60 kV (126 MVA), e de Estremoz, 2.º transformador 400/60 kV (170 MVA);
- Construção de novos painéis de linha de 400 kV nas subestações de Lagoaça, Falagueira, Estremoz e Sines e no posto de corte do Ribatejo, assim como de dois painéis de 60 kV em Alcochete;
- Incrementos de capacidade de transporte e modernização de ativos em fim de vida útil, destacando-se o "*uprating*" da linha Alcochete – Fanhões a 400 kV;

– Conclusão de fases de remodelação de equipamentos e sistemas de proteção, automação e controlo nas subestações de Alto Mira, Estoi, Pereiros e Valdigem e no posto de corte do Ribatejo.

O Quadro 3-19 apresenta a evolução da extensão das redes de transporte e de distribuição (em Portugal continental e excluindo a rede de BT explorada por operadores de rede exclusivamente em BT), por nível de tensão.

Quadro 3-19 - Extensão das redes de transporte e de distribuição

(km)	2019	2020	2021	2022
Rede de transporte				
Muito Alta Tensão (MAT)	**9 002**	**9 036**	**9 348**	**9 424**
Rede de distribuição	**228 046**	**229 167**	**230 676**	**232 089**
Alta Tensão (AT)	9 568	9 574	9 607	9 637
Média Tensão (MT)	73 814	74 110	74 380	74 701
Baixa Tensão (BT)	144 664	145 483	146 689	147 751

Fonte: REN, E-REDES

3.3.2 MONITORIZAÇÃO DOS INVESTIMENTOS EM PRODUÇÃO

Relativamente a novos investimentos em produção no parque térmico durante 2022, não houve desenvolvimentos significativos. Quanto à central da Tapada do Outeiro, prevê-se a manutenção em serviço da mesma até ao seu descomissionamento, de acordo com os cenários previstos no Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional para o período de 2023 a 2040 (RMSA-E 2022).

No caso do parque hidroelétrico, verificou-se um aumento de aproximadamente 998 MW de potência instalada, que corresponde à ligação de parte dos aproveitamentos hidroelétricos do sistema electroprodutor do Tâmega (Gouvães e Daivões). O RMSA-E 2022 prevê a entrada em serviço da central do Alto Tâmega (160 MW) durante 2024.

Relativamente às restantes tecnologias, na fotovoltaica registou-se um crescimento de 504 MW, destacando-se as centrais de Pinhal Novo, Viçoso, Ínsua e S. Marcos, com 49 MW, 45 MW, 45 MW e 43 MW, respetivamente.

Relativamente a previsões da evolução da potência instalada para produção de energia elétrica a partir de fontes de energia renováveis, o RMSA-E 2022 refere que estas continuam a basear-se no 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) e no Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050), como indicado no Quadro 3-20 (para o cenário "Conservador").

Quadro 3-20 – Evolução prevista para as energias renováveis em 2023, 2025 e 2030

	2023 (MW)	2025 (MW)	2030 (MW)
Hídrica (> 30 MW)	7 388	7 548	7 548
Hídrica (< 30 MW)	611	611	631
Eólica	5 667	7 019	9 161
Solar	2822	6725	11586
Biomassa / Biogás	316	377	397
Resíduos Sólidos Urbanos	77	81	81

Fonte: RMSA-E 2022

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 SNG integram o Regulamento de Operação das Infraestruturas, aprovado pela ERSE. As regras e procedimentos de detalhe integram o Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNG (MPGTG), também aprovado pela ERSE. O MPGTG em vigor foi aprovado em 2021, e adota o modelo de compensação da rede de transporte previsto pelo Código de rede europeu para a compensação das redes de transporte de gás [128] e pelo Código de rede europeu para a interoperabilidade e regras de intercâmbio de dados [129].

A implementação integral do modelo de compensação previsto no Código de rede europeu, , foi concluída em março de 2021, com a entrada em funcionamento do mercado organizado para produtos com entrega no VTP – *Virtual Trading Point*, na plataforma MIBGAS, permitindo que fossem realizadas ações de compensação, através da compra e venda de produtos *standard* (diário e intradiário) em mercado por parte da entidade responsável pela compensação da rede de gás, o GTG.

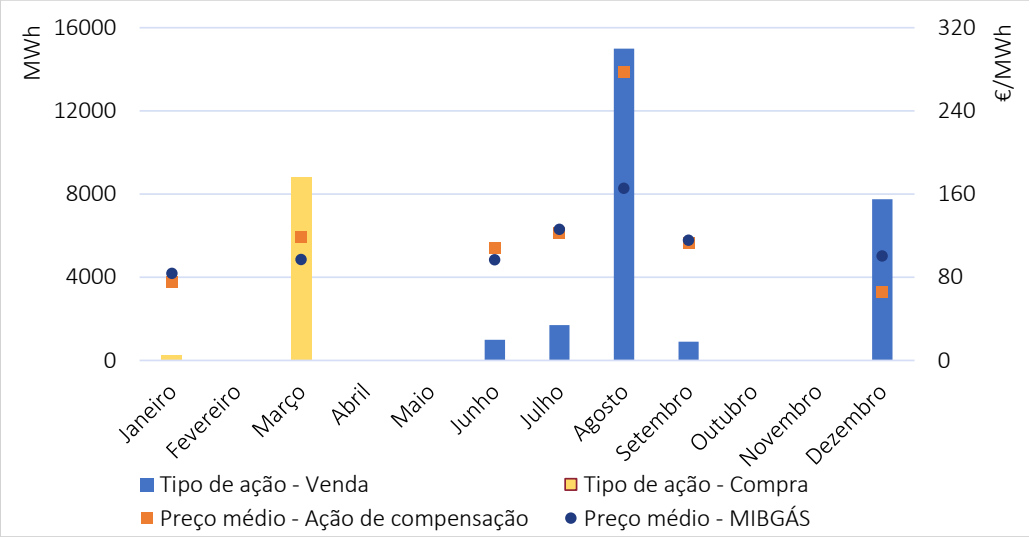
Em 2022, o GTG realizou 27 ações de compensação no mercado organizado através de produtos intradiários negociados no mercado contínuo, das quais 17 correspondentes a ações de venda (a quantidade de energia adjudicada foi 26 350 MWh) e 10 relativas a ações de compra (a quantidade de energia adjudicada foi 9 050 MWh).

A figura seguinte mostra a quantidade de energia adjudicada e os respetivos preços médios resultantes das ações de compensação realizadas em 2022.

[128] Regulamento (UE) n.º 312/2014, de 26 de março

[129] Regulamento (UE) n.º 2015/703, de 30 de abril

Figura 4-1 – Quantidade de energia e preços médios resultantes de ações de compensação, através de compra e venda de produtos em mercado, em 2022



Note-se que o nível das existências na rede de transporte pode desencadear ações de compensação pelo GTG, de modo a repor a situação de equilíbrio. Nesse sentido, a ERSE aprovou, sob proposta do GTG, um limite máximo por transação nas ações de compensação correspondente a 6 GWh, sendo os volumes de gás a constituir pelo GTG, para enchimento da rede de transporte ou *linepack* correspondente a 330 GWh, e para otimização da gestão comercial das infraestruturas de alta pressão, constituindo a extensão do gás de operação correspondente a 60 GWh.

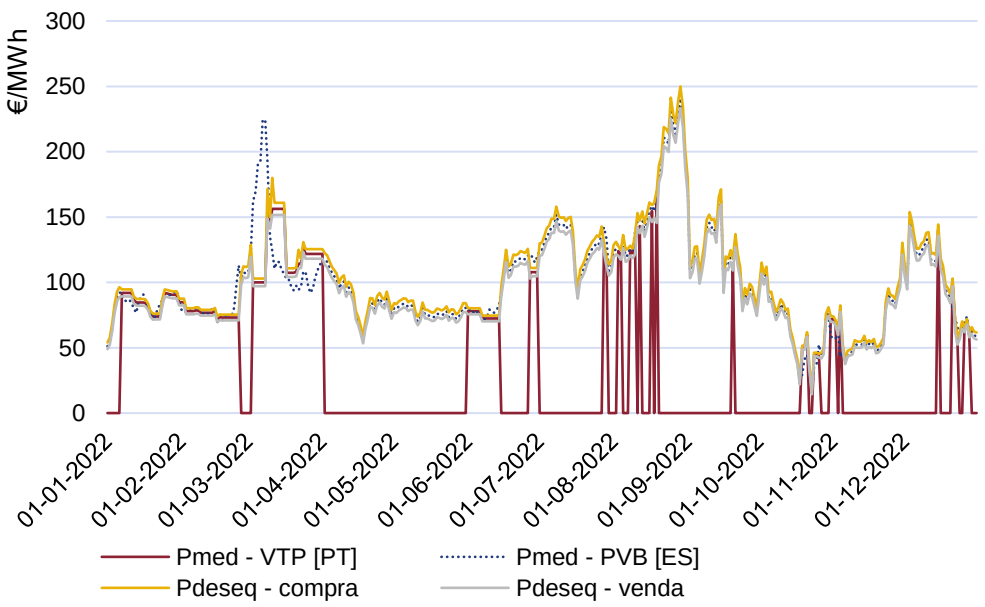
Para além do modelo de compensação da rede de transporte de gás, a ERSE também aprovou um serviço de flexibilidade de *linepack* proposto pelo ORT [130]. Este serviço oferece flexibilidade da rede aos agentes de mercado, na forma de amortecimento das quantidades sujeitas à aplicação de preços de desequilíbrio. O serviço é atribuído através de leilões específicos, com um preço de reserva. Na atribuição do serviço para o ano gás 2021-2022 foram atingidos prémios significativos, revelando um grande interesse dos agentes pelo serviço.

A conciliação financeira dos desequilíbrios dos agentes de mercado é feita segundo o código de rede europeu, aplicando preços de desequilíbrio diários indexados ao mercado grossista. A Figura 4-2apresenta os preços de desequilíbrio aplicados aos agentes de mercado em 2022. A evolução dos preços de desequilíbrio traduz o crescimento dos preços grossistas do gás.

[130] As condições de oferta do serviço de flexibilidade de *linepack* para 2021-22 foram publicadas pelo ORT [link].

A forma de determinação do preço de desequilíbrio implica que, quando existe preço médio de transação no VTP (hub português), este é usado como referência para a determinação dos preços de desequilíbrio por aplicação do ajuste (o valor do ajuste é 3%). Desde 1 de julho de 2022 [131], quando não existem transações no VTP com entrega num determinado dia, a referência de preço para cálculo do preço de desequilíbrio passa a ser o preço em Espanha (PVB), afetado das tarifas de interligação.

Figura 4-2 – Preços de desequilíbrio na área de balanço portuguesa, em 2022



Fonte: dados REN Gasodutos

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

O acesso às infraestruturas de armazenamento e serviços de flexibilidade de *linepack* 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 SNG.

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 SNG (MPAI), onde se estabelecem os respetivos procedimentos. O acesso ao terminal de gás natural liquefeito (GNL) de Sines e ao armazenamento subterrâneo do Carriço obedece

[131] De acordo com a Diretiva n.º 13/2022, de 8 de junho, como explicado no ponto relativo aos desenvolvimentos regulamentares. Anteriormente, apenas se utilizavam os preços do PVB quando existiam vários dias sem transações no VTP.

ao disposto no Regulamento de Acesso às Redes, Infraestruturas e Interligações (RARII) e no Manual de Procedimentos do Acesso às Infraestruturas do SNG (MPAI), onde se estabelecem os respetivos procedimentos. As regras de balanço, compensação e acesso ao *linepack* (armazenamento na rede nacional de transporte de gás (RNTG)) estão integradas no MPGTG. Esta regulamentação é aprovada pela ERSE.

Os utilizadores da rede 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 foi feita a partir de outubro de 2021, aplicando o novo mecanismo que prevê um serviço remunerado, compatível com o código de rede europeu de compensação, atribuído através de produtos standard e mecanismos concorrenciais.

A atribuição de capacidade nas infraestruturas de armazenamento inclui uma ferramenta disponibilizada pelo GTG que constitui uma plataforma de mercado secundário de direitos de capacidade. A existência desta plataforma cumpre o requisito que veio a ser definido pelo artigo 12.º do Regulamento (UE) 2022/2576, de 19 de dezembro de 2022, que prevê medidas para aumentar a utilização das infraestruturas de receção de GNL, de armazenamento subterrâneo de gás e do gasoduto.

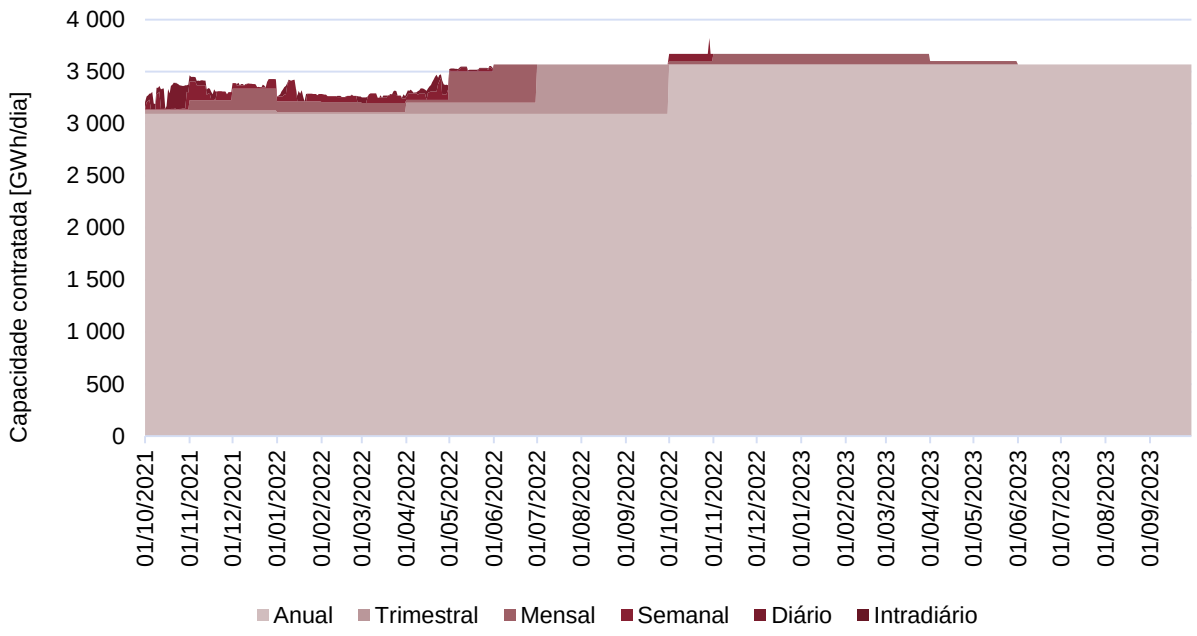
Para além do acesso ao *linepack* na rede de transporte, aplica-se um regime de acesso regulado ao armazenamento de gás natural na infraestrutura de armazenamento subterrâneo do Carriço e no terminal de GNL de Sines. A ERSE aprova os mecanismos de atribuição de capacidade de armazenamento, integrados 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 2022, manteve-se uma elevada utilização destas infraestruturas e da respetiva contratação de capacidade. 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 2022-2023, tal como aconteceu nos anos anteriores. Além disto, a contratação média da capacidade de armazenamento subterrâneo, durante 2022, foi de 96%.

A figura seguinte apresenta a evolução da utilização do armazenamento subterrâneo pelos agentes de mercado, com predominância dos produtos anual e trimestral de capacidade. Registe-se que, a partir do

ano gás 2021-2022, o produto anual de armazenamento subterrâneo passou a ser ainda mais dominante nas estratégias de contratação. Adicionalmente, importa referir que a atribuição de capacidade de armazenamento subterrâneo é feita em duas etapas, uma primeira - de atribuição prioritária - para cumprimento das obrigações da reserva de segurança e uma segunda - de atribuição comercial - sujeita a prémios de congestionamento.

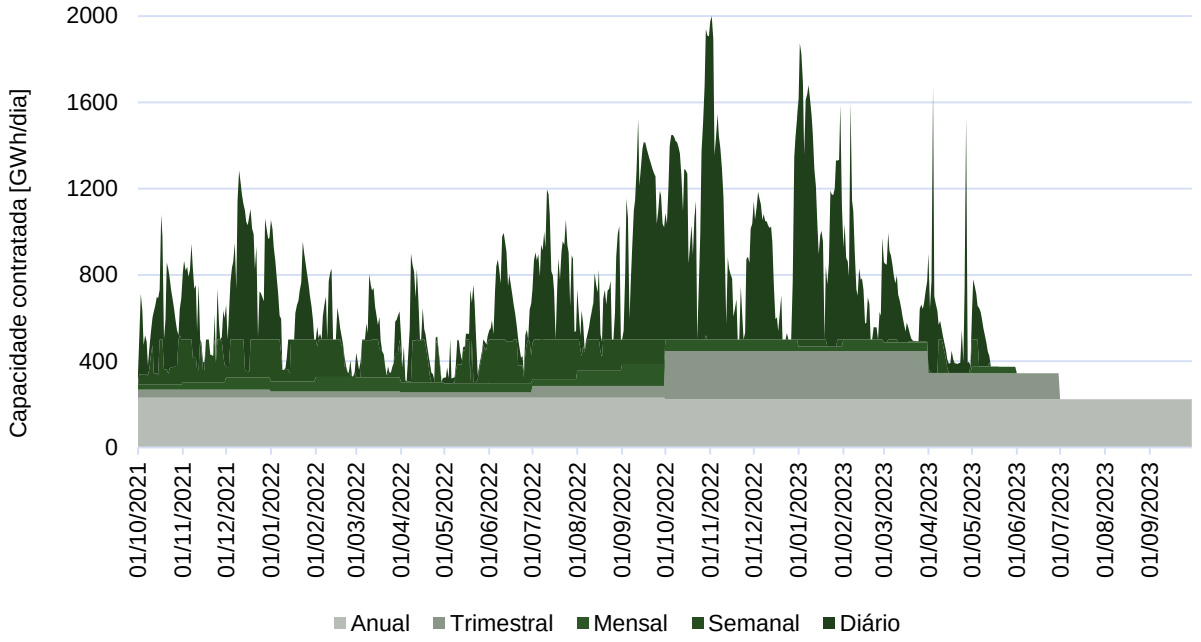
Figura 4-3 – Atribuição de capacidade no armazenamento subterrâneo, por produto



Fonte: dados REN Gasodutos.

As duas figuras seguintes mostram a atribuição de capacidade no terminal de GNL, durante o ano gás 2021-2022 e parte do ano gás 2022-2023. 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 2022, o terminal registou a receção de 70 navios metaneiros), a capacidade de armazenamento de GNL tenha ficado 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 2022-2023, tendo sido contratada na totalidade através do produto anual de capacidade.

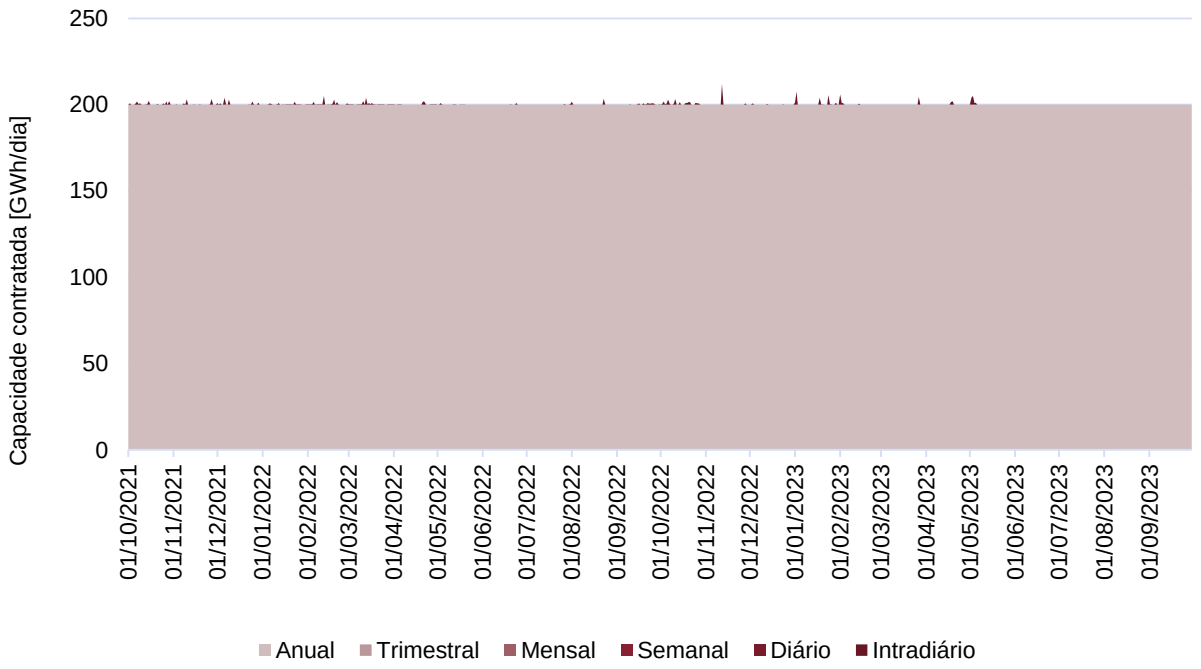
Figura 4-4 – Atribuição de capacidade no armazenamento comercial do terminal de GNL, por produto



Fonte: dados REN Gasodutos.

A capacidade comercial de armazenamento de GNL disponibilizada em base anual foi de 500 GWh/dia. Na Figura 4-5 verifica-se a contratação acima deste valor, correspondendo à atribuição de capacidade no curto prazo, que não seja ocupada por *slots* de descarga de navios metaneiros. Na regaseificação, a contratação acima da capacidade comercial disponível em atribuição anual corresponde à oferta de capacidade firme suplementar em função das condições de operação do terminal de GNL em cada momento e à oferta de capacidade interruptível. Esta otimização da capacidade oferecida ao mercado é especialmente importante nas atuais circunstâncias de plena contratação anual no terminal de GNL.

Figura 4-5 – Atribuição de capacidade na regaseificação do terminal de GNL, por produto



Fonte: dados REN Gasodutos.

4.1.1.3 QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

O RQS estabelece disposições de qualidade de serviço de natureza técnica e comercial. A vertente técnica abrange a continuidade de serviço e as características do fornecimento do gás (i.e., características do gás e pressão de fornecimento). O âmbito de aplicação do RQS abrange, entre outros, clientes, comercializadores e operadores das infraestruturas dos setores em questão [132].

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 cisternas com GNL (para fornecimento das unidades autónomas de GNL) e injeção de gás na rede de transporte.

Em 2022, os aspetos mais significativos, em termos de desempenho do terminal de GNL, foram os seguintes:

[132] Designadamente, os operadores das redes de distribuição, ORT, operador de armazenamento subterrâneo e operador de terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL.

- O terminal abasteceu 6 592 cisternas de GNL (tendo diminuído face ao valor registado em 2021, que correspondeu a 7 522 cisternas);
- Os enchimentos de cisternas com atraso corresponderam a cerca de 10% do número total de enchimentos. As principais causas de atraso foram a indisponibilidade das baías de enchimento, os problemas técnicos no terminal de GNL e as indisponibilidades de operação no terminal de GNL;
- O número de descargas de navios metaneiros foi de 70 (face a 64 operações de descarga realizadas em 2021);
- Registaram-se situações de atraso na descarga de três navios metaneiros;
- As nomeações de injeção de gás 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). Em 2022, não se registaram interrupções de fornecimento em pontos de saída na rede de transporte, tal como se tinha verificado no ano anterior.

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 2022, das 11 redes de distribuição existentes, duas não registaram interrupções (Paxgás e Sonorgás) e apenas 0,4% dos cerca de 1,55 milhões de instalações de clientes registaram interrupções. Cerca de 70% 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, 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 2022, verificou-se o cumprimento integral dos limites regulamentares das características do gás, 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 2022, a pressão de fornecimento foi monitorizada em 395 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 aos clientes.

É de referir que, de acordo com o estabelecido no RQS, a ERSE publica anualmente um relatório da qualidade de serviço [133], o qual caracteriza e avalia a qualidade de serviço das atividades do setor do gás.

4.1.1.4 DESENVOLVIMENTOS REGULAMENTARES

REVISÃO DOS CONDIÇÕES GERAIS DOS CONTRATOS DE USO DAS INFRAESTRUTURAS DE GÁS (TERMINAL DE GNL, ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO, RNTG, RNDG)

A ERSE aprovou as condições gerais dos contratos de uso das infraestruturas de gás previstas no artigo 10.º do RARII [134], que estabelece as condições técnicas e comerciais para acesso às redes de transporte e de distribuição, às instalações de armazenamento subterrâneo de gás, aos terminais de GNL e às interligações. A revisão das condições gerais dos contratos de uso das infraestruturas de gás justificou-se pela sua conformação com a nova organização e o funcionamento do Sistema Nacional de Gás (SNG) e o respetivo regime jurídico, nos termos do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, mas também com as alterações regulamentares e legais que decorreram desde a sua última aprovação. A decisão de aprovação decorreu da Consulta Pública n.º 110, em que foram identificadas e justificadas as propostas.

A organização e o funcionamento do SNG, no respetivo regime jurídico, criou a figura do produtor de gases de origem renovável ou de baixo teor de carbono, que podem ser injetados nas redes de gás. Na sequência da alteração do regime jurídico do SNG, a ERSE alterou a regulamentação do setor, nomeadamente o RARII que prevê os contratos de uso das infraestruturas de gás.

O contrato de uso da RNTG, em particular, conformou-se ainda com os requisitos de acesso à rede definidos no código de rede de atribuição de capacidade nas interligações, aprovado pelo Regulamento UE 2017/459, de 16 de março.

[133] Disponível no *site* da ERSE.

[134] Regulamento n.º 407/2021, de 12 de maio

NOVAS OBRIGAÇÕES DE CONSTITUIÇÃO DE RESERVAS DE GÁS PELOS AGENTES DE MERCADO

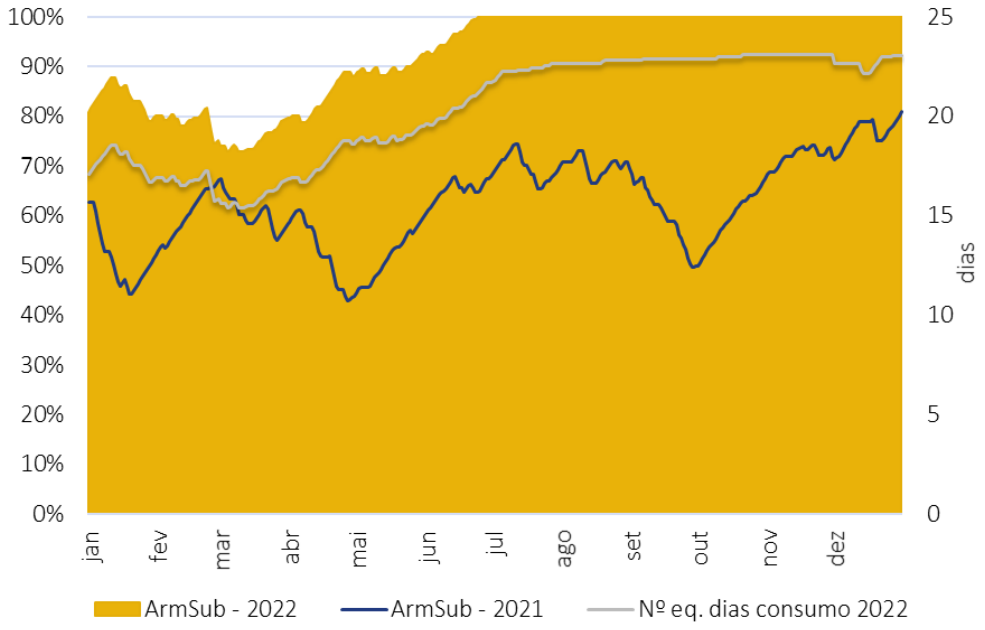
Na sequência do encerramento das centrais a carvão - central de Sines em janeiro de 2021 e central do Pego em novembro de 2021 - o setor elétrico nacional ficou mais dependente do gás como fonte de energia primária. A Portaria n.º 59/2022, de 28 de janeiro, veio fixar a quantidade global mínima de reservas de segurança de gás e determinar a constituição de uma reserva adicional no SNG.

As reservas de segurança decorrentes das obrigações associadas aos clientes protegidos [135] atingem cerca de 2,7 TWh e podem ser armazenadas no terminal de GNL e no armazenamento subterrâneo. As reservas adicionais atingem um máximo de 700 GWh (nos meses de janeiro e dezembro) e devem ser constituídas no armazenamento subterrâneo.

Já no contexto da crise energética europeia e da guerra na Ucrânia, foi aprovado o Regulamento (UE) 2022/1032 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 29 de junho de 2022, que estabelece metas obrigatórias para os níveis de enchimento das infraestruturas de armazenamento subterrâneo de gás natural em cada país da UE. O nível mínimo de reservas de gás em instalações subterrâneas até 1 de novembro de 2022 foi de 80%, aumentando para 90% nos anos seguintes. No caso de Portugal, os níveis de enchimento do armazenamento subterrâneo do Carriço foram muito elevados, superando 100% da capacidade comercial base oferecida anualmente, desde junho de 2022 e durante o resto do ano de 2022. Note-se que estes níveis de enchimento se verificaram num período de preços de gás muito elevados nos mercados *spot*.

[135] *Vide* Regulamento (UE) 2017/1938 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2017, relativo a medidas destinadas a garantir a segurança do aprovisionamento de gás.

Figura 4-6 – Níveis de *stock* nas instalações de armazenamento subterrâneo em Portugal



REGULAMENTOS EUROPEUS DE EMERGÊNCIA

O contexto de emergência energética que se viveu durante o ano de 2022 levou à adoção de diversas medidas coordenadas à escala da UE, nomeadamente para aumentar a resiliência do setor do gás a disrupções de fornecimento de gás pela Rússia e a reduzir fortemente a dependência energética da UE face a este país. Nestas medidas, inclui-se o Regulamento (UE) 2022/1369 do Conselho, de 5 de agosto de 2022, relativo a medidas coordenadas de redução da procura de gás. Este regulamento europeu define um objetivo indicativo de redução do consumo de gás em 15%, no período de 1 de agosto de 2022 a 31 de março de 2023 face à média dos períodos homólogos dos cinco anos anteriores.

Em Portugal, no primeiro período de registo da procura de gás para efeitos de aplicação do regulamento, entre agosto de 2022 e março de 2023, o consumo de gás reduziu 14,8% face à média dos cinco anos anteriores. A redução de consumo veio sobretudo da procura industrial e residencial, que diminuiu 22,7%.

SERVIÇO DE FLEXIBILIDADE DE *LINEPACK*

As regras de compensação da RNTG em vigor em Portugal incluem um serviço de flexibilidade de *linepack* proposto pelo ORT [136], tal como descrito no ponto 4.1.1.2.

O serviço é através de leilões específicos com um preço de reserva aprovado pela ERSE. Na atribuição do serviço para o ano gás 2021-2022 foram atingidos prémios significativos [137], revelando um grande interesse dos agentes pelo serviço.

Para 2022-2023, o ORT propôs a manutenção dos parâmetros da prestação e do preço de reserva do serviço, que foram aprovados pela ERSE.

PROJETO-PILOTO DE INJEÇÃO DE HIDROGÉNIO NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Em 2022, o operador de rede de distribuição Setgás (Floene) continuou a desenvolver o projeto-piloto de injeção de hidrogénio nas redes de distribuição do Seixal – Green Pipeline, aprovado pela ERSE, com o objetivo de testar os requisitos e as soluções da injeção de hidrogénio nas redes de gás com diferentes percentagens de mistura. O projeto-piloto *Green Pipeline* [138] sofreu atrasos de implementação, mas iniciou-se em março de 2023.

DIRETIVA COM A NOVA REGRA DE CÁLCULO DO PREÇO MÉDIO PONDERADO NO ÂMBITO DO MPGTG

A Diretiva n.º 13/2022, de 8 de junho, alterou a regra de cálculo do preço médio ponderado do gás (PMP) para efeitos da compensação da rede de transporte. A regra em vigor estabelecia que, na ausência de transações com entrega no VTP em Portugal, que permitissem apurar um PMP, seria utilizado o último PMP

[136] As condições de oferta do serviço de flexibilidade de *linepack* para 2021-2022 e para 2022-23 foram publicadas pelo ORT [link].

[137] No leilão anual do serviço de flexibilidade para 2022-2023 o prémio foi 21 vezes superior ao preço de reserva.

[138] https://www.greenpipeline.pt/

registado nos sete dias anteriores, passando, após essa data, a considerar-se o PMP de Espanha afetado pelas tarifas aplicáveis na interligação.

A alteração introduzida foi no sentido de que, na ausência de transações no VTP, se deixasse de utilizar o PMP registado nos últimos dias, passando a utilizar de imediato as referências de preço em Espanha.

REGRAS DE OPERACIONALIZAÇÃO DA CONSTITUIÇÃO DA LISTA DE OPERADORES DOMINANTES

O Decreto-Lei n.º 70/2022, de 14 de outubro, que estabelece medidas extraordinárias e temporárias no quadro da segurança de abastecimento de gás, inclui medidas relativas à condição de operador dominante do mercado do gás, tendo definido os critérios e procedimentos a ter em conta para a classificação de operador dominante, bem como as limitações e obrigações a que ficam sujeitas as entidades assim classificadas, entre as quais se inclui a prestação do serviço de criação de mercado.

Este diploma determina que tem a condição de operador dominante do mercado do SNG a entidade que detenha uma quota de mercado superior a 20%, medida em termos de gás natural nomeado nas entradas do SNG ou em termos de gás natural comercializado ou em ambas as situações, cabendo à ERSE proceder à identificação dos sujeitos do SNG que revestem a qualidade de operador dominante, bem como aprovar as regras necessárias à operacionalização da constituição da lista de operadores dominantes, designadamente, as referências de informação a considerar para apuramento das quotas de mercado.

Durante o ano de 2022, a ERSE promoveu uma consulta de interessados tendo em vista a aprovação das referidas regras, o que se veio a concretizar, já em 2023, com a aprovação da Diretiva n.º 7/2023, de 28 de fevereiro. A apresentação da referida Diretiva permite que se concretize a lista de entidades a incluir na lista de operadores dominantes que, mediante Despacho governamental, estarão sujeitos a certas obrigações, incluindo a prestação do serviço de criação de mercado.

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

ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR

Compete à ERSE 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 das infraestruturas, e ainda dos preços dos serviços regulados.

As tarifas de acesso às redes e das infraestruturas de gás natural, vigentes em 2022, resultam das regras aprovadas na revisão regulamentar de 2021. A principal motivação para a reformulação do RT do setor do gás, associada à 96.ª consulta pública da ERSE, esteve relacionada com a publicação do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, que estabeleceu num único diploma a organização e funcionamento do SNG e seu regime jurídico [139]. Além das alterações de denominações dos agentes e da cadeia de atividades setoriais, destaque para as novas atividades de produção de gases de origem renovável e de produção de gases de baixo teor de carbono, consagrando os respetivos produtores como agentes do SNG.

O RT do setor do gás, aplicável em 2022, foi aprovado pelo Regulamento n.º 368/2021, de 28 de abril.

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

No setor do gás 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 média pressão (MP) e Uso da Rede de Distribuição em baixa pressão (BP).

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

[139] Este diploma revogou o anterior enquadramento legal do setor, previsto no Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, e no Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, unificando o regime aplicável ao Sistema Nacional de Gás (SNG), anteriormente designado por Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN).

custos marginais, são evitadas subsidiações 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 que abarcam as tarifas de Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte, Uso da Rede de Distribuição e Operação Logística de Mudança de Comercializador e, as tarifas de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e Uso do Armazenamento Subterrâneo, que são devidas pelo acesso às respetivas infraestruturas do SNG, 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 clientes [140]. 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.

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.

[140] 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.

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

Tarifas de acesso às redes e das infraestruturas	Variáveis de faturação	Clientes em AP	Clientes em MP	Clientes em BP>	Clientes 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 redes e das 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 aplicáveis em 2022, correspondem às tarifas aprovadas para o ano gás 2021-2022 [141], que vigoraram de 1 de outubro de 2021 a 30 de setembro de 2022, e às aprovadas para o ano gás 2022-2023 [142], que vigoram de 1 de outubro de 2022 a 30 de setembro de 2023.

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.

Para o ano gás 2022-2023, as tarifas de acesso às redes e das infraestruturas, para a procura prevista para esse ano, sofreram evoluções 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, do uso global do sistema e do operador logístico de mudança de comercializador, para o ano gás 2022-2023

Tarifas por atividade	Preço médio 2021-2022 (EUR/MWh)*	Preço médio 2022-2023 (EUR/MWh)	Variação
Uso do Terminal de GNL (Sines)	0,36	0,37	0,6%
Uso do Armazenamento Subterrâneo	7,71	7,70	-0,1%
Uso da Rede de Transporte	0,46	0,33	-27,0%
Uso da Rede de Distribuição	7,91	8,33	5,3%
Uso Global do Sistema	0,27	0,07	-72,2%
OLMC	0,01	0,01	11,0%

* Aplicação das tarifas de 2021-2022 à procura prevista para 2022-2023.

Fonte: dados ERSE

[141] Publicadas através da Diretiva n.º 12/2021, de 29 de junho, com as alterações da Diretiva n.º 9/2022, de 11 de abril e Diretiva n.º 14/2022, de 27 de junho.

[142] Publicadas através da Diretiva n.º 15/2022, de 28 de junho, com as alterações da Diretiva n.º 1/2023, de 9 de janeiro.

Quadro 4-4 – Evolução tarifária do acesso às redes para o ano gás 2022-2023, por tipologia de clientes em cada nível de pressão

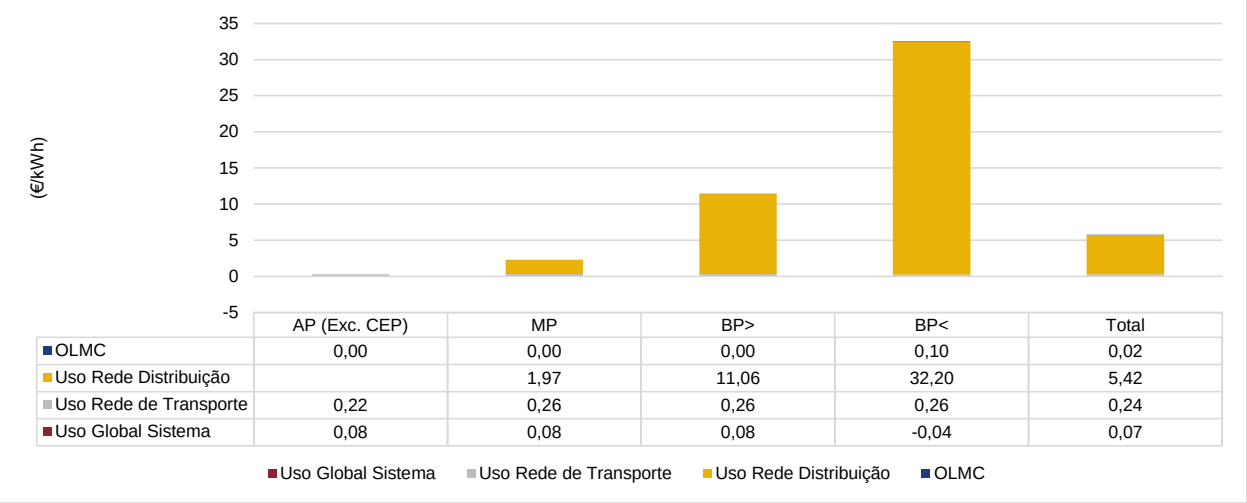
Tarifas de acesso às redes por nível de pressão	Preço médio 2021-2022 (EUR/MWh)*	Preço médio 2022-2023 (EUR/MWh)	Variação
Centros eletroprodutores	0,84	0,44	-47,2%
Clientes em Alta Pressão	0,54	0,28	-48,6%
Clientes em Média Pressão	2,46	2,30	-6,2%
Clientes em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m^3	11,08	11,39	2,8%
Clientes em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m^3	31,63	32,52	2,8%

* Aplicação das tarifas de 2021-2022 à procura prevista para 2022-2023.

Fonte: dados ERSE

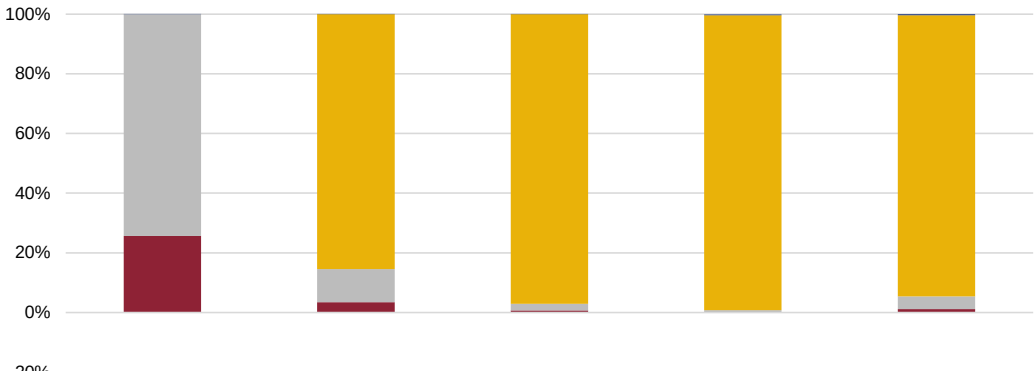
Nas figuras seguintes apresenta-se a decomposição e a estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes, pelas várias tarifas que as compõem, para cada nível de pressão. O preço médio da tarifa de acesso em alta pressão não inclui os centros electroprodutores (CEP).

Figura 4-7 – Decomposição do preço médio das tarifas de acesso às redes, no ano gás 2022-2023



Fonte: dados ERSE

Figura 4-8 – Estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes, no ano gás 2022-2023



	AP (Exc. CEP)	MP	BP>	BP<	Total
OLMC	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%	0,4%
Uso Rede Distribuição		85,4%	97,0%	99,0%	94,4%
Uso Rede de Transporte	74,3%	11,2%	2,3%	0,8%	4,3%
Uso Global Sistema	25,7%	3,4%	0,7%	-0,1%	1,1%

Uso Global Sistema Uso Rede de Transporte Uso Rede Distribuição OLMC

Fonte: dados ERSE

METODOLOGIAS DE REGULAÇÃO PARA A DETERMINAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

O ano de 2022 foi o terceiro ano do período de regulação, que vigora entre 2020 e 2023. Tal como mencionado no relatório anterior, este período de regulação passou a coincidir com o ano civil e não com o ano gás. De seguida, resumem-se os modelos regulatórios aplicados a cada uma das atividades reguladas:

- Na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL é aplicada uma metodologia do tipo *price cap* [143] ao OPEX [144] e de uma metodologia de custos aceites em base anual no caso do CAPEX [145]. São ainda aplicados um mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários que reconhece as externalidades positivas para o SNG associadas a esta atividade e um mecanismo de reversão às tarifas de valores recebidos referentes a prémios de leilões de atribuição de capacidade.
- Na atividade de Armazenamento Subterrâneo em alta pressão é aplicada uma metodologia de regulação do tipo *price cap* [146] no OPEX e uma metodologia de custos aceites em base anual no

[143] O indutor de custos que determina a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa é a energia regaseificada.

[144] *Operational expenditure*.

[145] *Capital expenditure*.

[146] O indutor de custos que determina a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa é a energia extraída/injetada.

CAPEX. Tal como na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, também são empregues o mecanismo de atenuação de ajustamentos dos proveitos permitidos, e o mecanismo de reversão às tarifas de valores recebidos referentes a prémios de leilões de atribuição de capacidade.

- Na atividade de Transporte de gás natural em alta pressão é aplicada uma regulação do tipo *price cap* [147] no OPEX e uma metodologia de custos aceites em base anual no CAPEX. Nesta atividade, é aplicado um mecanismo que procura mitigar os efeitos associados à volatilidade da procura no nível de proveitos permitidos a recuperar pelas tarifas, bem como o mecanismo de reversão às tarifas de valores recebidos referentes a prémios de leilões de atribuição de capacidade igualmente aplicado nas restantes duas atividades de alta pressão.

- Na atividade de Gestão Técnica Global do Sistema é aplicada uma metodologia de regulação por incentivos do tipo *revenue cap* ao nível da parcela do OPEX e uma metodologia de custos aceites em base anual no CAPEX.

- Na atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador[148] é aplicada uma metodologia de regulação do tipo *revenue cap* ao nível do OPEX e de custos aceites ao nível do CAPEX.

- Na atividade de Distribuição de gás natural é igualmente empregue no OPEX uma metodologia do tipo *price cap* [149] e no CAPEX uma metodologia de custos aceites.

- Na atividade de Comercialização de último recurso retalhista é aplicada uma metodologia do tipo *price cap* [150], acrescida da remuneração do fundo de maneio. Refira-se ainda 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 são ainda definidos custos de referência para a atividade de comercialização retalhista.

Os fatores de eficiência anuais aplicados ao OPEX foram de (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

[147] O indutor de custos que determina a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa é a capacidade utilizada na ótica comercial.

[148] Atividade que gere o processo de mudança de comercializador de eletricidade e gás natural.

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

[150] O indutor de custos que determina a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa é o número médio de clientes.

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 CUR.

De salientar que, neste período de regulação, se introduziu um princípio de aceitação de investimentos diferenciada em termos de remuneração, tendo em conta a sua natureza e o cumprimento dos seus objetivos iniciais. Enquanto os investimentos não cumprirem os seus objetivos iniciais, apenas serão remunerados ao custo de financiamento.

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 alheio [151]. Assim, as taxas de remuneração do ativo regulado são atualizadas com base nas *yields* das Obrigações do Tesouro. Dada a volatilidade dos indicadores de mercado, o valor final da taxa de remuneração é limitado superior e inferiormente.

CONTESTAÇÃO DAS DECISÕES TARIFÁRIAS

Em matéria de recurso de uma decisão ou metodologia utilizada pela NRA, nos termos previstos no n.º 1 do artigo 41.º da Diretiva 2009/73/CE, há a referir as ações judiciais que anualmente as concessionárias das redes de distribuição de gás natural propuseram contra a ERSE, impugnando a*s* tarifas e preços referentes ao uso da rede de distribuição em média e baixa pressão desde 1 de julho de 2010.

As empresas pretendiam que a ERSE lhes reconhecesse o direito a rendimentos adicionais pelo exercício da sua atividade invocando, para o efeito, o direito a compensações que teriam sido negociadas com o Estado e refletidas na modificação dos contratos de concessão outorgados em 2008. Em causa estavam questões relativas aos valores a reconhecer nos proveitos a recuperar pelas tarifas associados às amortizações dos seus ativos e ao alegado direito a reavaliações sucessivas desses ativos. Aquelas pretensões representariam um aumento agregado de proveitos permitidos estimado em mais de 1 000 milhões de euros, ao longo do período de concessão, que seriam pagos por todos os consumidores de média e baixa pressão, independentemente do seu comercializador.

[151] Para o ano de 2022 as taxas de remuneração do ativo foram: atividades de alta pressão – 4,50%; atividade de distribuição – 4,70%.

O Tribunal Administrativo de Círculo de Lisboa, por sentença de 6 de janeiro de 2023 [152], indeferiu todas as pretensões dos operadores das redes de distribuição relativamente aos anos gás de 2010-2011 a 2013-2014. O Tribunal valorizou, de forma acentuada, o estatuto de independência da ERSE, reconhecendo que a ERSE não está vinculada ao cumprimento de normas compensatórias e e/ou indemnizatórias de natureza diversa das tarifárias, nem ao equilíbrio económico-financeiro que não seja o da própria atividade regulada. Pelo que, segundo o Tribunal, a ERSE não pode ser obrigada a garantir perante terceiros o cumprimento de obrigações de outras pessoas jurídicas, públicas ou privadas.

O Tribunal não deixou, além disso, de abonar a decisão de fundo da ERSE afirmando que "nada nos autos evidencia que os atos sindicados [as decisões tarifárias da ERSE] tivessem que ter sido proferidos noutros termos", reconhecendo que a atuação da ERSE permitiu "obstar à utilização de remuneração excessiva (por dupla consideração de inflação, ultrapassando assim o limite da remuneração/custo de oportunidade permitido)".

ENCARGOS DE LIGAÇÃO ÀS REDES

A ligação de uma instalação à rede de gás 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– que incluem as regras aplicáveis e os respetivos encargos –, encontram-se estabelecidas no RRC, da responsabilidade da ERSE, não tendo sido objeto de alteração durante 2022.

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

[152] Decisão proferida no âmbito do processo n.º 2393/10.2BELSB e apensos (processos n.ºs 2879/11.1BELSB, 2681/12.2BLSB e 2780/13.4BELS).

Assim, em relação à obrigação de ligação à rede, o ORT 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 m^3, 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. Todavia, para a ligação de grandes instalações de consumo, é permitido ao requisitante fazê-la. 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, comparticipações 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 SNG 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 através de produtos harmonizados – anual, trimestral, mensal, diário e intradiário - preferencialmente agrupados (*bundled*), e atribuídos através de processos concorrenciais. A capacidade nas interligações é atribuída no ponto virtual (*Virtual Interconnection Point* [153]) que agrega as duas interligações físicas ("VIP Ibérico"). A atribuição de capacidade tem por referência europeia o designado "ano de atribuição de capacidade", que decorre entre 1 de outubro e 30 de setembro do ano seguinte.

O produto anual é atribuído para os cinco anos seguintes, conforme previsto no código de rede europeu. A capacidade agrupada (*bundled*) na interligação é atribuída através da plataforma PRISMA [154]. A capacidade não-agrupada, em particular a capacidade de saída para Espanha, no VIP Ibérico, é atribuída na plataforma nacional, operada pelo OMIP. A partir de março de 2022, deixou de ser oferecida capacidade *unbundled* no VIP Ibérico, uma vez que terminou o último contrato de longo prazo de capacidade Espanha-Portugal do lado espanhol, pelo que toda a capacidade foi oferecida como produto *bundled*.

No que respeita à atribuição de capacidade e mecanismos de gestão de congestionamentos no VIP Ibérico, 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.

A este respeito, merece referência o Regulamento (UE) 2022/2576, relativo ao reforço da solidariedade mediante melhor coordenação das aquisições de gás, índices de referência fiáveis dos preços e transferências transfronteiras de gás. Uma das medidas deste regulamento europeu em contexto de emergência impõe a obrigação de os ORT implementarem um mecanismo mensal de gestão de

[153] 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.

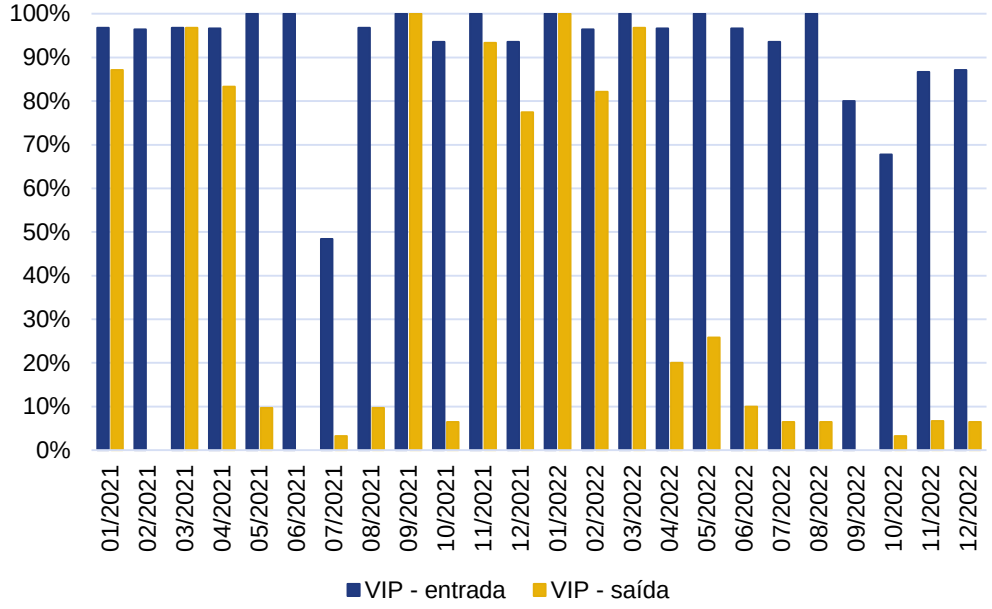
[154] www.prisma-capacity.eu

congestionamentos contratuais, do tipo *Use-It-Or-Lose-It* (UIOLI mensal), a partir de 1 de abril de 2023 (vd. Artigo 14.º do Regulamento). O próprio regulamento permite à NRA decidir a derrogação desta obrigação perante a existência de mecanismos de resolução de congestionamentos ou a atribuição de capacidade interruptível diária e intradiária. Já em 2023, a ERSE decidiu derrogar os números 1 a 6 do Artigo 14.º do Regulamento (UE) 2022/2576, com fundamento na existência do mecanismo de atribuição de capacidade interruptível no VIP Ibérico.

Importa ainda referir que os ORT de Portugal e Espanha elaboraram uma proposta de atribuição harmonizada da capacidade interruptível no VIP Ibérico, que foi colocada em consulta pública em julho de 2022, no âmbito da Iniciativa Regional de Gás do Sul, e publicada já em 2023.

O GTG, em coordenação com o operador da rede interligada (Enagás), oferece diariamente capacidade firme no VIP Ibérico, por aplicação do mecanismo de sobrerreserva e resgate. Este mecanismo conjunto foi aprovado em 2018. Durante 2022, a implementação da metodologia harmonizada de sobrerreserva e resgate no VIP Ibérico resultou na disponibilização de sobrecapacidade em 336 dias (em 2021 foram 340 dias), no sentido de Espanha para Portugal, e 110 dias (em 2021 foram 173 dias), no sentido de Portugal para Espanha. O valor médio diário da capacidade firme oferecida no VIP pelo mecanismo de sobrerreserva e resgate foi de 13,7 GWh/dia (12,9 GWh/dia em 2021) e 7,0 GWh/dia (8,4 GWh/dia em 2021), nos sentidos mencionados. A figura seguinte ilustra a oferta de capacidade por esta via.

Figura 4-9 – Percentagem mensal de dias com oferta de capacidade firme no VIP Ibérico pelo mecanismo de sobrerreserva e resgate, em 2021 e 2022



Fonte: ENTSOG, cálculo ERSE

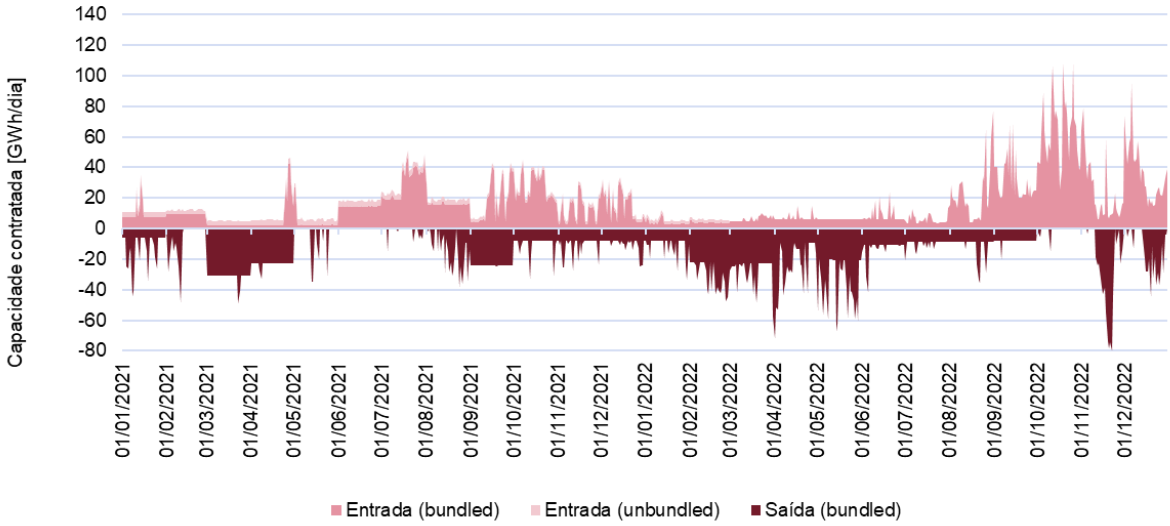
A ERSE aprovou em 2020, com efeitos a partir do ano gás 2020-2021, a metodologia de aplicação conjunta do mecanismo Perda da reserva de capacidade não utilizada de longo prazo (*Long Term Use-It-Or-Lose-It*, LT UIOLI) na interligação. Da aplicação do mecanismo conjunto pela REN e pela Enagás não resultou qualquer resgate de capacidade. Nota-se que, com o fim dos direitos históricos sobre a capacidade de interligação associados aos contratos de aprovisionamento com cláusulas *take-or-pay*, principalmente em 2020 e, por completo, em 2022, no que respeita ao VIP Ibérico, deixou de haver capacidade contratada em produto anual para além do ano gás seguinte, que é um dos pressupostos de aplicação do mecanismo LT UIOLI.

ACESSO ÀS INTERLIGAÇÕES

O acesso às interligações ocorreu mediante leilões de produtos anuais, trimestrais, mensais, diários e intradiários, realizados através da plataforma PRISMA. Desde o final de 2020 que a maior parte da capacidade no VIP é contratada de forma agrupada (*bundled*), sendo apenas uma pequena parte atribuída em Portugal como capacidade não agrupada (*unbundled*). A partir de março de 2022, a contratação de capacidade no VIP Ibérico foi totalmente *bundled*.

Em 2022, não se registaram situações em que a procura por capacidade no VIP excedesse a oferta, em virtude da utilização do terminal de GNL em Sines como fonte de aprovisionamento principal do mercado português. A contratação de capacidade no sentido exportador (de Portugal para Espanha) cresceu significativamente (39% face a 2021). No sentido importador também cresceu a capacidade atribuída (11% face a 2021), especialmente devido ao período de setembro e outubro de 2022. A figura seguinte apresenta a atribuição de capacidade relativa a 2021 e 2022, na plataforma PRISMA, quer *bundled*, quer *unbundled*.

Figura 4-10 – Atribuição de capacidade na interligação (VIP Ibérico), por produto *bundled* ou *unbundled*



Fonte: dados REN Gasodutos.

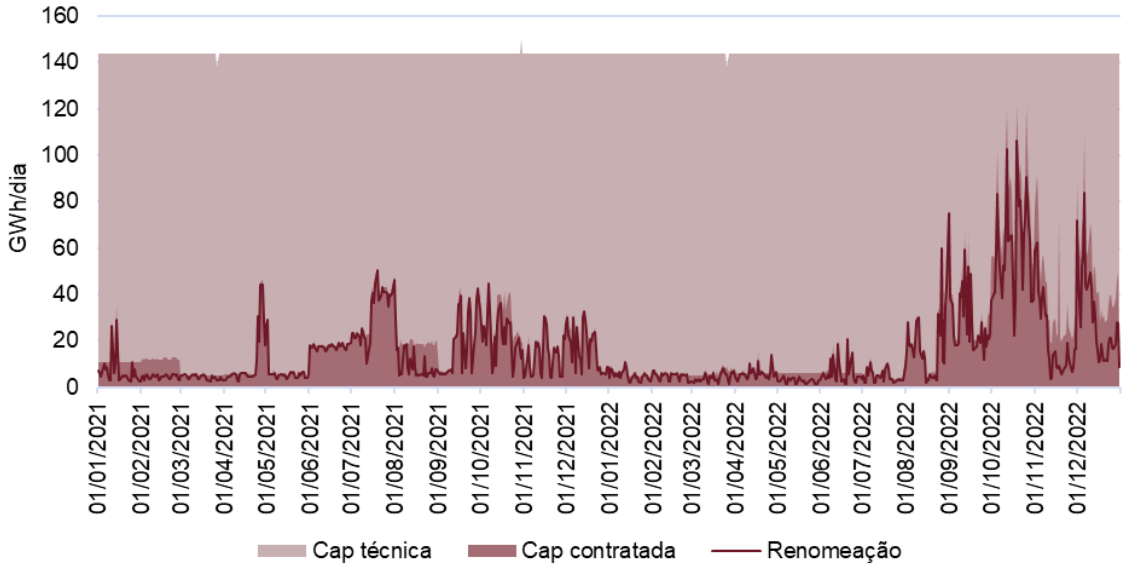
As duas figuras seguintes ilustram a reserva de capacidade no VIP Ibérico, comparando com as nomeações submetidas pelos agentes de mercado e a capacidade técnica máxima oferecida no VIP, quer no sentido importador (entrada), quer exportador (saída).

Em 2022, cessou o último contrato de longo prazo histórico de capacidade de saída (não-agrupada/*unbundled*) do lado espanhol, para Portugal. Assim, desde 2021, verificou-se uma alteração de comportamento na contratação e utilização da capacidade no VIP Ibérico, reduzindo-se a contratação de capacidade, mas aumentando significativamente a utilização da capacidade contratada pelas nomeações.

No sentido exportador, 2022 acentuou a tendência de uma maior utilização da capacidade de interligação. A contratação foi feita sobretudo em produtos de curto prazo, permitindo aos agentes otimizarem a utilização da capacidade contratada.

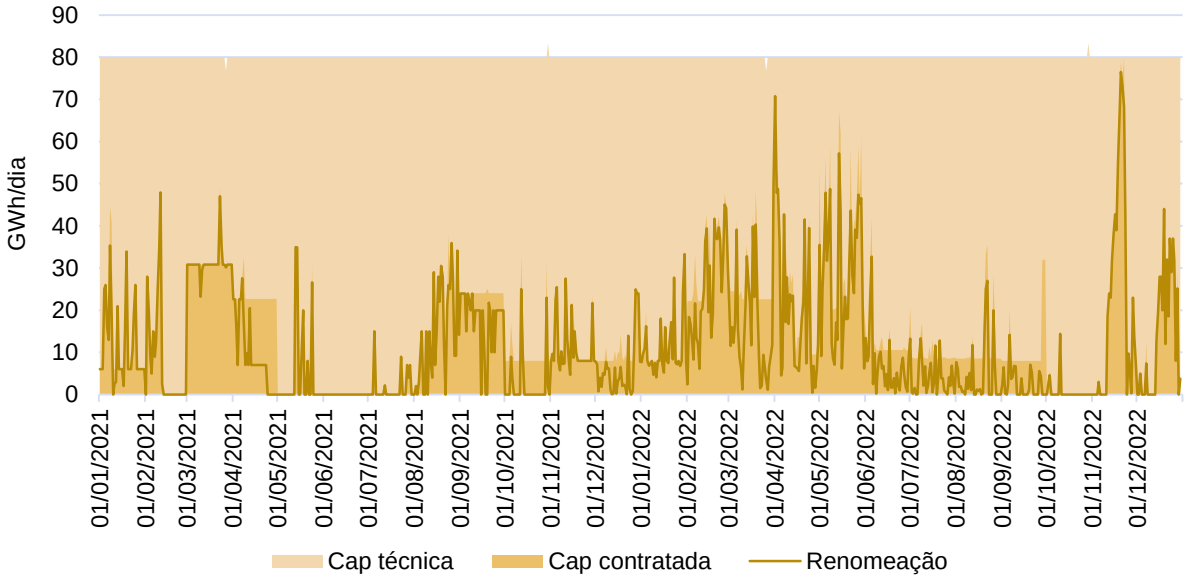
Apesar do elevado consumo de gás nas centrais termoelétricas, o ano de 2022 foi marcado por uma ligeira redução de consumos de gás, no contexto da crise energética vivida na Europa. A contratação de capacidade no VIP Ibérico, e a sua utilização, não demonstrou significativa perturbação com essa realidade.

Figura 4-11 – Capacidade contratada e nomeações no VIP Ibérico em 2021 e 2022 (importação)



Fonte: REN Gasodutos

Figura 4-12 – Capacidade contratada e nomeações no VIP Ibérico em 2021 e 2022 (exportação)



Fonte: REN Gasodutos

COOPERAÇÃO

Os ORT 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.

MONITORIZAÇÃO DOS INVESTIMENTOS DOS OPERADORES DE INFRAESTRUTURAS DE GÁS NATURAL

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

Nos termos do n.º 2 do artigo 88.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, os operadores das redes de distribuição de gás devem elaborar, nos anos pares, planos quinquenais de desenvolvimento e investimento das redes de distribuição de gás (PDIRD-G).

No cumprimento do estabelecido no n.º 1 do artigo 89.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, os onze operadores das redes de distribuição de gás [155] apresentaram à DGEG e à ERSE, propostas de planos quinquenais de desenvolvimento e investimento das redes de distribuição de gás, para o período 2023-2027 (PDIRD-G 2022).

Por sua vez, nos termos do n.º 2 do artigo 89.º do mesmo Decreto-Lei, a ERSE submeteu a Consulta Pública as propostas recebidas de planos de desenvolvimento e investimento das redes de distribuição para o período 2023-2027, que decorreu entre os dias 8 de junho e 22 de julho de 2022.

Na sequência da respetiva Consulta Pública, nos termos do n.º 3 do artigo 89.º do referido Decreto-Lei, a ERSE emitiu um parecer sobre as propostas de PDIRD-G 2022. Este processo é bienal, permitindo uma análise contínua e atenta sobre a evolução das principais condicionantes justificativas dos planos de investimentos de cada um dos operadores das redes de distribuição.

No enquadramento do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, o planeamento da Rede Nacional de Distribuição de Gás deve ser efetuado de forma a assegurar a existência de capacidade nas redes para a receção e entrega de gás, com níveis adequados de qualidade de serviço e de segurança, no âmbito do

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

mercado interno de gás, e ainda um contributo para as metas estabelecidas a nível nacional no Plano Nacional de Energia e Clima 2030 (PNEC 2030), no Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050) e na Estratégia Nacional para o Hidrogénio.

A avaliação da ERSE às Propostas de PDIRD-G 2022, 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, em 21 de outubro, o seu Parecer.

A ERSE salientou que, no atual quadro de transição energética, é fundamental o desenvolvimento de uma visão integrada do setor energético. O contributo do gás para a transição rumo a uma sociedade neutra em carbono em 2050 terá de ser consensualizado, de modo a que seja assegurada coerência entre as propostas de investimento dos diferentes operadores das redes de distribuição, que garanta uma evolução das redes de gás adequada e compatível com a meta de neutralidade carbónica.

No contexto pós-pandémico verificado em 2022, agravado por mais de sete meses de guerra devido à invasão da Ucrânia pela Rússia e com todos os sinais de abrandamento da economia ou início de uma recessão, cujos enormes efeitos na procura de gás natural são particularmente visíveis, é fundamental que se adotem todas as cautelas e seja evitado todo o investimento que não seja comprovadamente urgente ou considerado estratégico.

Nessa medida, a primeira recomendação do Parecer foi a de que os operadores das redes de distribuição aproveitassem a oportunidade de rever as respetivas propostas de PDIRD-G 2022 para reduzir substancialmente os montantes de investimento que se propõem concretizar até 2027 (412,1 milhões de euros).

Parece ser claro que a transição energética passa por uma forte eletrificação da sociedade, já que a evolução tecnológica reforçou essa tendência devido às características da generalidade das fontes renováveis de energia e ao facto das aplicações elétricas parecerem ser mais eficientes energeticamente. No entanto, também é evidente que existem consumos industriais que serão muito difíceis de eletrificar, devido às elevadas temperaturas de alguns dos seus processos. É neste contexto, de necessidades de combustível para esses processos industriais, que se perspetiva a utilização dos gases renováveis, alinhada com um dos eixos fundamentais para a descarbonização da sociedade, que aposta na Economia Circular de Energia e na integração dos diversos vetores energéticos.

Em resultado, a segunda recomendação do Parecer foi no sentido da revisão profunda das propostas de investimento no âmbito do “Desenvolvimento do Negócio” que os operadores das redes de distribuição

venham a considerar nas versões finais das propostas de PDIRD-G 2022 a submeter para aprovação pelo Concedente. A informação que foi disponibilizada leva a questionar todos os projetos de investimento de expansão para outras áreas geográficas, para além daquelas que hoje já são servidas por gás natural, com exceção de projetos que já tiveram o seu início e que irão fornecer efetivamente indústrias de consumo intensivo. Mesmo na área de influência desses projetos que efetivamente têm indústrias como "âncora", deverão ser questionadas decisões de expansão da rede para fornecer determinados clientes domésticos, cujo custo unitário de ligação é claramente desproporcionado.

Um aspeto relevante é o papel que os biogases vão desempenhar numa sociedade neutra em carbono em 2050. Sendo fundamental assegurar que se aproveitem todos os recursos energéticos endógenos no quadro da Economia Circular de Energia já referida, os biogases de diferentes proveniências são um combustível renovável que, no contexto dos atuais elevados preços do gás natural, podem passar a ser competitivos no quadro do SNG.

Estando muito dependente da apetência dos promotores da produção de biogases quanto à localização e quantidades a injetar, a terceira recomendação do Parecer da ERSE foi no sentido de clarificar, fundamentar e documentar todos os projetos de investimento que pretendam facilitar a injeção de biogases nas atuais redes de distribuição de gás e que surgem associados à "Descarbonização" nas propostas de PDIRD-G 2022.

Um outro vetor com elevado potencial é o associado ao hidrogénio de origem renovável, também referido em alguns dos projetos associados à "Descarbonização" nas propostas de PDIRD-G 2022. A quarta recomendação do Parecer reafirmou a necessidade de separação dos papéis e dos contributos que cabem ao operador da rede de distribuição de gás e ao produtor de hidrogénio renovável que a legislação e a regulamentação também clarificam. Para que essa separação de papéis seja clara é, pois, necessário fundamentar e documentar todos os projetos de investimento que surgem associados a este vetor nas versões finais das propostas de PDIRD-G 2022.

O Parecer da ERSE referiu que os diferentes cenários possíveis para a dimensão futura do setor dos gases renováveis, sejam eles biogases ou hidrogénio renovável, são fundamentais para que a preparação das propostas de PDIRD-G se enquadrem na estratégia da transição energética rumo a uma sociedade neutra em carbono em 2050. Considerou ainda o Parecer da ERSE ser necessário que esse debate ocorra e envolva efetivamente todos os intervenientes que constituem o setor energético sendo a quinta recomendação do Parecer aproveitar a oportunidade da revisão dos Planos Nacionais de Energia e Clima, prevista ocorrer

durante 2023, para, previamente, se lançar um debate público alargado sobre cenários possíveis para o futuro do setor energético de modo a integrar a visão dos vários interessados.

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

O ano de 2022 foi o primeiro ano completo em que se encontrou em funcionamento o mercado organizado para a negociação de produtos com entrega no *virtual trading point* (VTP) em Portugal. Efetivamente, essa negociação teve início no dia 16 de março de 2021, na plataforma MIBGAS, a mesma plataforma que é utilizada em Espanha, e com regras muito semelhantes às que vigoram para produtos com entrega nesse país.

A liquidez do mercado organizado manteve-se, em 2022, em níveis bastante baixos, cerca de 57 GWh, o que corresponde a aproximadamente 0,1% da procura na RNTG e a 0,6% de todas as trocas entre agentes no VTP. Deste volume, cerca de 82% deveu-se à realização de ações de compensação em mercado organizado, por parte do GTG. Os volumes transacionados em 2022 são bastante inferiores aos 431 GWh registados em 2021 (que se deveram, em grande medida, à aquisição de 390 GWh de gás de enchimento em mercado organizado, por parte do GTG).

O mercado português, contrariamente ao que sucede em Espanha, tem uma elevada concentração dos aprovisionamentos, que são quase totalmente assegurados pelos quatro maiores agentes de mercado [156]. A menor atomização do mercado português [157] em comparação, por exemplo, com o mercado espanhol [158], facilita a realização de contratos bilaterais entre agentes de mercado, o que não ajuda ao fomento de liquidez do mercado organizado, que tem funcionado, principalmente, para trocas pontuais de excedentes entre os agentes.

[156] GALP, EDP, Endesa e Naturgy são responsáveis por cerca de 98% das entradas na RNTG.

[157] Os restantes 2% de entradas foram assegurados por cerca de 12 agentes de mercado.

[158] A plataforma do MIBGAS regista quase 200 agentes de mercado inscritos.

Não sendo Portugal um produtor de gás natural, 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 ainda a existência de contratos de longo prazo.

O aprovisionamento de gás natural através das interligações com Espanha foi pouco significativo (menos de 2% do total) e deveu-se, em parte, a agentes com menor expressão no mercado português que mobilizam esse gás beneficiando do mercado grossista mais líquido e com maior diversificação de origens de fornecimento desse país.

O fornecimento através do terminal de GNL está em grande parte assente em contratos de GNL com a Nigéria, 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 2022, cerca de 98% do aprovisionamento de gás natural foi realizado através de descargas de GNL.

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. Ainda assim, 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.

A entrada em negociação de produtos *spot*, com entrega em Portugal, ocorreu apenas a partir de 16 de março de 2021, o que se entende como um passo necessário para a criação de uma referência de preço para as transações de gás em Portugal e para o registo de volumes de negociação, quer à vista, quer a prazo. No entanto, a incipiente liquidez da negociação, que se agravou ainda mais no final de 2021 depois do final do programa de aquisições reguladas de gás de enchimento e de operação por parte do GTG, e apenas em parte invertida ao longo de 2022, dificulta a emergência de uma referência de preço fiável e consistente.

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 ORT, e a 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.

De entre os factos sujeitos à obrigação de reporte constam as indisponibilidades planeadas e não planeadas de rede (transporte e distribuição), de instalações de GNL e de instalações de armazenamento que possam afetar o consumo ou a formação do preço. As alterações da capacidade comercialmente disponível na interligação gasista Portugal-Espanha (VIP) estão também sujeitas à obrigação de prestação de informação por parte da REN, enquanto GTG, bem como os desvios significativos na previsão de consumo agregado do sistema ou de cada agente em particular.

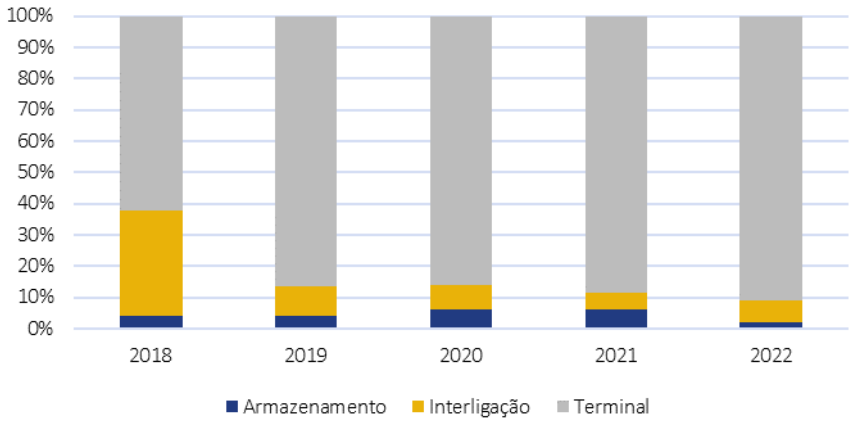
A comunicação de informação privilegiada é efetuada de forma centralizada, através de um portal gerido pela REN [159]. Durante 2022, foram comunicados 98 factos relevantes. Destes, a totalidade corresponde a comunicação de indisponibilidades do armazenamento subterrâneo.

APROVISIONAMENTO DE GÁS NATURAL

A caracterização das injeções na RNTG é efetuada na Figura 4-13.

[159] https://mercado.ren.pt/PT/Gas/InfoMercado/UMMs/Paginas/default.aspx

Figura 4-13 - Repartição das injeções na RNTG por infraestrutura, 2018 a 2022

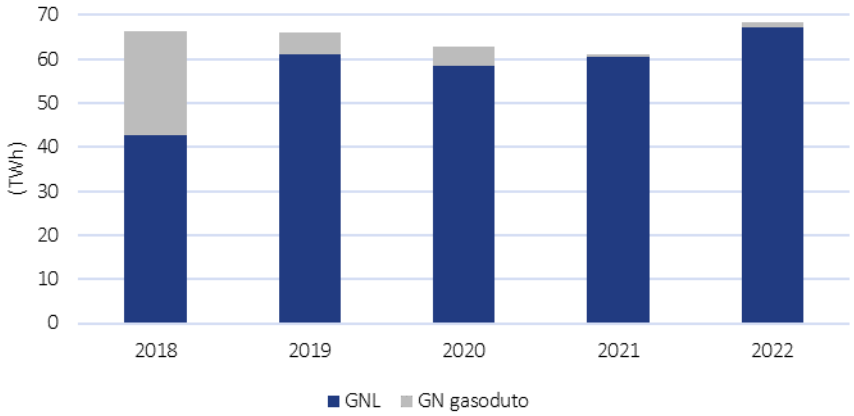


Fonte: dados REN Gasodutos, REN Armazenamento e REN Atlântico

O Terminal de Sines manteve, em 2022, a tendência registada nos anos mais recentes de aumentar a sua importância como a principal via de aprovisionamento, representando cerca de 91% do volume total de gás.

Na Figura 4-14 observa-se a evolução dos volumes do saldo importador de gás natural, sendo que, em 2022, se importou um volume total de 68,4 TWh.

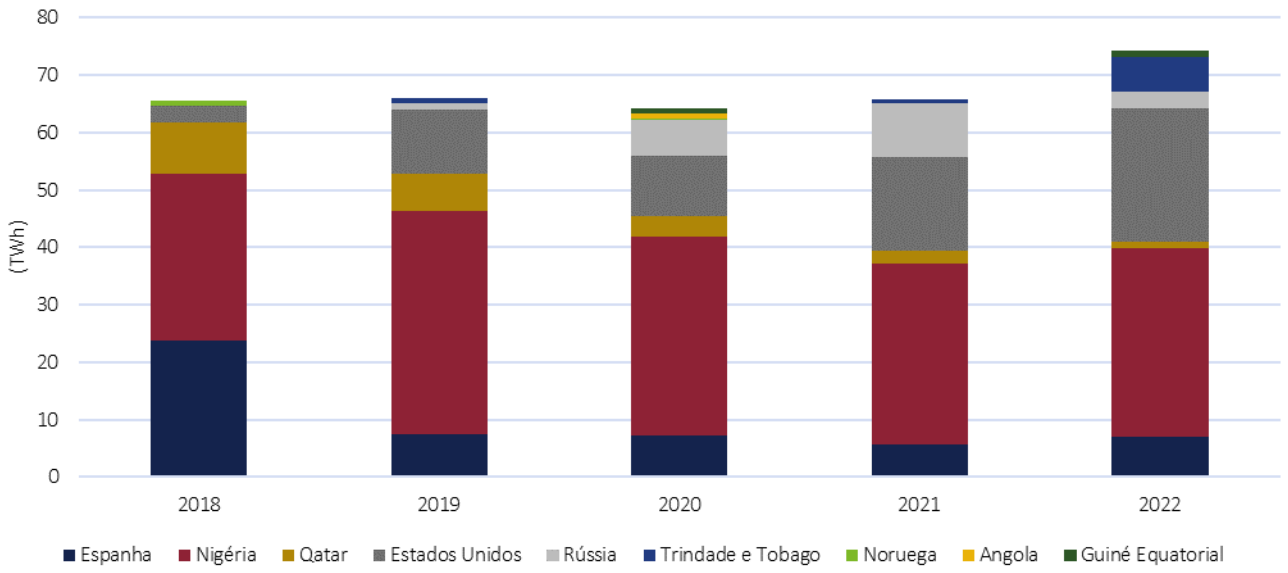
Figura 4-14 – Evolução dos volumes do saldo importador de gás natural, 2018 a 2022



Fonte: EUROSTAT, elaboração ERSE

A Figura 4-15 apresenta a origem de proveniência do gás natural entre 2018 e 2022.

Figura 4-15 – Origem do gás natural importado, 2018 a 2022



Fonte: EUROSTAT, elaboração ERSE

A principal origem do aprovisionamento em 2022 continua a ser a Nigéria, seguida dos Estados Unidos da América, que reforçou claramente a sua posição face ao ano anterior. Em ambos os casos as quantidades referem-se a entregas de GNL contratualizadas no terminal de Sines. Ainda relativamente a entregas de GNL, destaca-se o crescimento das entregas a partir de Trindade e Tobago e a redução das entregas com origem na Rússia.

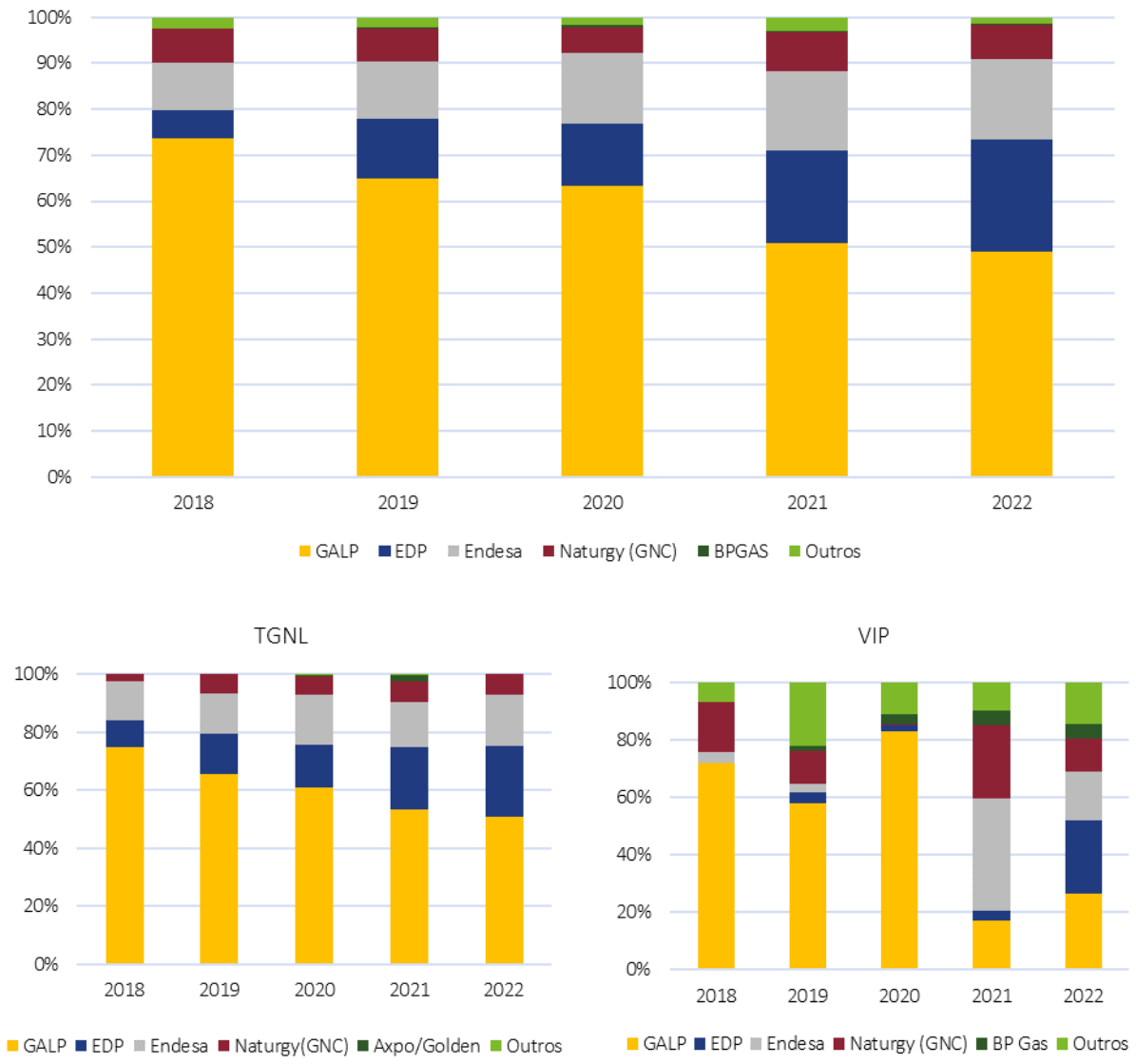
Espanha continua a ser uma origem de aprovisionamentos relevante, entrando parte do gás por gasoduto e outra parte através da receção de GNL no terminal de Sines.

EFICÁCIA DA CONCORRÊNCIA

A Figura 4-16 apresenta as entradas de gás natural na RNTG, considerando as interligações por gasoduto (VIP) e o terminal de Sines (TGNL), entre 2018 e 2022, por agente [160], bem como o detalhe das entradas apenas no VIP e a partir do TGNL.

[160] O total das entradas considera as atribuições a agentes de mercado, excluindo as atribuições ao GTG que não se devem a razões comerciais, sendo consideradas as atribuições por grupo económico, com exceção das que correspondam a atribuições aos CUR, que são contabilizadas separadamente.

Figura 4-16 – Entradas na RNTG (TGNL+VIP), 2018 a 2022



Fonte: dados REN, elaboração ERSE

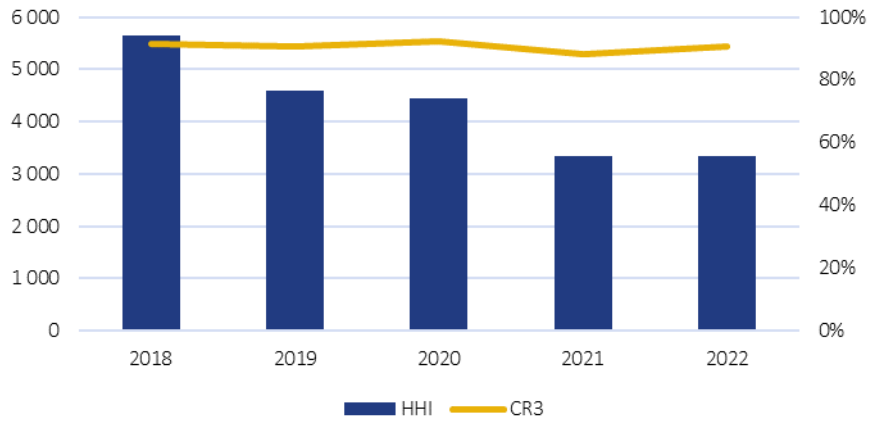
A Galp tem vindo, desde 2018, a reduzir o seu peso relativo no total das entradas na RNTG, registando em 2022, pela primeira vez no período analisado, uma quota inferior a 50% das entradas. Em sentido inverso, a EDP e a Endesa registaram um crescimento contínuo das suas quotas no período em análise, sendo que as importações destas empresas resultam, em grande parte, das necessidades de cobertura associadas ao aprovisionamento das suas centrais de ciclo combinado a gás natural, que aumentaram, em termos globais, a produção de energia elétrica face ao ano de 2021, devido à ocorrência de condições menos favoráveis para a produção renovável de origem hídrica.

O comportamento das entradas a partir do TGNL é muito parecido com o que se verifica nas entradas totais, sendo a principal diferença o facto de a GALP registar aqui uma quota que ainda fica ligeiramente acima dos 50%.

As importações a partir do VIP foram, em 2022, mais repartidas que o habitual, destacando-se o facto de a EDP se ter tornado o principal importador, bem como o aumento da quota dos agentes agrupados na categoria «Outros» que apresenta o maior valor desde 2019.

A Figura 4-17 apresenta os índices de concentração, HHI e CR3 [161], nas entradas na RNTG (TGNL+VIP), entre 2018 e 2022.

Figura 4-17 – Índices de concentração nas entradas na RNTG (TGNL+VIP), 2018 a 2022



Fonte: dados REN, elaboração ERSE

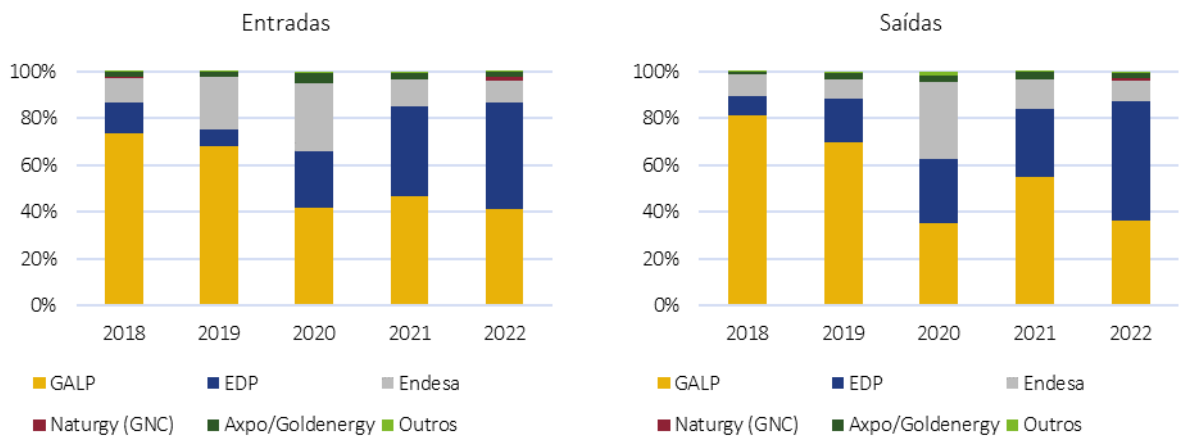
Em 2018 verificou-se o valor mais elevado do HHI no período em análise, i.e., uma maior concentração de mercado, relativamente às entradas na RNTG, valor que se reduziu consistentemente até 2021 e se manteve estável em 2022.

A utilização das centrais de ciclo combinado a gás natural influencia os valores das entradas na RNTG, o que tem um impacto decisivo na concentração de mercado.

Na Figura 4-18 encontra-se a utilização do armazenamento subterrâneo, entre 2018 e 2022.

[161] O índice CR3 refere-se à quota de mercado dos três maiores agentes de mercado.

Figura 4-18 – Utilização do armazenamento subterrâneo, 2018 a 2022

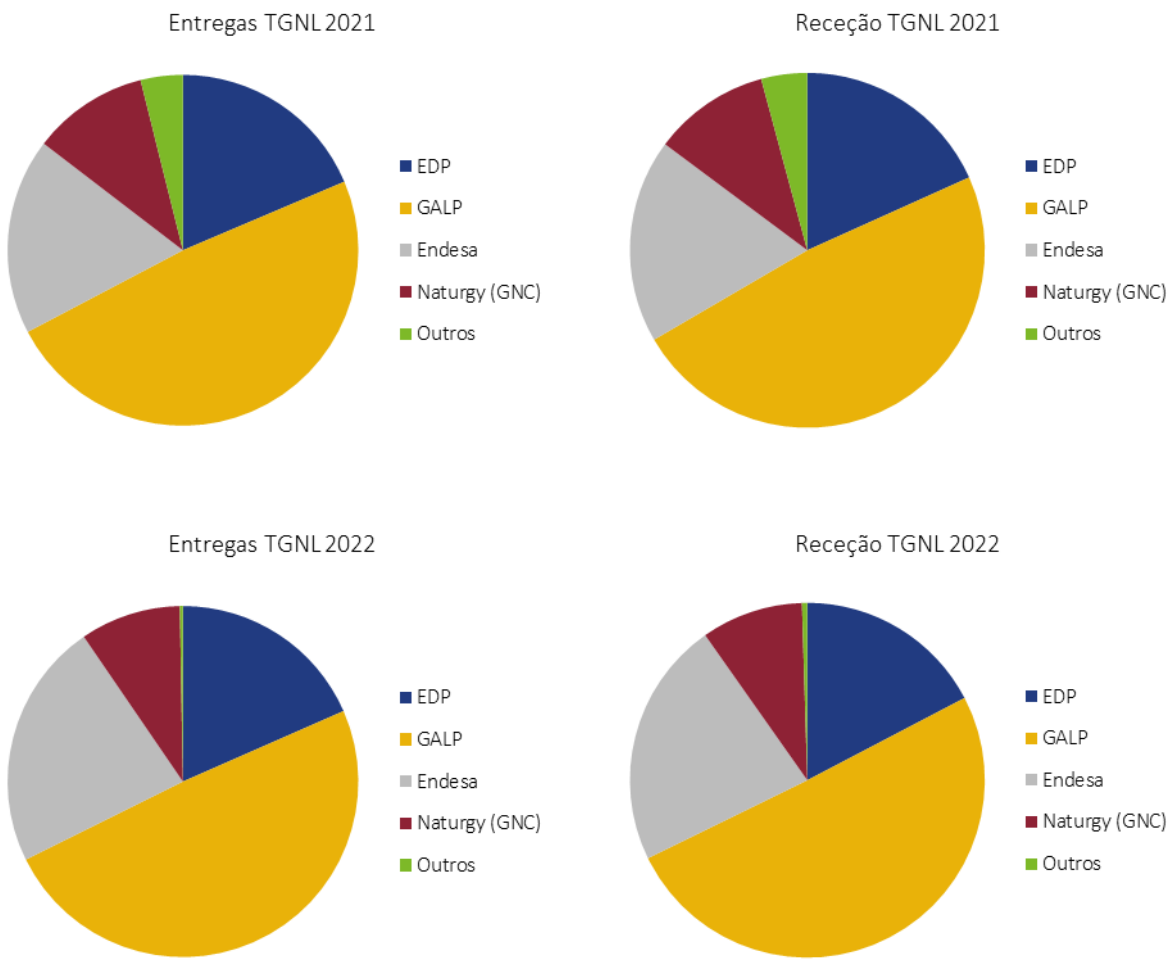


Fonte: dados REN, elaboração ERSE

Relativamente às entradas e saídas no armazenamento subterrâneo, salienta-se em 2022 o facto de a EDP se ter tornado o principal utilizador, por troca com a Galp, mantendo-se a Endesa como o terceiro principal utilizador. O peso relativo dos restantes utilizadores mantém-se residual.

Na Figura 4-19 encontram-se as quotas de mercado relativas às trocas de existências de GNL no terminal de Sines, em 2021 e 2022.

Figura 4-19 – Trocas no TGNL, 2021 e 2022



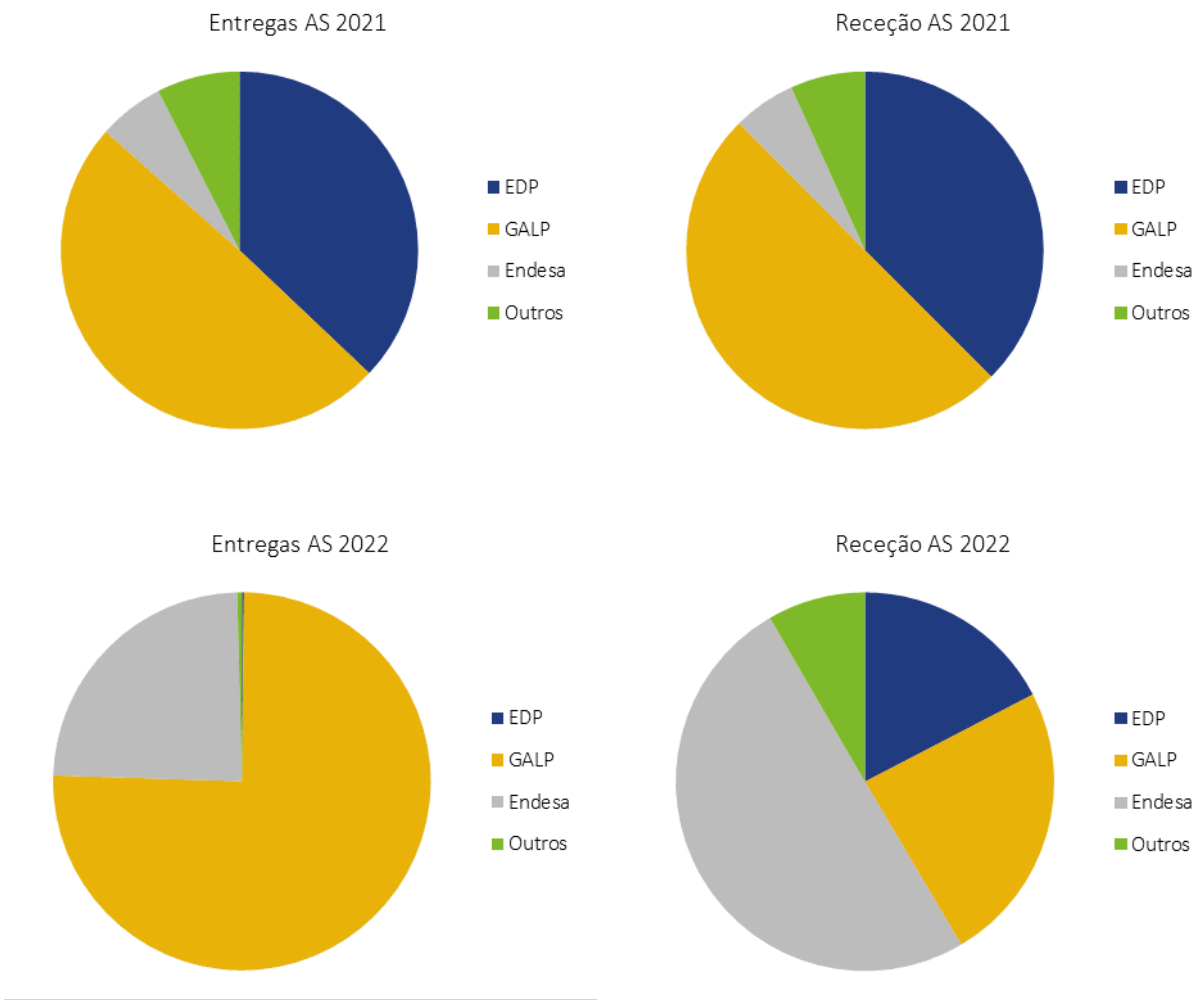
Fonte: dados REN, elaboração ERSE

Em 2022, verifica-se, face a 2021, uma manutenção dos agentes mais relevantes e das respetivas quotas, com exceção da Endesa, que registou algum crescimento do seu peso relativo, muito à custa dos agentes agrupados na categoria «Outros».

As trocas no terminal parecem constituir *swaps* intertemporais, uma vez que os pesos registados nas entregas são muito semelhantes aos pesos registados nas receções.

Na Figura 4-20 encontram-se as quotas de mercado nas trocas de gás natural no armazenamento subterrâneo, em 2021 e 2022.

Figura 4-20 - Trocas no AS, 2021 e 2022



Fonte: dados REN, elaboração ERSE

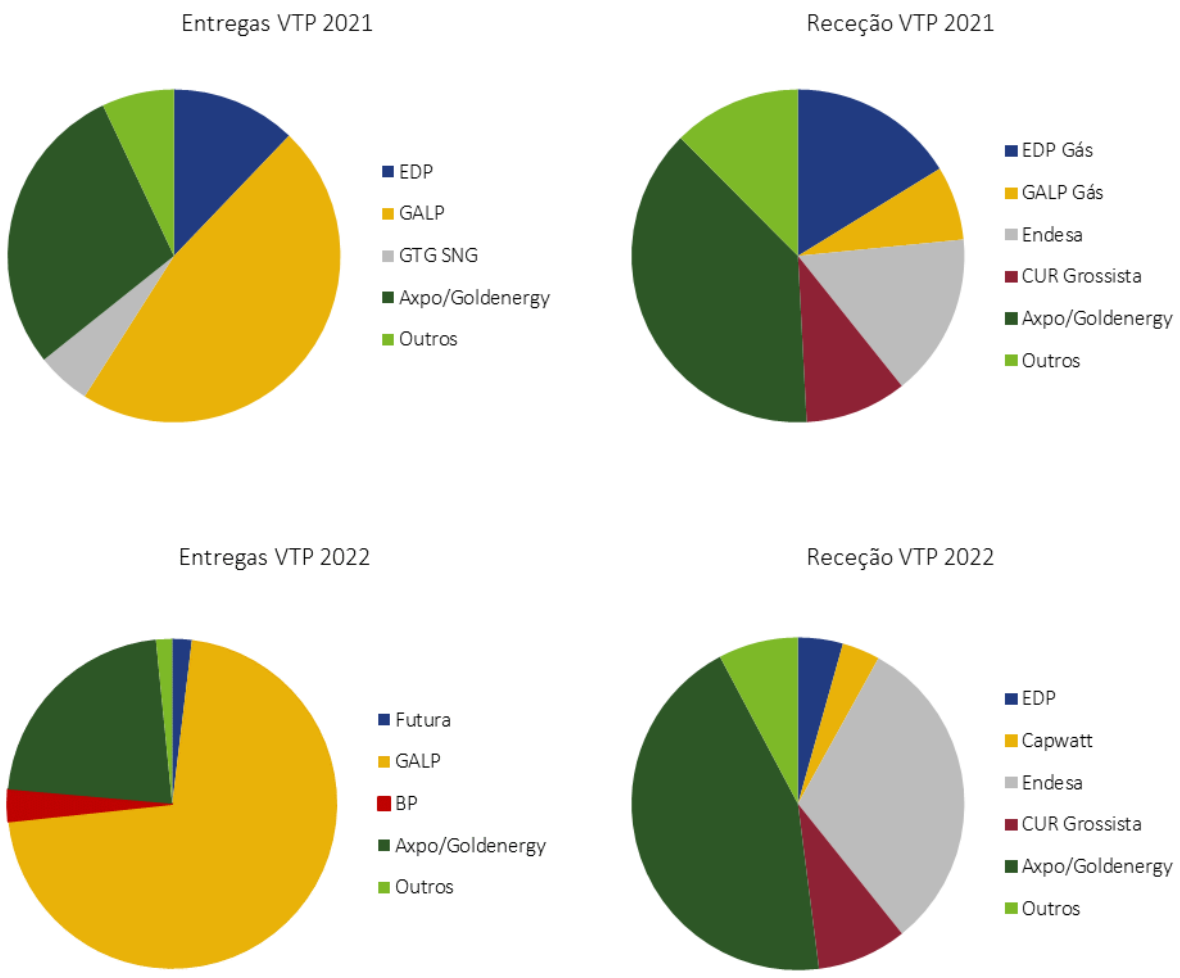
Em 2022 verifica-se uma alteração significativa da composição das trocas do AS, que pode ser explicada, em parte, pelo facto de o volume de trocas no AS em 2022 ser muito menor que o verificado em 2021 [162]. A EDP e os agentes na categoria «Outros» quase deixam de ter entregas, enquanto a Galp passou a ser responsável por cerca de 75% das entregas e a Endesa pelos restantes 25%. A Endesa passou a ser o agente que mais gás recebe, tendo-se verificado, nesse aspeto, uma diminuição considerável do peso da EDP e da GALP.

[162] Cerca de 0,6 TWh em 2022 por comparação com 14 TWh em 2021.

Ao contrário do que sucedeu em 2021, as quotas de mercado de cada agente passaram a apresentar diferenças significativas entre entregas e receção, pelo que, em 2022, as trocas no armazenamento subterrâneo parecem ter ido para além da função de meros *swaps* intertemporais entre agentes.

Na Figura 4-21 encontram-se as quotas de mercado nas trocas de gás natural no *virtual trading point* (VTP), em 2021 e 2022.

Figura 4-21 – Trocas no VTP, 2021 e 2022

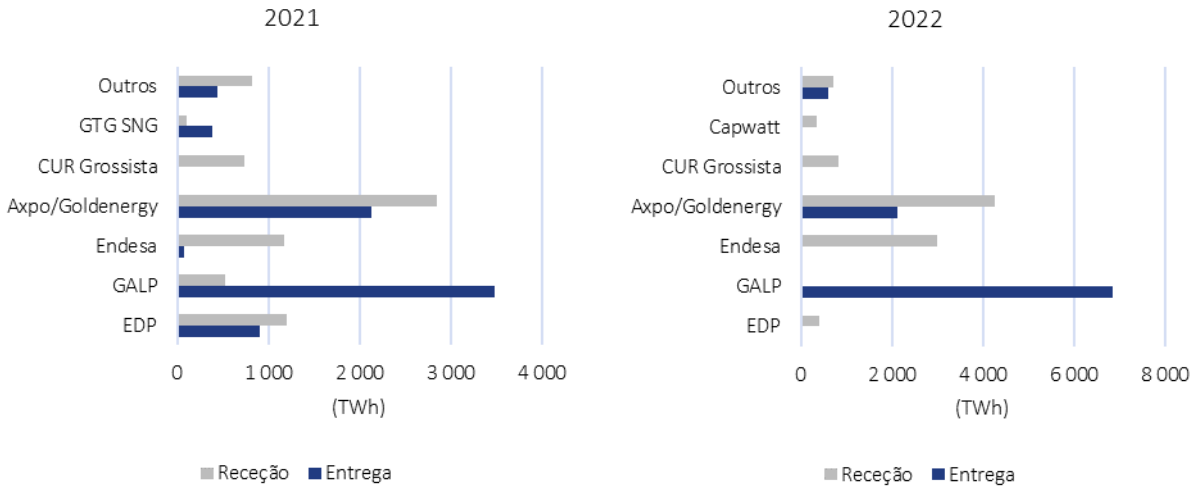


Fonte: dados REN, elaboração ERSE

A observação da Figura 4-22, onde são apresentadas as quantidades de trocas no VTP, em 2021 e 2022, para os agentes com maiores volume de trocas, permite constatar que, nas trocas no VTP, cada agente assume uma posição mais vendedora ou compradora, ao contrário do que sucede por exemplo no

Terminal, o que, associado aos volume me questão, sugere que este é o ponto preferencial de troca de gás natural no SNG, que vai para além de meros *swaps* intertemporais.

Figura 4-22 – Trocas no VTP em quantidades, 2021 e 2022



Fonte: dados REN, elaboração ERSE

A GALP aumentou em 2022 o seu volume de entregas em trocas no VTP para quase 7 TWh, passando a ser responsável por cerca de 70% das entregas e registando um saldo quase exclusivamente vendedor. O grupo Axpo é o segundo agente que mais gás entrega em trocas no VTP, mas é também o que mais gás receciona, tendo aumentado o seu saldo comprador no VTP para cerca de 2 TWh, o dobro do ano anterior. A Endesa é o segundo agente que mais gás recebe no VTP em 2022 (cerca de 3 TWh) sendo que praticamente não entrega gás. Destaque ainda para a EDP, que reduziu de forma muito significativa o seu peso nas entregas e nas receções de gás em trocas no VTP.

As atuações do GTG no VTP foram pouco representativas, razão pela qual as quantidades a si associadas estão, em 2022, agrupadas na categoria «Outros».

4.2.2 MERCADO RETALHISTA

Em 2022, o mercado retalhista de gás natural foi severamente afetado pela escalada de preços do gás natural, que, embora se tenha iniciado ainda durante o último trimestre de 2021, acentuou-se a partir do conflito armado entre a Federação Russa e a Ucrânia. A redução do fornecimento de gás natural à Europa,

por parte da Federação Russa, levou a um aumento generalizado dos preços nos mercados grossistas, que afetaram a atividade e os preços praticados pelos comercializadores em regime de mercado.

Face a esta situação, houve diversas medidas excecionais, adotadas pelo Governo, no sentido de mitigar o impacto da subida de preços do gás natural. Em particular, o Decreto-Lei n.º 57-B/2022, de 6 de setembro, passou a permitir o regresso dos clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m^3 ao regime de tarifas reguladas de venda de gás natural do mercado regulado.

Do ponto de vista do desenvolvimento do mercado retalhista de gás natural, apesar de o peso do consumo de gás natural no mercado liberalizado ter tido apenas uma ligeira descida face a 2021, o número de clientes fornecidos pelo mercado liberalizado desceu consideravelmente, devido sobretudo à subida dos preços do gás natural e à possibilidade de regresso ao mercado regulado, prevista a partir de setembro de 2022.

No final de 2022, cerca de 97% dos consumos de gás natural do segmento convencional (excluindo-se os centros electroprodutores) eram abastecidos por comercializadores em regime de mercado. Contudo, o peso em número de clientes no mercado liberalizado desceu de 85%, em 2021, para cerca de 76%, em 2022.

No final de 2022, estavam presentes 20 comercializadores no mercado livre de gás natural, dos quais 17 encontravam-se a fornecer clientes com consumos inferiores ou iguais a 500 m^3/ano (segmento residencial).

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

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

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 retalhista [163], assim como informação atualizada sobre

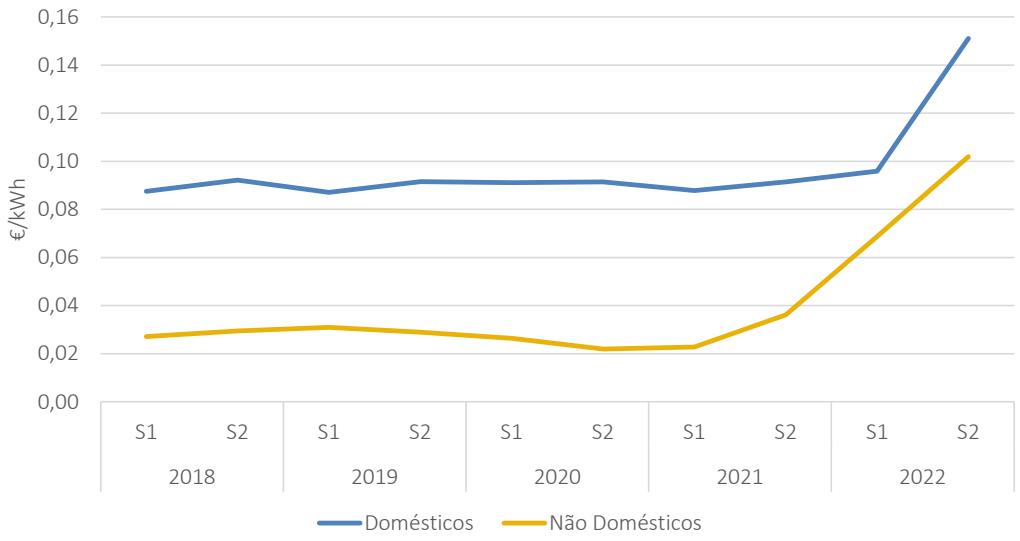
[163] Nos termos do Despacho n.º 3677/2011, de 24 de fevereiro.

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 m^3 (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 4-23 destaca a evolução dos preços de gás natural, tanto para os consumidores domésticos, como não domésticos. É de salientar que os preços apresentados nesta figura incluem IVA, taxas e outros impostos, para consumidores domésticos, mas excluem o IVA para consumidores não domésticos.

Figura 4-23 – Evolução dos preços médios de gás natural para os consumidores domésticos (com IVA, taxas e outros impostos) e não domésticos (sem IVA)



Fonte: Eurostat, ERSE.

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 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 no seu *site* [164], 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< [165].

A análise realizada às ofertas comerciais disponibilizadas pelos comercializadores revelou que, em dezembro de 2022, para o consumidor representativo do universo dos clientes residenciais [166], existiam 10 comercializadores em mercado, com um total de 52 ofertas (exclusivamente) de gás natural e 111 ofertas integradas de gás natural e eletricidade (duais), totalizando 163 ofertas comerciais.

No referido período, a oferta comercial de gás natural com menor fatura mensal apresentava o valor de 24,98 euros/mês, correspondendo à Tarifa Regulada. A oferta comercial de gás natural com menor fatura mensal para além da Tarifa Regulada, apresentava um valor de 45,15 euros/mês (valor 81% superior ao da Tarifa Regulada). A oferta comercial dual com menor fatura mensal apresentava o valor de 132,20 euros/mês, que correspondia a um valor 11% superior em relação à Tarifa Regulada.

A Figura 4-24 apresenta a evolução da faturação mensal da oferta de gás natural mais competitiva, em 2022, verificando-se que não existe qualquer oferta comercial de gás natural mais competitiva do que a Tarifa Regulada.

No que respeita às ofertas duais, verifica-se na Figura 4-25 que o diferencial entre a melhor oferta e a Tarifa Regulada tem vindo a diminuir consideravelmente ao longo do período analisado, não existindo no quarto trimestre qualquer oferta mais competitiva do que a Tarifa Regulada.

[164] Em https://simulador.precos.erse.pt

[165] Disponíveis nos Boletins das Ofertas Comerciais de Gás Natural

[166] 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 m^3.

Figura 4-24 – Faturação mensal das ofertas de gás natural mais competitivas para o consumidor tipo 2, em 2022

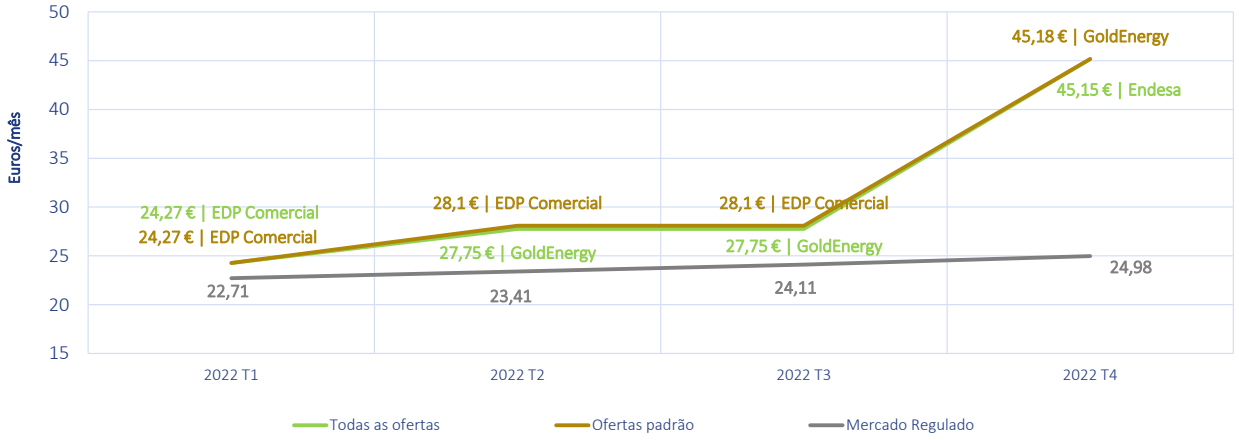
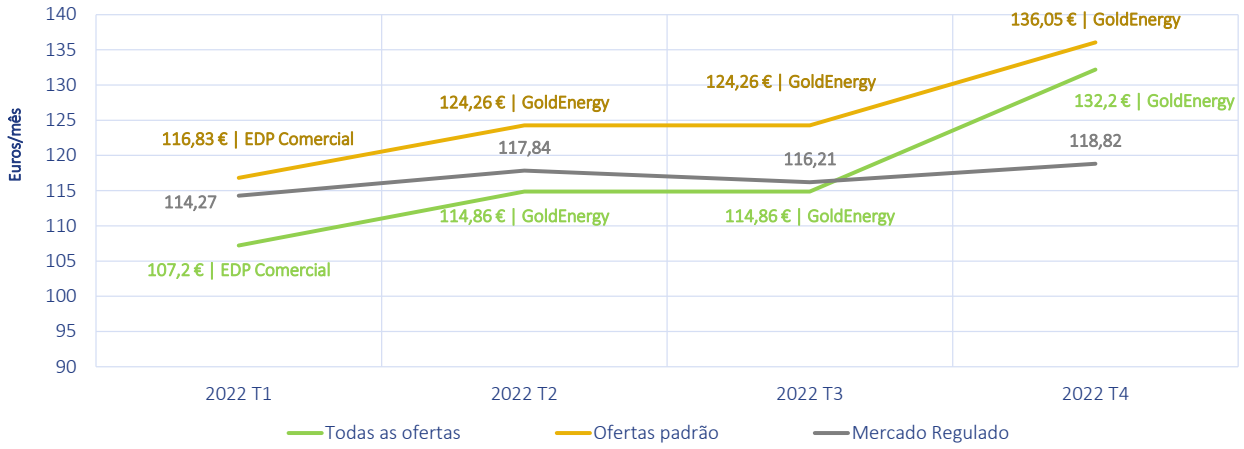


Figura 4-25 – Faturação mensal das ofertas duais mais competitivas para o consumidor tipo 2, em 2022



Fonte: dados ERSE

Os preços apresentados incluem as taxas e impostos aplicáveis, exceto a taxa DGEG para a eletricidade e a TOS para o gás natural. Adicionalmente, a análise efetuada inclui a totalidade das ofertas comerciais, ou seja, para além das ofertas padrão (sem qualquer tipo de restrição), inclui as ofertas condicionadas (com condições contratuais que condicionam a subscrição ao público em geral, como por exemplo as ofertas que obrigam ao estabelecimento de parcerias com outras instituições ou as ofertas que obrigam ao

cumprimento de outras condições). A análise abrange ainda ofertas com fidelização (obrigam à permanência durante um período previamente estabelecido, com a existência de penalizações no caso de rescisão antecipada do contrato) e ofertas indexadas (ofertas com mecanismos de indexação de preços aos mercados de energia grossistas). Não são consideradas as ofertas comerciais com serviços adicionais obrigatórios.

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 site, um simulador de comparação de preços no mercado em Portugal continental para instalações em BP< [167]. O simulador de preços permite a comparação dos preços de todos os comercializadores registados e em atividade em Portugal continental [168] permitindo ao consumidor escolher o seu fornecedor de gás natural, pela comparação dos preços e das condições comerciais praticadas por cada comercializador.

Desde agosto de 2022, que a ERSE disponibiliza uma lista dos "Preços das Ofertas Comerciais de energia em mercado" [169] ao consumidor, que tem por objetivo ajudar a encontrar a melhor oferta no mercado e a acompanhar a rápida evolução dos mercados retalhistas de eletricidade e gás natural.

De forma a garantir a transparência da informação disponibilizada aos consumidores por parte dos comercializadores, a ERSE verifica se estes divulgam nos seus sites 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 o direito de não publicar as ofertas comerciais no seu simulador até os comercializadores terem ultrapassado as questões identificadas.

Além do simulador, a ERSE disponibiliza também, no seu site, toda a informação de preços de referência e demais condições contratuais que serve de base ao funcionamento do simulador [170], para garantir o acesso à informação a todos os interessados, em formato editável.

---

[167] Disponível em https://simulador.precos.erse.pt/gas/.

[168] Nas regiões autónomas não há fornecimento de gás natural sujeito a regulação da ERSE.

[169] Disponível em https://www.erse.pt/simuladores/lista-de-precos-de-ofertas-comerciais/.

[170] O documento está disponível em https://www.erse.pt/simuladores/precos-de-energia/.

Acresce que os comercializadores que pretendam abastecer clientes BP< devem disponibilizar publicamente, designadamente através dos seus sites, ofertas de fornecimento de gás natural, bem como as condições gerais dos contratos para estes clientes [171].

Estão também em vigor regras relativas à informação a disponibilizar nas faturas dos clientes, designadamente sobre a periodicidade de faturação, a informação relativa à parcela das tarifas de acesso, a indicação do volume de gás natural medido e dos fatores de conversão para energia (de unidades físicas, em m^3, para unidades de energia, em kWh) [172] e da rotulagem do gás natural.

As regras de acesso à informação dos consumos de gás natural, pelos clientes, estão reguladas pela ERSE nos termos do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados [173].

A ERSE disponibiliza, desde 2017, uma calculadora da tarifa social [174], um instrumento que permite aos beneficiários da tarifa social entender e verificar os descontos da tarifa social nas faturas de gás natural. Esta calculadora é atualizada periodicamente com os preços das tarifas aprovadas pela ERSE.

Desde 2020, que a ERSE disponibiliza uma funcionalidade no seu site que permite a qualquer consumidor de gás natural estimar o custo associado com a Taxa de Ocupação do Subsolo (TOS). Mais concretamente, a ERSE disponibiliza um Simulador da TOS [175], o qual possibilita aos consumidores, de uma maneira simplificada e intuitiva, estimar os custos decorrentes da TOS em função de quatro aspetos: concelho de residência, nível de pressão, período de consumo e consumo no período. Este simulador tem como principal objetivo auxiliar a decisão de investidores na instalação de atividades económicas com o conhecimento prévio do impacto da TOS na sua fatura [176].

EFICÁCIA DA CONCORRÊNCIA

Em termos de abertura efetiva do mercado, a Figura 4-26 apresenta a fração do mercado (em consumo), no ano de 2022, que se encontrava a ser abastecida por um comercializador em regime de mercado. É

[171] Nos termos do número 15.º, n.º 1 do RRC, aprovado pelo Regulamento n.º 1129/2020, de 30 de dezembro.

[172] A faturação de gás natural é efetuada em €/kWh, nos termos do artigo 22.º do Regulamento Tarifário, aprovado pelo Regulamento n.º 468/2021, de 28 de abril.

[173] Aprovado pela Diretiva n.º 7/2018, de 28 de março.

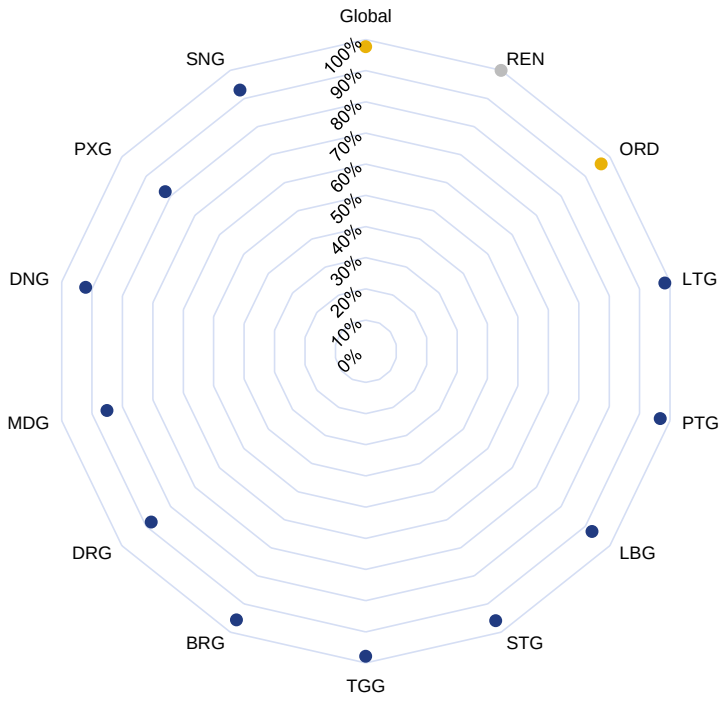
[174] Disponível em https://www.erse.pt/media/1nihb0qx/desconto-tarifa-social-2022-2023-g%C3%A1s-natural.xlsx.

[175] Disponível em https://www.erse.pt/simuladores/taxa-de-ocupacao-do-subsolo/.

[176] Através da Lei n.º 75-B/2020, de 31 de dezembro, que aprova o Orçamento de Estado para 2021, o Governo legislou no sentido de impedir a repercussão da cobrança desta taxa nos consumidores pelos operadores das redes.

observável que 97% do total do consumo [177] foi assegurado por comercializadores em mercado, sendo esse valor genericamente mais elevado nas principais distribuidoras de gás natural.

Figura 4-26 – Penetração do mercado liberalizado por ORD e ORT (total do consumo em energia, excluindo centros electroprodutores), 2022

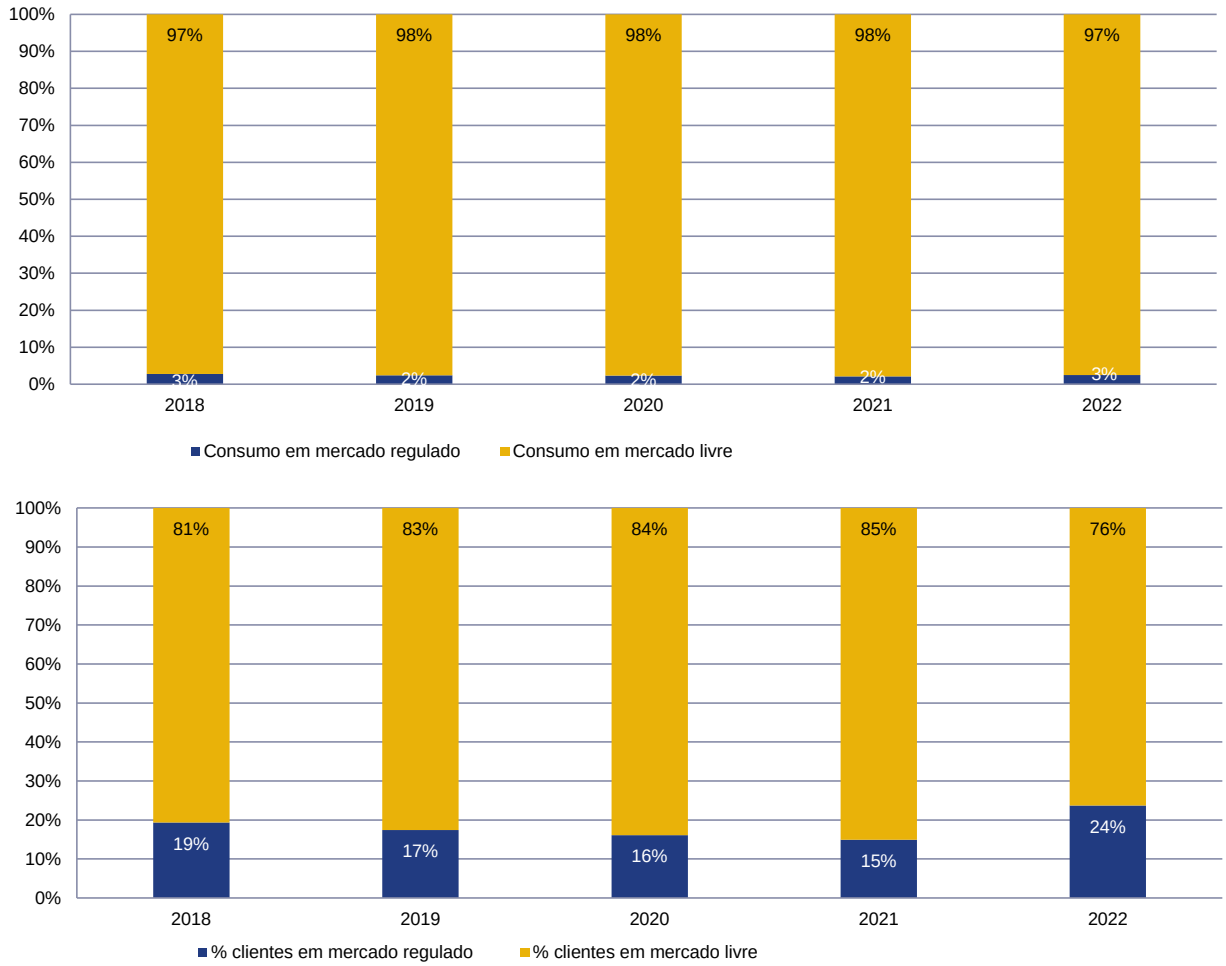


Fonte: dados OLMC. Nota: BRG – Beiragás; DNG – Dianagás; DRG – Duriensegás; LBG – Lisboagás; LTG – Lusitaniagás; MDG – Medigás; PTG – REN Portgás; PXG – Paxgás; SNG – Sonorgás; STG – Setgás; TGG – Tagusgás; REN – REN Gasodutos; ORD – conjunto dos operadores de rede de distribuição; Global – ORD e REN.

A evolução do mercado liberalizado, entre 2018 e 2022, pode ser observada na Figura 4-27.

[177] Excluindo os centros electroprodutores, devido ao seu volume expressivo em termos de consumo.

Figura 4-27 – Repartição do consumo e número de clientes entre mercado regulado e mercado liberalizado, 2018 a 2022

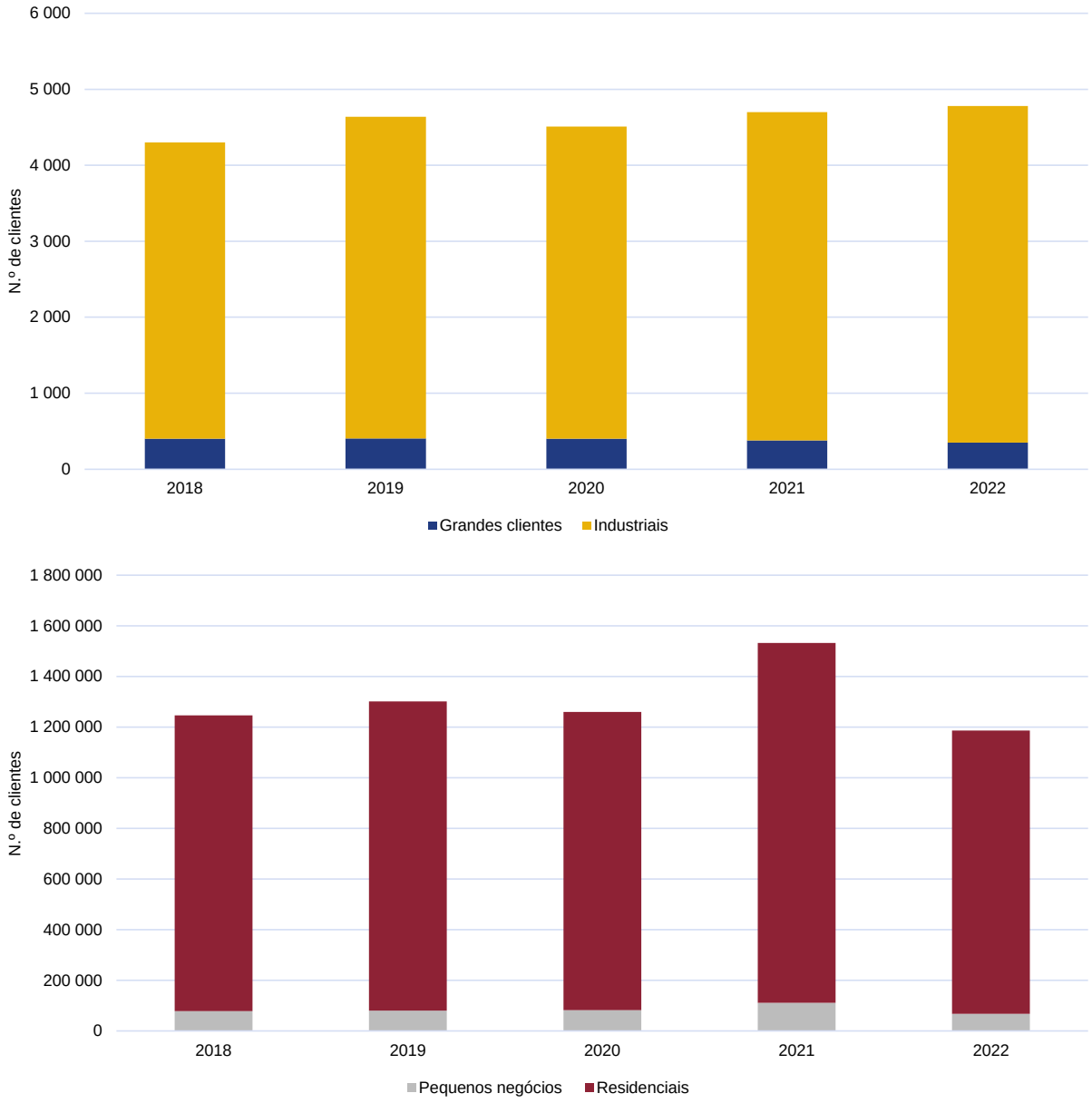


Fonte: dados OLMC

Quanto ao número total de clientes, a redução da dimensão do mercado liberalizado em 2022, face aos restantes anos em análise, deve-se essencialmente à possibilidade de regresso dos clientes com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m^3 anuais ao regime de tarifas reguladas de venda de gás natural.

Em 2022, registou-se uma descida próxima dos 10% ao nível do número de clientes no mercado livre (*vide* Figura 4-28), estando cerca de 76% dos clientes nesse mercado.

Figura 4-28 – Evolução do mercado liberalizado em Portugal continental, 2018 a 2022

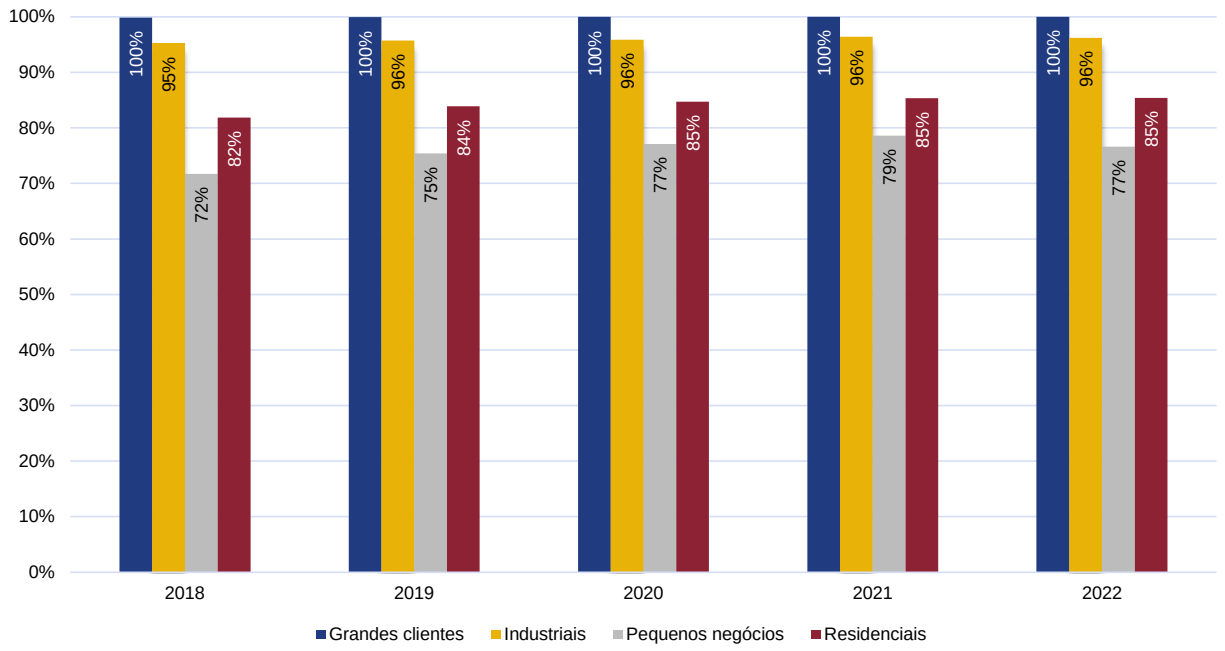


Fonte: dados OLMC

Na figura anterior pode-se observar ainda que, em 2022, o segmento com maior consumo, referente a grandes clientes (clientes com um consumo anual superior a um milhão de m^3), registou uma redução do número de clientes de 8,3% face a 2021, enquanto o número de clientes industriais aumentou cerca de 2,4%. Os segmentos dos pequenos negócios e residenciais apresentaram reduções expressivas face ao ano anterior, de cerca de 26% e 17%, respetivamente.

Os consumos de cada segmento de clientes que se encontra em mercado liberalizado são apresentados na Figura 4-29, sendo observável que a totalidade do consumo de grandes clientes tem sido assegurada por comercializadores em mercado.

Figura 4-29 – Penetração do mercado liberalizado por segmento de clientes, 2018 a 2022



Fonte: dados OLMC

Relativamente aos valores específicos no segmento de clientes industriais, é de realçar que, globalmente, mais de 96% do consumo deste conjunto de clientes é já abastecido por comercializadores em regime de mercado.

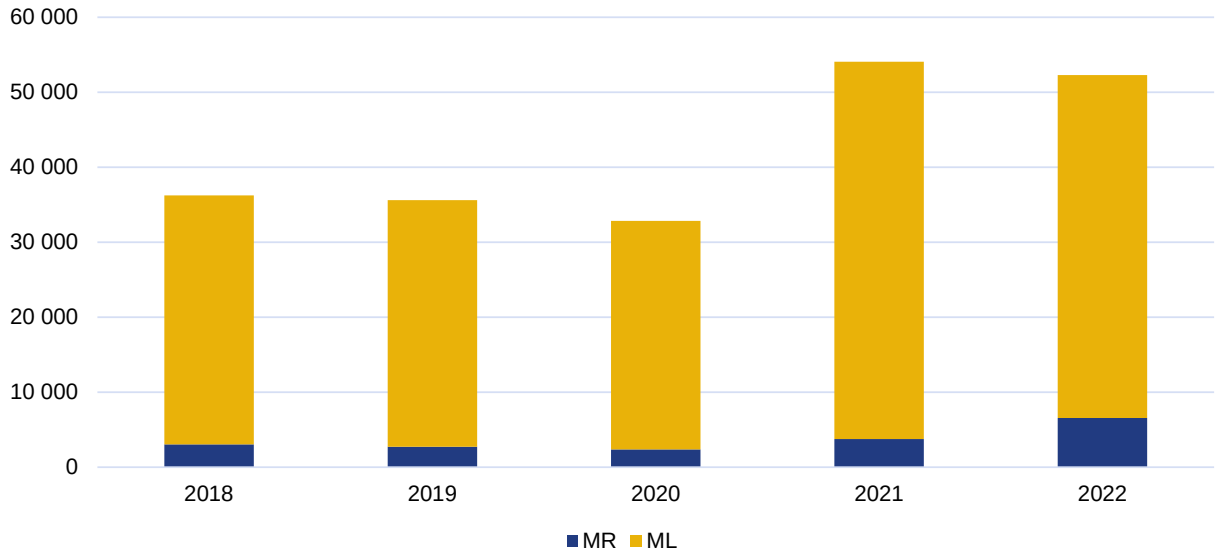
No final de 2022, existia um comercializador, a Galp, com quota no segmento de clientes industriais de aproximadamente 44% no mercado liberalizado, em termos de consumo.

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 7% do consumo total neste mercado.

No final de 2022, existiam 52 288 consumidores de gás natural abrangidos pela tarifa social, 6 538 no mercado regulado e 45 750 no mercado liberalizado, como se pode observar na Figura 4-30.

No global, cerca de 3% dos consumidores de gás natural em Portugal continental têm tarifa social. Não se registaram alterações significativas no número de beneficiários da tarifa social, entre 2021 e 2022.

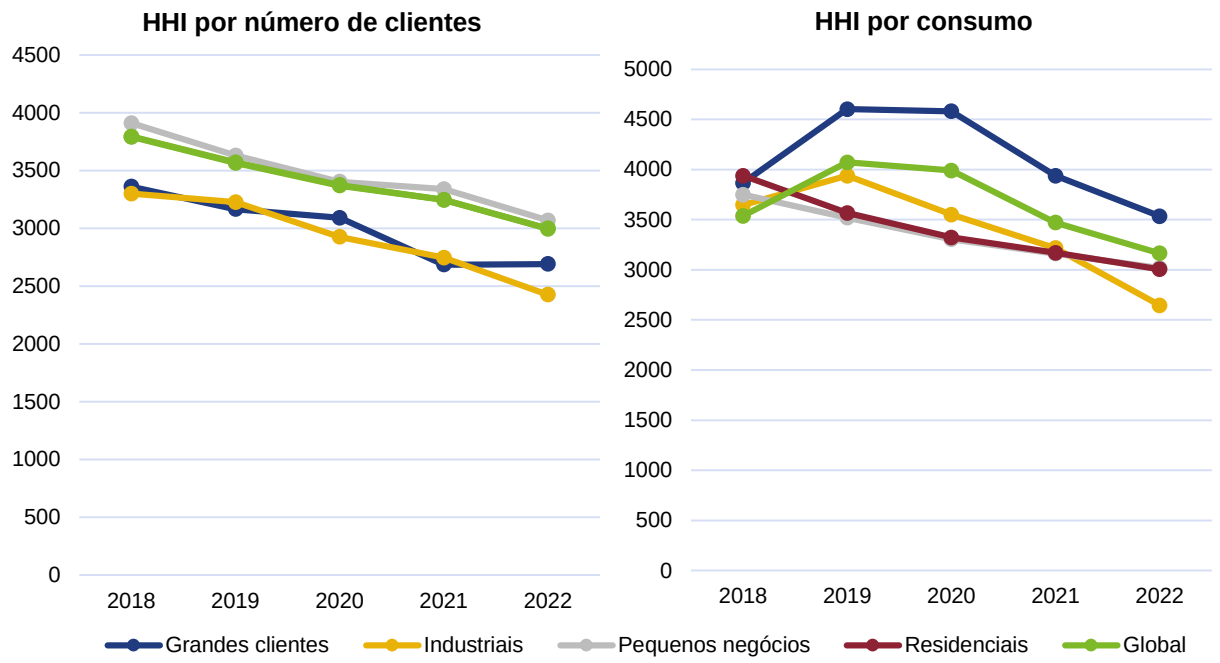
Figura 4-30 – Número de clientes abrangidos pela tarifa social, no setor do gás natural, 2018 a 2022



Fonte: dados dos comercializadores

Desde 2018 que se tem vindo a observar uma redução da concentração em número de clientes. No que se refere ao consumo, observou-se uma redução da concentração desde 2019, *vide* Figura 4-31

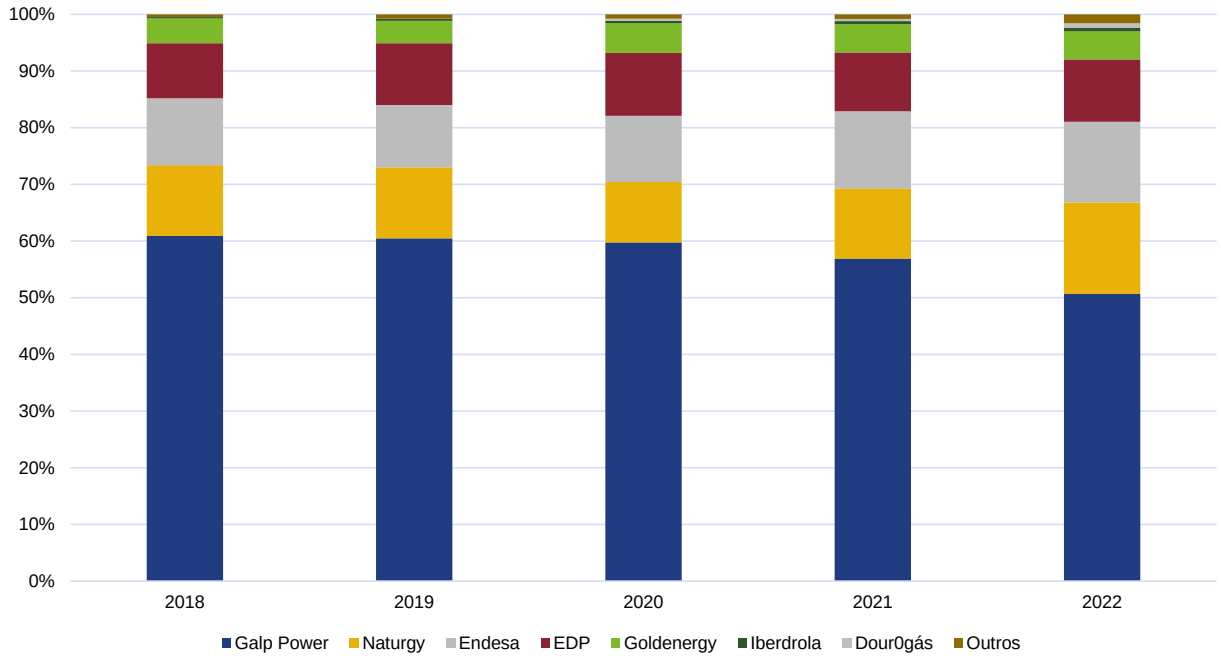
Figura 4-31 – Evolução da concentração do mercado em número de clientes e consumo, 2018 a 2022 (HHI)



Fonte: Dados OLMC

A Galp, principal operador no mercado do gás natural, registou uma descida para cerca de 51% de quota de mercado, face aos 61% que detinha em 2018, conforme se pode extrair da análise da Figura 4-32.

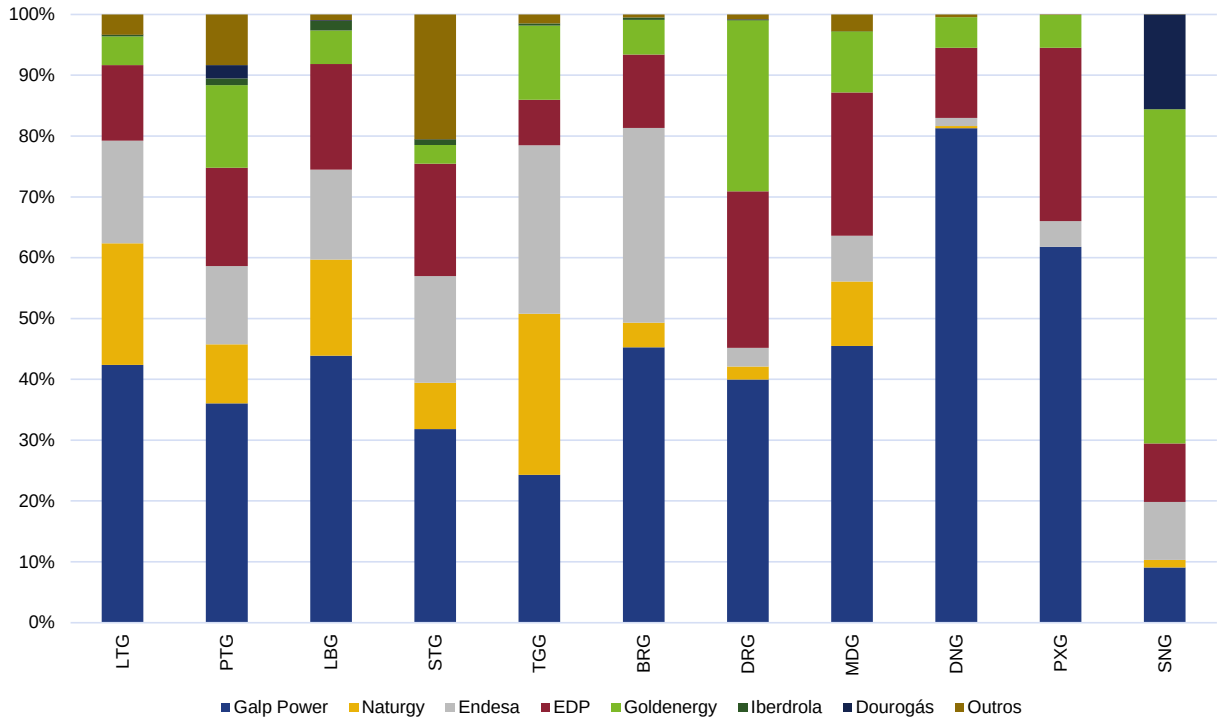
Figura 4-32 – Estrutura dos fornecimentos no mercado liberalizado por comercializador, em consumo, 2018 a 2022



Fonte: dados OLMC

A repartição das quotas de mercado, em consumo abastecido, por rede de distribuição, é explicitada na Figura 4-33. Em 2022, a Galp deteve uma quota de mercado inferior a 50% na maioria das redes de distribuição.

Figura 4-33 – Quotas de mercado dos comercializadores em regime de mercado por rede de distribuição, 2022



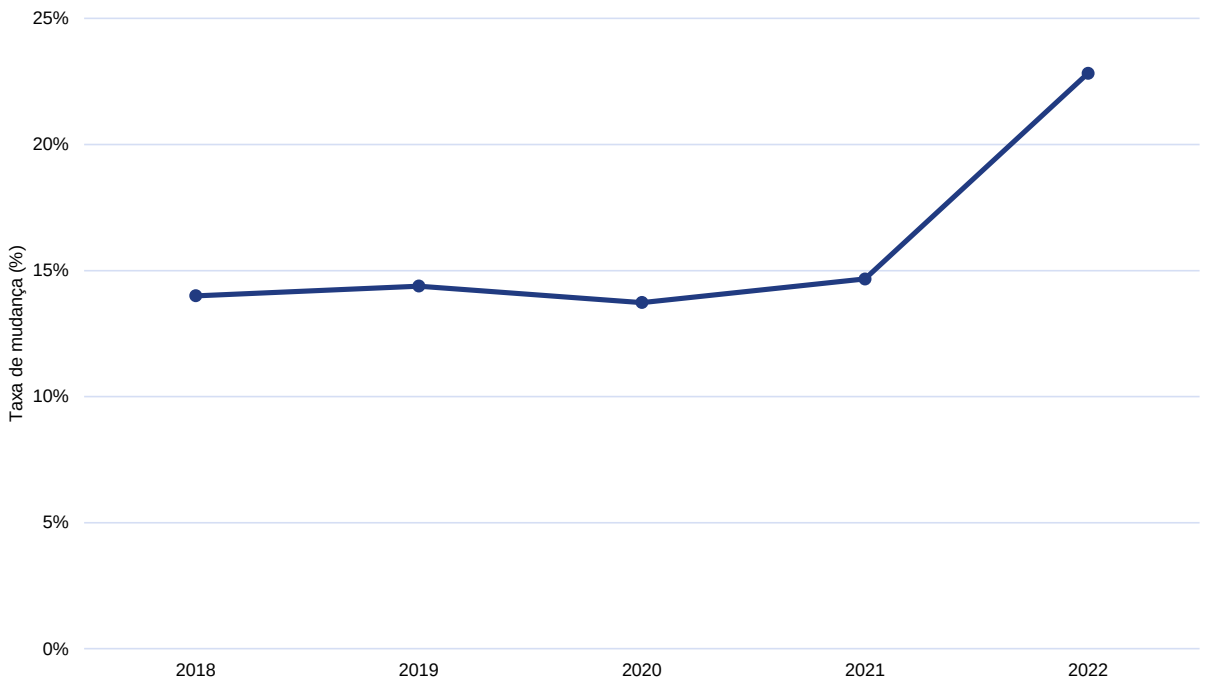
Fonte: dados OLMC

Em 2022, a EDP Comercial, a Naturgy e a Endesa registaram quotas significativas de fornecimento de gás natural em termos de consumo, na ordem dos 10% ou acima deste valor, em diversas redes de distribuição, nomeadamente as operadas pela REN Portgás (PTG), Lisboagás (LBG), Setgás (STG), Duriensegás (DRG), Medigás (MDG) e Paxgás (PXG).

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

A taxa de mudança de comercializador em número de clientes continua relevante, e teve um reforço em 2022, com cerca de 23% dos consumidores de gás natural a mudarem de fornecedor, conforme se pode verificar na Figura 4-34.

Figura 4-34 – Mudança de comercializador em número de clientes, 2018 a 2022



Fonte: dados OLMC

A ERSE disponibiliza no seu site [178] 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 2022, a ERSE não publicou recomendações sobre a conformidade dos preços de fornecimento nos termos do artigo 41.º da Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho [179], no âmbito do mercado livre.

[178] Disponível no site da ERSE em: https://www.erse.pt/biblioteca/atos-e-documentos-da-erse/?tipologia=----+Mercado+Liberalizado+-+G%C3%A1s+Natural&setor=&ano=&descricao=.

[179] Artigo 41.º, n.º 1, al. p) da Diretiva.

Importa salientar que se manteve em vigor o regime transitório de tarifas de venda de gás natural a clientes finais em BP, tendo este deixado de vigorar para os clientes finais em MP no ano gás 2020-2021.

Nas situações de atuação do CUR para assegurar fornecimentos de último recurso, designadamente em locais onde não exista oferta dos comercializadores de gás em regime de mercado e em situações cujo comercializador tenha ficado impedido de exercer a atividade de comercializador, são aplicáveis as tarifas supletivas, nos termos do artigo 16.º do RT do setor do gás.

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 2022, foi solicitado por parte da AdC um único parecer respeitante ao mercado do gás:

- Operação de concentração que consistiu na aquisição indireta do controlo exclusivo da Sonorgás – Sociedade de Gás do Norte, S.A. ("Sonorgás") pela Infrastructure Partners VI L.P. e pelo iCON Infrastructure VI-B L.P. ("Fundo iCON"), administrado pela iCON GP, através da Novus Energies Portugal, Lda.

  A operação incidiu sobre a atividade de distribuição e comercialização de último recurso de gás natural, uma vez que a Sonorgás desenvolvia essas atividades em Portugal continental. A operação em questão mereceu a não oposição da ERSE, por esta não impactar na estrutura do mercado da distribuição ou da comercialização de gás natural. Em todo o caso, fez-se menção à necessidade de ser assegurado o cumprimento das demais condições que decorrem do quadro legal (Decreto-Lei n.º 62/2020) quanto a outorga, manutenção e transmissão de licenças de distribuição que a operação devia assegurar.

É importante referir ainda a publicação da Diretiva n.º 18/2022, de 11 de julho, em que se procedeu à alteração do regime de gestão de riscos e garantias para o SEN e SNG, no sentido de adequar a constituição de garantias ao enquadramento de mercado vigente e, em particular, permitir aos agentes entrantes uma mais adequada gestão do valor dessa mesma garantia. Neste contexto, a adoção destas regras adaptadas, além do sentido específico de promover uma gestão de risco sistémico consistente, procurou assegurar condições niveladas de atuação pelos agentes de mercado e, consequentemente, de exercício da concorrência nos mercados elétrico e do gás natural.

MEDIDAS EXTRAORDINÁRIAS NO SETOR DO GÁS NATURAL POR SITUAÇÃO DE CRISE ENERGÉTICA

Durante 2021, e devido à ocorrência reiterada de preços historicamente elevados, foi publicado um Regulamento [180] que adotou um conjunto de medidas extraordinárias que permitissem, no curto prazo, reduzir, na medida do possível no quadro da atuação regulatória, os riscos de natureza sistémica e permanente e privilegiando uma atuação adaptativa à atual circunstância conjuntural do mercado de energia.

Este Regulamento contemplou medidas extraordinárias em três planos distintos: o estabelecimento da possibilidade de se ativar o fornecimento supletivo preventivo, flexibilização das condições de valorização de responsabilidades dos agentes de mercado e implementação de um mecanismo extraordinário de contratualização de energia elétrica.

Para as duas primeiras medidas foi estabelecida objetivamente a vigência temporal, vigorando estas até 31 de março de 2022. Assim, com a aproximação do término da vigência destas medidas, foi efetuada uma consulta de interessados dirigida aos agentes – fundamentalmente comercializadores–, com o propósito de se tomar uma decisão fundamentada quanto à manutenção ou renovação no tempo de parte das mesmas.

Neste sentido, foi publicada uma Diretiva [181] que previa a prorrogação do fornecimento supletivo preventivo até 30 de junho de 2022.

A ERSE divulga, também, no *site*, a informação relativa aos comercializadores abrangidos (até à data) pela aplicação do fornecimento supletivo preventivo. Em 2023, e para o setor do gás, houve apenas um comercializador [182] a solicitar o processo de fornecimento supletivo preventivo para a sua carteira de 217 clientes (transferidos para fornecimento pelo CUR).

AUDITORIA AOS PROCEDIMENTOS DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

Nos termos dos procedimentos de mudança de comercializador para o setor elétrico e setor do gás natural aprovados, está estabelecida a realização periódica de auditorias, que visam assegurar a existência de

[180] Regulamento n.º 951/2021, de 2 de novembro

[181] Diretiva n.º 10/2022, de 19 de abril

[182] Rolear - Automatizações, Estudos e Representações, S.A.

condições de transparência e igualdade de tratamento na aplicação dos procedimentos de comercializador, bem como a conformidade com a atuação e com os prazos previstos nos procedimentos de mudança de comercializador.

Conforme referido no ponto relativo ao mercado de energia elétrica, foi realizada uma auditoria aos procedimentos de mudança de comercializador [183] de modo a assegurar a existência de condições de transparência e igualdade de tratamento na aplicação dos procedimentos de comercializador, bem como a conformidade com a atuação e com os prazos previstos nos procedimentos de mudança de comercializador, garantindo que, independentemente da entidade responsável pelo processo de mudança de comercializador, o resultado final seja transparente e de perceção neutra para os consumidores.

Esta auditoria, concluída no final de 2022, não identificou falhas graves por parte da entidade auditada, no que concerne ao objeto da auditoria. Contudo, foram emitidas recomendações na componente processual e na componente técnica, nomeadamente a nível organizacional, a nível da aplicação para a mudança de comercializador e a nível da infraestrutura tecnológica.

DESENVOLVIMENTOS REGULAMENTARES

Regime da gestão de riscos e garantias

A gestão de riscos e garantias no âmbito dos setores regulados assume, para a ERSE, como referido para o setor elétrico, uma importância significativa, uma vez que daí podem decorrer custos económicos e reputacionais que afetam o funcionamento do mercado, de forma individual, tanto no setor elétrico, como no setor do gás, ou de forma conjunta nos dois setores, como pode suceder com a comercialização de energia.

Neste sentido, foi publicada a Diretiva n.º 7/2021 [184], de 15 de abril, com as regras para a gestão de riscos e garantias, aplicável conjuntamente ao SEN e ao SNG. Estas regras reforçam as características de diferenciação do risco em função da real atuação dos agentes económicos, sistematizam num contexto mais efetivo uma atuação integrada e integradora dos riscos, permitindo ainda a segregação entre a

[183] Relatório síntese de auditoria aos procedimentos de mudança de comercializador

operação no quadro da gestão de riscos e garantias e a operação comercial subjacente à constituição de garantias.

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

Desde 1 de julho de 2012 [185], que as tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m^3, aprovadas pela ERSE para Portugal continental, passaram a ter um caráter transitório.

No ano gás 2021-2022, as tarifas transitórias aplicam-se aos fornecimentos do comercializador de último recurso retalhista (CURR) em BP < [186], extinguindo-se, assim, o regime transitório para os fornecimentos em BP>, no mercado regulado. As tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos em AP, MP e BP> encontram-se extintas desde julho de 2012, outubro de 2020 e dezembro de 2021, respetivamente.

As tarifas transitórias de venda a clientes finais são determinadas pela soma das tarifas de acesso às redes e das infraestruturas, da tarifa transitória de energia e da tarifa de comercialização regulada [187], sendo as mesmas aprovadas pela ERSE [188].

4.3 SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

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

[185] Para os clientes com consumos anuais superiores a 500 m^3. Para clientes com consumos anuais iguais ou inferiores a 500 m^3, o regime transitório iniciou-se a 1 de janeiro de 2013, nos termos do Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março.

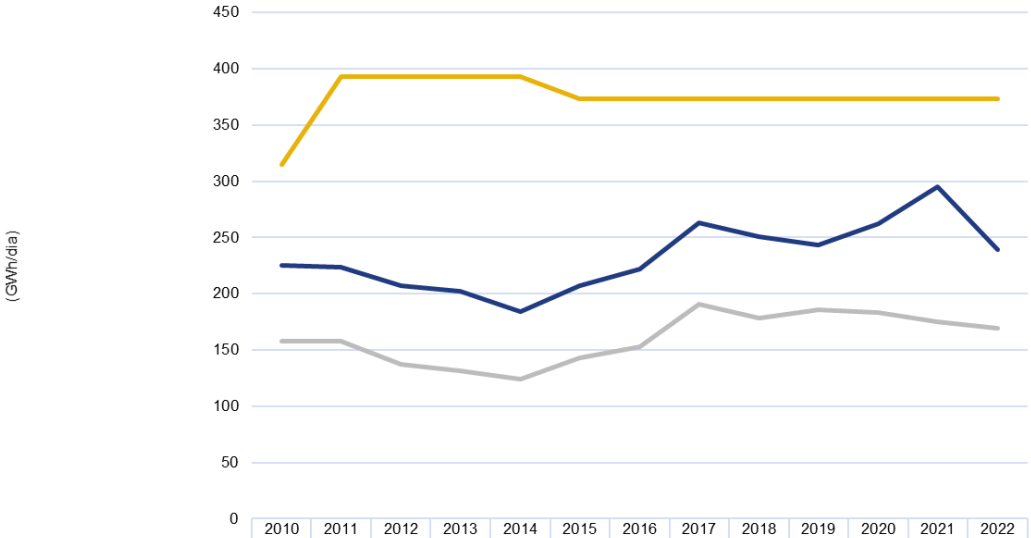
[186] O período de aplicação das tarifas transitórias para fornecimentos de gás natural em BP, com consumos anuais superiores a 10 000 m^3, foi alterado para 31 de dezembro de 2022, e para fornecimentos de gás natural em BP, com consumos anuais iguais ou inferiores a 10 000 m^3 foi alterado para 31 de dezembro de 2025, pela Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril.

[187] 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.

[188] Diretiva n.º 11/2020, de 25 de junho, e Declaração de Retificação n.º 549/2020, de 11 de agosto (ano gás 2020-2021) e Diretiva n.º 12/2021, de 29 de julho (ano gás 2021-2022) e Diretiva n.º 15/2022, de 29 de junho (ano gás 2022-2023)..

Na Figura 4-35 apresenta-se a evolução da oferta de capacidade no SNG [189], o consumo médio diário de gás natural e as pontas anuais de consumo, entre 2010 e 2022. Em média, o consumo médio diário de gás natural reduziu-se cerca de 5,8 % ao ano entre 2011 e 2014, cresceu cerca de 15,7% ao ano entre 2014 e 2017 tendo voltado a reduzir-se cerca de 2,3 % ao ano entre 2017 e 2022. A ponta de consumo de gás natural mais expressiva do SNG ocorreu em 2021, tendo sido registado um valor de 295 GWh/dia. O anterior máximo da ponta de consumo tinha sido verificado em 2017, com o valor de 263 GWh/dia.

Figura 4-35 – Evolução da oferta de capacidade no SNG, consumo médio diário e pontas de consumo, 2010 a 2022



	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Pontas diárias do consumo	225	224	207	202	184	207	222	263	251	243	262	295	239
Oferta de capacidade diária	315	393	393	393	393	373	373	373	373	373	373	373	373
Consumo médio	158	158	138	131	124	143	153	191	178	186	183	175	169

Fonte: REN Gasodutos – PDIRG 2024-2033

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 RNTG. 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 SNG é bastante superior à ponta diária de consumo para todo o período considerado. Em 2022, o consumo

[189] A oferta de capacidade no SNG corresponde ao somatório das capacidades de entrada das interligações de Campo Maior e Valença do Minho e ligação entre a RNTG e o terminal de GNL de Sines.

médio diário e a ponta de consumo representaram 45% e 64% da oferta de capacidade no SNG, respetivamente.

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

Quadro 4-5 – Evolução do consumo anual de gás natural verificada entre 2018 e 2022

Evolução do consumo anual de gás natural por tipo de rede (TWh)	2018	2019	2020	2021	2022
Centros eletroprodutores	20,77	23,82	24,72	22,33	28,11
Clientes da rede de Alta Pressão	17,20	17,13	16,24	14,35	9,66
Clientes das redes de distribuição concessionadas (GRMS (1))	25,13	25,13	24,00	25,01	22,12
Clientes das redes de distribuição licenciadas (UAG (2))	1,83	1,87	1,94	2,17	1,93
Total	64,93	67,95	66,90	63,85	61,83

(1) GRMS - Estação de Regulação e Medição de Gás
(2) UAG - Unidades Autónomas de Gás

Fonte: REN Gasodutos

O quadro seguinte apresenta um conjunto de indicadores característicos das infraestruturas e dos operadores das redes do SNG, entre 2018 e 2022.

Quadro 4-6 – Indicadores das infraestruturas e dos operadores das redes do SNG entre 2018 e 2022

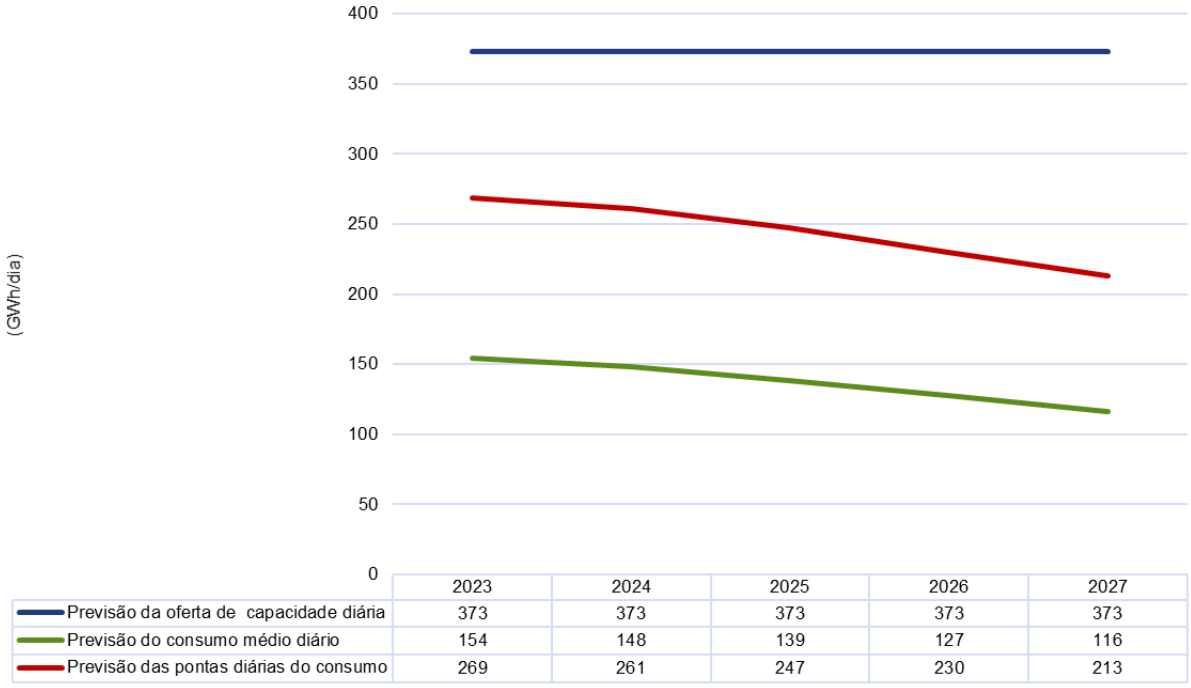
Indicadores do SNG	2018	2019	2020	2021	2022
Consumo máximo diário (GWh/dia)	251	243	262	295	239
Capacidade anual de importação por gasoduto (TWh/ano)	52,56	52,56	52,56	52,56	52,56
Capacidade anual de exportação por gasoduto (TWh/ano)	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2
Capacidade de importação de GNL (Disponibilidade técnica máxima) em TWh/ano	117	117	117	117	117
Capacidade máxima diária de regaseificação do terminal de LNG (GWh/dia)	321	321	321	321	321
Capacidade de armazenamento de GNL (GWh)	2569	2569	2569	2569	2569
Capacidade de armazenamento do Armazenamento subterrâneo em Mm3(n)	322,6	322,6	322,6	322,6	322,6
Armazenamento subterrâneo - Máxima capacidade de extração (GWh/dia)	129	129	129	129	129
Número de ORT	1	1	1	1	1
Extensão da rede de transporte (km)	1375	1375	1375	1375	1375
Número de ORD	11	11	11	11	11
Extensão das redes de distribuição (km)	18987	19395	19675	20037	20747

Fonte: REN Gasodutos e ERSE

4.3.1 EVOLUÇÕES PREVISTAS DA PROCURA E DA OFERTA

A Figura 4-36 mostra as previsões da evolução da oferta de capacidade no SNG, do consumo médio diário de gás natural e das pontas anuais de consumo, entre 2023 e 2027, com base nos dados da REN Gasodutos.

Figura 4-36 – Previsões para a evolução da oferta de capacidade no SNG, consumo médio diário e pontas de consumo, 2023 a 2027



Fonte: REN Gasodutos – PDIRG 2024-2033

A previsão da capacidade disponível para fins comerciais situa-se, assim, bastante acima da previsão de utilização de capacidade para os próximos anos. Em 2027, prevê-se que o consumo médio diário e a ponta de consumo representem cerca de 31% e 57% da oferta de capacidade no SNG, respetivamente. De acordo com as previsões da REN Gasodutos, os projetos propostos no Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT para o período 2024-2033 (PDIRG 2024-2033) 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 SNG é feita através de medidas do lado da oferta e do lado da procura.

Apesar do SNG ter dependido, durante vários anos, principalmente de um grande país fornecedor de gás - a Argélia - a diversificação de origens de aprovisionamento foi potenciada pelo terminal de GNL de Sines, cuja entrada em exploração ocorreu em 2004. Desde 2018 que o país que mais contribuiu para o abastecimento de gás natural ao SNG 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. Desde 2018 assinala-se a presença de agentes de mercado no SNG, com uma atividade expressiva em Espanha, embora se tenha verificado desde essa altura uma redução da utilização das interligações e o aumento das cargas no terminal de GNL, com benefício da diversificação de fontes de aprovisionamento existentes 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 SNG.

Tendo por base as conclusões do "Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento do SNGN para o período 2023-2040" [190], 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 electroprodutoras 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 99.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto.

[190] Publicado pela DGEG e aprovado pelo Senhor Secretário de Estado Adjunto e da Energia.

5 PROTEÇÃO DOS CONSUMIDORES E GESTÃO DA CONFLITUALIDADE

5.1 PROTEÇÃO DOS CONSUMIDORES

A proteção dos direitos e interesses dos consumidores de energia é uma atribuição geral da ERSE, refletindo-se em toda a sua atividade, estando subjacente às suas decisões regulatórias, designadamente no estabelecimento de regras de relacionamento comercial com os clientes de serviços energéticos, na fixação de tarifas, no estabelecimento de regras relativas à qualidade dos serviços prestados e da informação e apoio aos consumidores.

As atividades de proteção dos consumidores inserem-se em vários temas: (i) medidas de natureza regulatória e regulamentar; (ii) verificação do cumprimento da legislação e da regulamentação aplicáveis; (iii) disponibilização de informação e formação aos consumidores e seus representantes; (iv) promoção da resolução dos conflitos emergentes do relacionamento comercial; (v) compensações aos consumidores em resultado da aplicação do regime sancionatório.

Ao nível da verificação, destaca-se o registo e o acompanhamento das condições contratuais gerais propostas pelos comercializadores em regime de mercado, bem como as respetivas atualizações, recomendando as alterações adequadas ao cumprimento das disposições legais e regulamentares aplicáveis ao fornecimento de energia.

Na informação aos consumidores, além da resposta às solicitações individualmente apresentadas, são elaborados e divulgados periodicamente conteúdos formativos e informativos através do site da ERSE, na área especificamente dedicada aos consumidores de energia. São disponibilizados vídeos educativos, folhetos explicativos (em formato digital e físico), Dicas e Anotes, tendo sido dada continuidade, em 2022, à linha informativa ERSExplica, com o objetivo de tornar os temas regulatórios mais acessíveis aos consumidores e outros interessados. A divulgação de todos estes materiais é reforçada com o seu envio aos organismos de defesa dos consumidores (associações de consumidores, Direção-Geral do Consumidor, serviços municipais), aos centros de arbitragem de conflitos de consumo, bem como a outras entidades que, pela sua missão de interesse público, de âmbito nacional ou mais local, visam a proteção dos consumidores.

Assim, ao longo do ano, foram divulgados diversos ERSExplica sobre questões identificadas pela ERSE como fundamentais para os consumidores de energia, que elencamos a título de exemplo:

- Alteração do contrato pelo comercializador de eletricidade e de gás natural (fevereiro)
- O meu preço de energia subiu?! O que posso fazer? (agosto)
- Como mudar para o mercado regulado de gás natural? (setembro)
- Aplicação do IVA na fatura da eletricidade (novembro)

À semelhança dos anos anteriores, em 2022, a ERSE desenvolveu vários folhetos informativos com o objetivo de esclarecer os consumidores sobre temas que estiveram na ordem do dia:

- Atualização da tarifa social (fevereiro e julho)
- Autoconsumo: como funciona? (junho)
- Mecanismo de ajuste que limita o preço do gás na produção de energia elétrica (agosto)

Em dezembro foi lançado um "Alerta Má Prática – Vendas porta a porta utilizando o nome da ERSE", com o objetivo de esclarecer e aconselhar os consumidores, principalmente os mais vulneráveis, na adoção de cuidados especiais contra algumas práticas comerciais enganosas, como seja a utilização indevida do nome da ERSE na angariação de novos clientes.

Prosseguiu-se também na produção de novos vídeos pedagógicos destinados aos consumidores, com o objetivo de transmitir, numa animação de cerca de dois minutos, mensagens essenciais de determinados temas que geram dúvidas ou de grande atualidade na área da energia. Estes vídeos tiveram uma ampla difusão nas páginas da ERSE do *Linkedin* [191] e no canal do *Youtube* [192], que ora listamos, a título exemplificativo:

- Mobilidade elétrica – Com quem falo?
- Mobilidade elétrica – Quem faz o quê?
- Como usar o simulador de preços de energia?
- Autoconsumo de Energia: Como funciona?

Mantém-se a assistente virtual da ERSE – a Gia – acessível no portal da ERSE, a qual teve, em 2022, cerca de 8 637 mensagens de 3 309 usuários, sobre cerca de 18 temas diferentes.

[191] Disponível no link.

[192] Disponível no link.

Entre maio e julho de 2022, a ERSE promoveu uma campanha informativa na Rádio Renascença, com a transmissão de 12 programas "Converse com a ERSE" e 12 spots sobre vários temas tais como autoconsumo, faturação por estimativa, contadores inteligentes, alterações contratuais, serviços adicionais, resolução de conflitos e interrupção de fornecimento, etc. O "Converse com a ERSE" foi também adaptado ao formato vídeo e publicado no canal de *Youtube* da ERSE [193].

Trimestralmente, é emitido o Boletim do ACE (Apoio ao Consumidor de Energia), onde são divulgados os números relativos aos pedidos de informação, reclamações e intervenções da ERSE tratados em cada trimestre, fazendo a sua comparação com os três trimestres anteriores, os temas, as empresas reclamadas e os principais resultados obtidos com a intervenção da ERSE. Acresce habitualmente a explanação de um tema, ação ou evento que tenha envolvido a ERSE, sempre na esfera da proteção do consumidor de energia.

Ao abrigo do programa ERSEFORMA, em 2022, foram promovidas oito ações de esclarecimento e de formação junto dos seus destinatários principais, que são as entidades de defesa dos consumidores e de resolução alternativa de litígios de consumo, tais como os centros de arbitragem de conflitos de consumo, as associações de consumidores e os serviços municipais de informação e apoio aos consumidores. Participaram nestas ações também outras entidades, de natureza pública e privada, com interesse no setor energético. Os temas objeto destas ações de formação foram os seguintes:

- Autoconsumo de energia elétrica (19 e 25 de janeiro);
- Tarifas e preços de eletricidade em 2022 (22 de fevereiro);
- A regulação económica e o reflexo nos consumidores (5 de maio).

No âmbito dos protocolos estabelecidos pela ERSE com entidades terceiras, foram realizadas as seguintes ações de formação:

- Sessão de Informação sobre "Tarifas de Energia Elétrica em 2022" (18 de janeiro) – AIP;
- Ação de formação "Contratação e mudança de comercializador de eletricidade e de gás natural" (20 de maio) – AIP;
- Sensibilização sobre o setor elétrico e do gás natural (11 de maio) - Casa Pia de Lisboa;

[193] Disponível no link.

- Ação de Formação a militares da Guarda Nacional Republicana - Operação Censos Sénior 2022 (28 de setembro) – GNR.

Os conteúdos informativos e formativos utilizados nas ações descritas são disponibilizados no site da ERSE [194].

Procurando atingir públicos mais jovens, a ERSE desenvolveu também um projeto-piloto junto de duas escolas, situadas na Área Metropolitana de Lisboa, abrangendo alunos do ensino básico. As duas ações de informação, realizadas nos meses de maio e junho, tiveram como objetivos principais dar a conhecer a ERSE, explicar como funcionam os setores de eletricidade e de gás natural e ainda sensibilizar os consumidores mais jovens para a adoção de práticas de eficiência energética.

Acresce que, desde 2004, a ERSE disponibilizava um atendimento telefónico aos consumidores (personalizado, feito diretamente por colaboradores da ERSE) que funcionava nos dias úteis das 15h00 às 18h00. Todavia, em 2022, motivado pelas significativas e rápidas alterações no setor energético, o número de contactos telefónicos com a ERSE registou um aumento substancial. Assim, para garantir o atendimento telefónico ao número crescente de solicitações e com qualidade, a ERSE promoveu a externalização do serviço de atendimento telefónico em primeira linha, mantendo o atendimento pelos colaboradores da ERSE para as questões mais complexas (de segunda linha, através da devolução da chamada) e permitindo aumentar o horário de atendimento (dias úteis, das 9h00 às 19h00). Esta nova solução encontra-se a funcionar desde final de outubro.

Na vertente da resolução de conflitos, emergentes das relações de natureza comercial e contratual entre os comercializadores e 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. A ERSE fornece apoio técnico e financeiro aos sete centros de arbitragem de conflitos de consumo, cuja atuação cobre o território de Portugal continental, com os quais celebrou protocolos de cooperação.

No âmbito do acompanhamento da aplicação dos protocolos celebrados, em 2022, a ERSE participou em 13 assembleias gerais e seis conselhos técnico-financeiros ou de representantes dos centros de arbitragem. Foram igualmente estabelecidos outros contactos com estas entidades, bem como com os demais

[194] Disponível em https://www.erse.pt/erseforma/erseforma/

reguladores de serviços públicos essenciais e a própria Direção-Geral do Consumidor. Foi igualmente prestado apoio técnico, quando solicitado, a alguns destes centros de arbitragem, sobre questões levantadas na apreciação de conflitos submetidos a esses centros.

Conforme referido, a ERSE presta apoio financeiro a estas entidades, conforme previsto em lei e nos referidos protocolos. O cálculo dos valores a atribuir a cada um dos centros de arbitragem pressupõe a avaliação do cumprimento dos indicadores de desempenho definidos nos referidos protocolos. Para o efeito, é remetida à ERSE informação estatística relativa ao movimento processual nos centros de arbitragem, além de cópia das próprias decisões arbitrais sobre o setor energético, que é registada e analisada.

No âmbito da qualidade de serviço de âmbito comercial, a ERSE realizou ações de fiscalização e monitorização, nomeadamente:

- Ações de cliente-mistério a centros de atendimento presencial e ao atendimento telefónico de vários comercializadores, abordando o cumprimento de diversas disposições regulamentares referentes a alterações contratuais e ao tratamento de reclamações;
- Uma inspeção a um centro de atendimento presencial de um comercializador;
- Reuniões de acompanhamento periódicas com empresas, para monitorização do reporte de informação e esclarecimento de questões.

De referir ainda a publicação, pela ERSE, do relatório anual de qualidade de serviço comercial dos setores elétrico e do gás, e a participação na elaboração do «*CEER Benchmarking Report on Quality of Electricity and Gas Supply*».

No capítulo seguinte, apresenta-se informação mais detalhada sobre o tratamento de reclamações, solicitações de intervenção da ERSE e pedidos de informação levado a cabo em 2022.

5.2 GESTÃO DA CONFLITUALIDADE

O tratamento de reclamações/resolução de conflitos é uma das áreas de intervenção do ACE, unidade funcional que se encontra integrada na Direção de Consumidores de Energia da ERSE. As duas outras áreas são a informação ao consumidor e a formação/educação do consumidor, referidas no ponto anterior.

O relacionamento contratual e comercial entre os consumidores e os respetivos prestadores de serviços energéticos gera dúvidas, reclamações ou mesmo conflitos. Cabe aos comercializadores, operadores das

redes e outros prestadores de serviços lidarem com os mesmos, nomeadamente através da resposta direta aos seus clientes.

À ERSE cabe um papel de intervenção em segunda linha, ou seja, quando os consumidores não tenham visto as suas pretensões esclarecidas ou resolvidas pelo prestador do serviço.

Diariamente, são recebidos e encaminhados para a ERSE os seguintes tipos de processos:

- reclamações de consumidores que utilizam os livros de reclamações (formatos físico e eletrónico) das empresas prestadoras de serviços. Tratam-se de reclamações dirigidas às empresas que a ERSE recebe em cópia, por força do regime jurídico do livro de reclamações;
- solicitações de intervenção da ERSE em reclamações em que o consumidor não ficou satisfeito com a resposta recebida ou não chegou a obter resposta;
- pedidos de informação dirigidos à ERSE.

Em março de 2022, entrou em funcionamento um novo sistema de gestão e tratamento de reclamações e pedidos de informação, o qual passou a disponibilizar mais funcionalidades.

Neste contexto, a informação estatística extraída a partir do novo sistema apresenta características diferentes da obtida até 13 de março de 2022. A informação obtida pelo anterior sistema contabilizava conjuntamente, numa só categoria, as reclamações dirigidas às empresas através dos respetivos livros de reclamações e as solicitações de intervenção à ERSE.

Com esta ressalva, em 2022, foi registada a entrada na ERSE de 25 100 novas reclamações dirigidas às empresas, 2 996 pedidos de intervenção da ERSE em reclamações e 4 801 pedidos de informação dirigidos à ERSE. O número total de processos (32 897) representa uma diminuição de cerca de 8% relativamente ao total de 2021 que tinha tido um aumento muito significativo.

As reclamações recebidas na ERSE são um subconjunto do total de reclamações recebidas pelos prestadores de serviços, uma vez que a ERSE só recebe as que são apresentadas através do livro de reclamações (físico e eletrónico) das empresas. Não há, por regra, uma análise de cada caso concreto exposto em livro de reclamações, dando-se primazia a que a empresa resolva a questão com o seu cliente

[195]. Todas as reclamações são registadas e objeto de tratamento estatístico (número, tipificação, prazos de resposta, etc.). O setor elétrico, com cerca de 5,4 milhões de clientes, foi o setor que motivou um maior número de reclamações recebidas na ERSE, num total de 18 185. Os clientes com contratos de gás natural, cerca de 613 mil, motivaram a apresentação de 1 954 reclamações recebidas na ERSE. Os clientes com fornecimento dual (eletricidade e gás natural), cerca de 933 mil, deram origem a 3 970 reclamações recebidas na ERSE. O subsetor dos gases de petróleo liquefeito (GPL) canalizado apresentou um total de 282 reclamações e a mobilidade elétrica 25 reclamações. O tema da faturação, nas suas diversas subcategorias (falta ou difícil acesso à faturação, dupla faturação, faturação pouco clara ou incorreta e acertos de faturação), continuou a ocupar o primeiro lugar, com 7 291 reclamações, seguido do contrato de fornecimento, com 2 478 reclamações.

Após a resposta da empresa prestadora do serviço ou na sua ausência, findo o prazo previsto para o efeito, o cliente pode pedir a intervenção da ERSE, nomeadamente preenchendo um formulário de recurso [196] que se encontra disponível no site da ERSE.

Em 2022, foram recebidos 2 996 pedidos de intervenção da ERSE. Estes distribuem-se, em modo decrescente, pelo setor elétrico, gás natural, fornecimento dual, GPL canalizado, mobilidade elétrica e gás engarrafado. A faturação, seguida do pré-aviso de interrupção de fornecimento e das questões relacionadas com leituras são os temas predominantes neste tipo de processo.

Na maioria das situações em que é solicitada a intervenção da ERSE, torna-se necessário o contacto com a entidade reclamada, no sentido de obter a sua posição e, em diversas situações, elementos mais detalhados sobre o caso concreto. O resultado da intervenção da ERSE pode ser sistematizado nas seguintes situações:

- é prestada informação ao consumidor pela ERSE,
- a entidade reclamada ou o reclamante altera a sua posição,
- a entidade reclamada ou o reclamante não alteram as suas posições sobre o caso concreto. Nos termos das suas competências, a ERSE não pode impor uma solução num conflito concreto, ainda que caso identifique algum incumprimento legal ou regulamentar o sinalize para eventual ação sancionatória. Não obstante, é dada informação ao reclamante sobre a possibilidade de recurso a

[195] Esta metodologia e estatística foi melhorada com a implementação do novo sistema (março de 2022).

[196] Disponível no *site* da ERSE em "Consumidores de Energia" (link).

outras instâncias, promovendo em especial o contacto com os meios de resolução alternativa de litígios de consumo, desde logo os desenvolvidos nos centros de arbitragem de conflitos de consumo,

- outro tipo de resultados (ex. processos cancelados, arquivados ou situações diversas).

Quanto aos resultados obtidos nos processos concluídos durante o ano é de destacar que, em 60% das situações, o processo é concluído com informação ao consumidor ou com resolução total ou parcial do conflito.

Durante o ano de 2022, a ERSE recebeu 4 801 pedidos de informação, sendo a eletricidade e o gás natural os setores preponderantes neste tipo de processo. Os temas mais questionados foram a faturação, tarifas e preços e mudança de comercializador.

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 ORT em regime de separação completa jurídica e patrimonial (*full ownership unbundling*), após verificação do cumprimento integral das condições necessárias para atribuição da certificação.

O processo de certificação do ORT de eletricidade e do ORT de gás natural, tem em vista avaliar o cumprimento das condições relativas à separação jurídica e patrimonial destes operadores.

A ERSE tem vindo desde 2015 a fazer um acompanhamento e uma fiscalização permanentes do cumprimento das condições da certificação atribuída aos referidos ORT.

Nesse sentido, o ORT de eletricidade, bem como o ORT 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 ORT de eletricidade, bem como o ORT 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 RNTG (gás natural), não existindo elementos transmitidos à ERSE, durante o ano de 2022, 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.

6.2 DESENVOLVIMENTOS LEGISLATIVOS

No âmbito do poder regulamentar cometido à ERSE, em 2022 foram publicados os seguintes regulamentos:

- Regulamento n.º 583/2022, de 28 de junho - Aprova a primeira alteração ao Regulamento Tarifário do Setor do Gás;
- Regulamento n.º 1086/2022, de 9 de novembro - Aprova o Regulamento das Relações Comerciais do Setor do Gás de Petróleo Liquefeito Canalizado;
- Regulamento n.º 1184/2022, de 21 de dezembro - Aprova o Regulamento de Supervisão do Sistema Petrolífero Nacional;

Ainda com natureza regulamentar, destacam-se os seguintes atos normativos aprovados pela ERSE em 2022:

- Diretiva (extrato) n.º 1/2022, de 7 de janeiro - Aprova os perfis de consumo, de produção e de autoconsumo aplicáveis em 2022;
- Diretiva n.º 2/2022, de 7 de janeiro - Aprova os parâmetros para o período de regulação 2022-2025 e tarifas da Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica para 2022;
- Diretiva n.º 3/2022, de 7 de janeiro - Aprova as tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2022 e parâmetros para o período de regulação de 2022-2025;
- Diretiva n.º 4/2022, de 21 de janeiro - Aprova a nova inscrição de unidades físicas nas áreas de balanço «Tâmega» e «Tâmega (Bombagem)»;
- Diretiva (extrato) n.º 5/2022, de 26 de janeiro - Aprova os perfis de perdas aplicáveis em 2022;
- Diretiva n.º 6/2022, 25 de fevereiro - Aprova a atualização do registo do ponto de entrega;
- Diretiva n.º 7/2022, de 28 de fevereiro - Aprova os procedimentos para reporte dos preços das ofertas comerciais e dos preços médios faturados na rede de mobilidade elétrica;
- Diretiva n.º 8/2022, de 11 de abril - Aprova a atualização da tarifa de energia do setor elétrico a vigorar a partir de 1 de abril de 2022;

- Diretiva n.º 9/2022, de 11 de abril - Aprova a atualização da tarifa de energia do setor do gás a vigorar a partir de 1 de abril de 2022;
- Diretiva n.º 10/2022, de 19 de abril - Aprova a prorrogação do fornecimento supletivo nos termos do Regulamento n.º 951/2021, de 2 de novembro;
- Diretiva n.º 11/2022, de 14 de maio - Aprova as obrigações declarativas no âmbito do mecanismo de ajustamento de custos no Mercado Ibérico da Eletricidade;
- Diretiva n.º 12/2022, de 19 de maio - Aprova as condições gerais dos contratos de uso das redes para o autoconsumo através da RESP;
- Diretiva n.º 13/2022, de 8 de junho - Aprova a primeira alteração ao Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do Sistema Nacional de Gás, aprovado pela Diretiva n.º 9/2021, de 12 de maio;
- Diretiva n.º 13-A/2022, de 21 de junho - Aprova a implementação do mecanismo excecional de ajuste dos custos de produção de energia elétrica;
- Diretiva n.º 14/2022, de 27 de junho - Aprova a atualização da tarifa de energia do setor de gás a vigorar a partir de 1 de julho de 2022;
- Regulamento n.º 583/2022, de 28 de junho - Aprova a primeira alteração ao Regulamento Tarifário do Setor do Gás;
- Diretiva n.º 15/2022, de 28 de junho - Aprova as tarifas e preços de gás para o ano gás 2022-2023;
- Diretiva n.º 16/2022, de 1 de julho - Aprova os perfis de consumo de gás e consumos médios diários para o período compreendido entre julho de 2022 e junho de 2023;
- Diretiva n.º 17/2022, de 6 de julho - Aprova as tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2022 - fixação excecional;
- Diretiva n.º 18/2022, de 11 de julho - Aprova a alteração extraordinária no âmbito da gestão de riscos e garantias no Sistema Elétrico Nacional;

- Declaração de Retificação n.º 702/2022, de 9 de agosto - Retifica a Diretiva n.º 16/2022, de 1 de julho, que aprova os perfis de consumo de gás e consumos médios diários para o período compreendido entre julho de 2022 e junho de 2023;

- Aviso (extrato) n.º 15715/2022, de 9 de agosto - Consulta pública à proposta de atualização do plano de desenvolvimento e investimento da rede nacional de distribuição de eletricidade para o período 2021-2025 (PDIRD-E 2020 - atualização 2022);

- Diretiva n.º 19/2022, de 2 de setembro - Preço regulado para instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo;

- Diretiva n.º 20/2022, de 21 de setembro - Aprova a nova inscrição de Unidades Físicas nas Áreas de Balanço «Guadiana» e «Guadiana (Bombagem)»;

- Diretiva n.º 21/2022, de 26 de setembro - Aprova a atualização da tarifa de energia do setor elétrico a vigorar a partir de 1 de outubro de 2022;

- Diretiva n.º 22/2022, de 20 de outubro - Implementação do Despacho n.º 9799-B/2022, de 8 de agosto, que estabelece o procedimento de validação prévia de faturas;

- Despacho n.º 12461/2022 de 25 de outubro - Fixa a tarifa social de fornecimento de energia elétrica, aplicável a partir de 1 de janeiro de 2023;

- Despacho n.º 12005/2021, de 7 de dezembro - Atribui, pelo prazo de 10 anos, o estatuto de utilidade pública à UVE - Associação de Utilizadores de Veículos Elétricos;

- Diretiva n.º 23/2022, de 13 de dezembro - Aprova o Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do Setor Elétrico;

- Diretiva n.º 24/2022, de 23 de dezembro - Aprova as Condições Gerais do Contrato de Uso da Rede de Transporte de Gás e revoga o anexo III da Diretiva n.º 3/2011, de 7 de outubro

- Diretiva n.º 25/2022, de 23 de dezembro - Aprova as condições gerais do contrato de uso do terminal de gás natural liquefeito e revoga o Despacho n.º 24 145/2007, de 22 de outubro;

- Diretiva n.º 26/2022, de 23 de dezembro - Aprova as Condições Gerais do Contrato de Uso das Redes de Distribuição de Gás e revoga o anexo I da Diretiva n.º 3/2011, de 7 de outubro;

- Diretiva n.º 27/2022, de 26 de dezembro - Aprova as Condições Gerais do Contrato de Uso do Armazenamento Subterrâneo e revoga o Despacho n.º 24145/2007, de 22 de outubro;
- Recomendação n.º 1/2022 - Individualização dos encargos com a banda de reserva de regulação na fatura aos clientes finais;
- Instrução n.º 1/2022 - Instrução à SU Eletricidade relativamente a fornecimento a clientes do comercializador ECO CHOICE, S.A.;
- Instrução n.º 2/2022 - Instrução ao Operador Logístico de Mudança de Comercializador, relativamente a fornecimento a clientes do comercializador ECO CHOICE, S.A.;
- Instrução n.º 3/2022 - Instrução aos operadores das redes de distribuição de eletricidade, relativamente ao fornecimento a clientes do comercializador ECO CHOICE, S.A.;
- Instrução n.º 4/2022 - Instrução complementar ao Comercializador de Último Recurso relativamente à refaturação de compensações e pagamentos no âmbito de aplicação do Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro;
- Instrução n.º 5/2022 - Instrução de operacionalização do Mecanismo Excecional de ajuste dos custos de produção de energia elétrica no âmbito do Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio, na zona de preço portuguesa do MIBEL;
- Instrução n.º 6/2022 - Instrução relativa à não reflexão nas faturas dos consumos isentos do valor da liquidação do custo do ajuste de mercado, previsto no Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio;
- Instrução n.º 7/2022 - Instrução sobre a repercussão dos encargos dos desvios à programação, na componente variável, prevista no n.º 5 do artigo 2.º da Diretiva n.º 5/2021, de 24 de fevereiro;
- Instrução n.º 9/2022 - Instrução para revisão extraordinária de parâmetros para o período de regulação 2022 a 2025 para o setor elétrico;
- Instrução n.º 10/2022 - Alteração das normas complementares do Setor Elétrico;
- Instrução n.º 11/2022 - Instrução à Rede Eléctrica Nacional visando uma adequada participação de potenciais interessados no mecanismo de Banda de Reserva de Regulação;

- Instrução n.º 12/2022 - Instrução de operacionalização do Mecanismo Excecional de ajuste dos custos de produção de energia elétrica no âmbito do Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio, na zona de preço portuguesa do MIBEL.

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 2022, foram recebidas 99 novas denúncias, para além da deteção pela ERSE de ilícitos e das participações recebidas de órgãos de polícia criminal e outras entidades públicas.

A ERSE, em 2022, completou a tramitação de todas as denúncias recebidas até 31/12/2021 e, das denúncias recebidas em 2022, foram tramitadas 83 denúncias. Mais concretamente, de entre as denúncias recebidas em 2022, foram arquivadas 25 denúncias e 12 denúncias integraram processos de contraordenação. Além disso, por se tratarem de matérias que não se inseriam nas competências da ERSE, 5 denúncias foram remetidas à Autoridade de Segurança Alimentar e Económica (ASAE); 2 denúncias foram remetidas à DGEG; 4 denúncias foram remetidas ENSE e outra à Comissão Nacional de Proteção de Dados Pessoais (CNPD).

No ano de 2022, à semelhança dos anos anteriores, 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 e de gás natural; a qualidade do serviço comercial; questões relacionadas com a mudança de comercializador (*switching*); a não disponibilização do Livro de Reclamações e as quebras de fidelização.

A ERSE, no decurso de 2022, abriu 75 novos processos de contraordenação, em função das denúncias e participações recebidas o que resultou, nesse ano, num total de 143 processos de contraordenação em tramitação, entre processos transitados de anos anteriores e processos abertos.

Durante o ano de 2022, a ERSE deduziu 26 notas de ilicitude e decidiu 34 processos de contraordenação, que resultaram em 13 condenações com aplicação de coima; 20 arquivamentos; 1 admoestação. Dos processos arquivados, em 2 foram emitidos autos de advertência.

Dos processos decididos pela ERSE em 2022, destacam-se as seguintes condenações:

a) Foi aplicada uma coima de €14.000,00 reduzida a metade, ou seja, €7.000,00, por Transação. A visada foi condenada por ter procedido a interrupções do fornecimento de energia elétrica fora dos casos previstos na lei e por não ter procedido à gravação integral de chamada que visava a celebração de contratos;

b) A visada procedeu ao pagamento voluntário no valor de €6.000,00 por práticas comerciais desleais (prestação de informação suscetível de induzir em erro os consumidores, na abordagem comercial no domicílio da consumidora, ter exercido influência indevida sobre esta, aproveitando-se conscientemente da sua idade avançada, problemas auditivos e do seu analfabetismo, limitando significativamente a liberdade de escolha e o comportamento da consumidora em relação à contratação do serviço e ter realizado uma abordagem comercial no domicílio da consumidora, ignorando o pedido desta para não voltar a ser contactada);

c) Foi aplicada uma coima de €200.000,00 reduzida a metade, ou seja, €100.000,00, por Transação. A visada foi condenada por ter procedido a mudanças de comercializador sem o consentimento expresso dos clientes, entre outras;

d) Foi aplicada uma coima de €360.000,00 reduzida a metade, ou seja, €180.000,00, por Transação. A visada foi condenada por ter submetido pedidos de mudança de comercializador, sem o consentimento expresso dos clientes, não ter submetido pedidos de mudança de comercializador no prazo máximo de cinco dias úteis, por ter alterado unilateralmente o preço sem comunicar o novo preço nem informar os consumidores do direito de denunciar o contrato, por não ter procedido à gravação integral de chamada que visava a celebração de contratos.

Ao abrigo do Regime Jurídico do Livro de Reclamações, foram aplicadas coimas a empresas com postos de abastecimento de combustíveis que conduziram ao pagamento total de €9.750,00.

Por referência às decisões tomadas durante o ano de 2022, o valor total das coimas aplicadas no âmbito dos respetivos processos de contraordenação foi de €589.750,00 tendo sido o valor de coimas efetivamente cobrado correspondente a €302.750,00. Adicionalmente, foi recebido no âmbito de um processo que havia sido impugnado, uma coima no valor de €4.500,00 e recebidos €3.500,00 de outro processo que respeitava a uma decisão proferida em dezembro de 2021.

Tendo em conta o exposto, no ano de 2022, a ERSE recebeu o valor total de €310.750,00 correspondente a coimas. No âmbito dos procedimentos de transação, foram ainda pagos €2.990,00 pelos visados, a título

de compensações aos consumidores lesados. O valor máximo de compensação atribuída a um consumidor foi de €150,00 e o valor mínimo de compensação atribuída a um consumidor foi de €20,00.

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;

- Utilizador de veículo elétrico (UVE – entidade que estabelece um contrato com um CEME para carregar o seu veículo elétrico.

A rede operada pela MOBI.E, S.A. tem estado em expansão e atualização tecnológica, encontrando-se disponíveis 6 523 pontos de carregamento em dezembro de 2022, dos quais 62% são rápidos (acima de 22 kW), demonstrando um crescimento de 57% ao ano, na média dos últimos três anos.

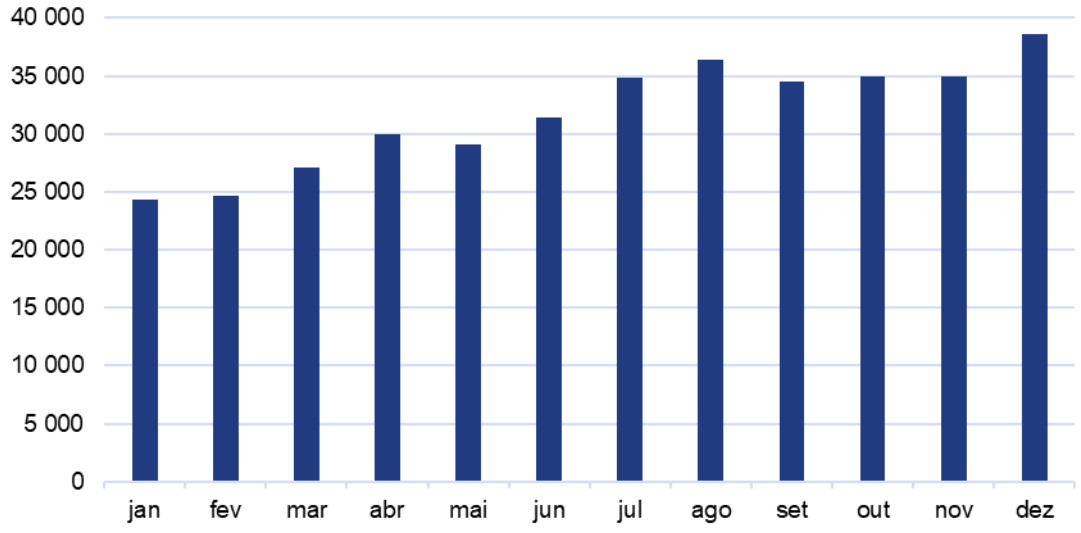
O número de veículos elétricos em Portugal tem vindo também a aumentar, verificando-se o crescimento de 44% em 2022 face ao ano anterior, no segmento de veículos ligeiros de passageiros e comerciais [197], totalizando 113 882 veículos existentes, dos quais cerca de 50% são híbridos.

[197] European Alternative Fuels Observatory (EAFO): https://www.eafo.eu/

O número de veículos elétricos por ponto de carregamento em Portugal é de 20,4, comparando com a média na EU de 17 no último ano [198].

De seguida, apresenta-se um conjunto de figuras com a evolução do número de utilizadores, número de carregamentos e energia carregada na rede de mobilidade elétrica sob gestão da EGME.

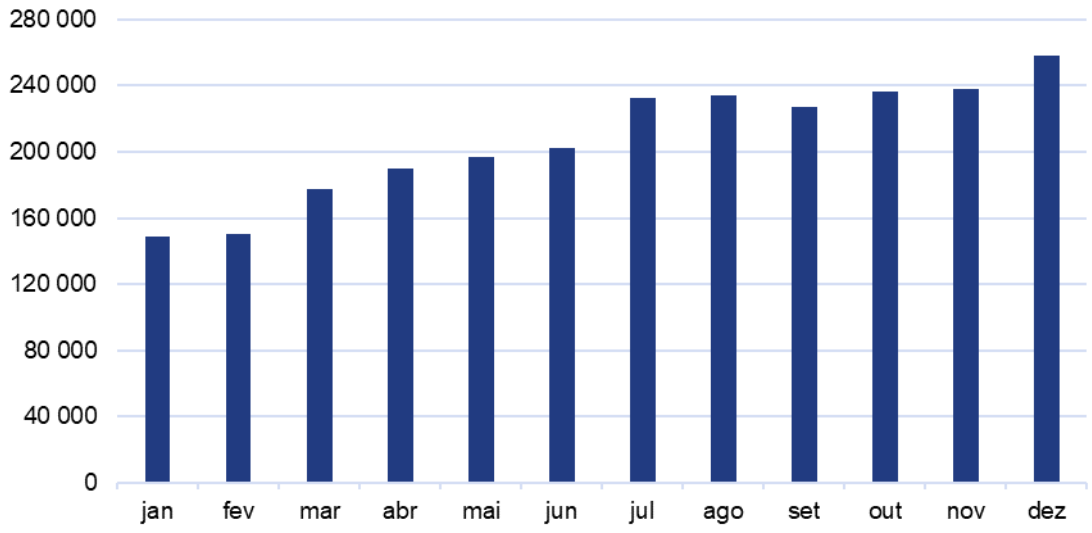
Figura 6-1 – Número de utilizadores da rede de mobilidade elétrica, em 2022



Fonte: MOBI.E, S.A.

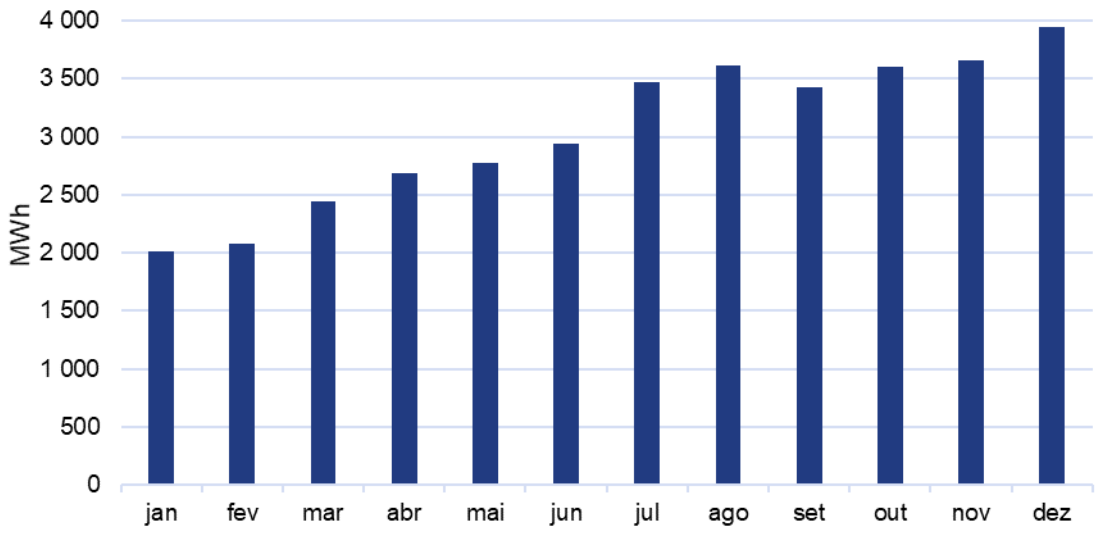
[198] European Alternative Fuels Observatory (EAFO): https://www.eafo.eu/

Figura 6-2 – Número de carregamentos na rede de mobilidade elétrica, em 2022



Fonte: MOBI.E, S.A.

Figura 6-3 – Energia carregada na rede de mobilidade elétrica, em 2022



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*)
- aFRR - troca de energia de regulação proveniente das reservas de restabelecimento da frequência com ativação automática
- AP – Alta Pressão (pressão cujo valor, relativamente à pressão atmosférica, é superior a 20 bar)
- APREN - Associação Portuguesa de Energias Renováveis
- 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 m^3
- BP> - Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m^3
- BSP - prestadores de serviços de sistema
- 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*
- CDS – *Credit Default Swaps*
- CEER – *Council of European Energy Regulators*
- CEME – Comercializador de Eletricidade para a Mobilidade Elétrica
- CER – Comunidade de Energia Renovável
- CIEG – Custos de Interesse Económico Geral
- CMEC – Custos com a Manutenção do Equilíbrio Contratual
- CNMC – *Comisión Nacional de Mercados y Competencia* (Espanha)
- CMVM – Comissão de Mercados e Valores Mobiliários

- CNMV - *Comisión Nacional de Mercados de Valores* (Espanha)
- CUR – Comercializador de Último Recurso
- CURR - Comercializador de Último Recurso Retalhista
- DFI – Decisão Final de Investimento
- DGEG – Direção-Geral de Energia e Geologia
- EGME – Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica
- ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
- FCR - troca de energia de regulação proveniente das reservas de contenção da frequência
- FTR – *Financial Transmission Rights*
- GN – Gás Natural
- GNL – Gás Natural Liquefeito
- GO – Garantias de Origem
- GTG – Gestor Técnico Global
- GWh – Gigawatt hora (unidade de energia)
- HHI - *Herfindahl-Hirschman Index*
- IGCC - *International Grid Control Cooperation*
- IN - Coordenação de desvios
- MARI - *Manually Activated Reserves Initiative*
- MAT – Muito Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV)
- mFRR - troca de energia de regulação proveniente das reservas de restabelecimento da frequência com ativação manual
- 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 SNG
- 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)
- OLMC – Operador Logístico de Mudança de Comercializador
- 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
- RNTG – Rede Nacional de Transporte de Gás
- RNTIAT – Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL
- RQS – Regulamento de Qualidade de Serviço
- RR - Reservas de Reposição
- RRC – Regulamento de Relações Comerciais
- RT – Regulamento Tarifário
- SE – Setor Elétrico
- SEN – Sistema Elétrico Nacional
- SNG – Sistema Nacional de Gás
- SNGN – Sistema Nacional de Gás Natural
- SWE ERF – *South West Capacity Calculation Region European Energy Regulators Forum*
- SWE REM – Mercado regional de eletricidade do sudoeste da Europa (*South West Europe Regional Electricity Market*)
- TERRE – *Trans European Replacement Reserves Exchange*
- TOTEX - *Total Expenditure*
- TR – Tempo Real
- UVE – Utilizador de Veículo Elétrico

- VIP – *Virtual Interconnection Point*
- VTP – *Virtual Trading Point*

II. LISTA DE DIPLOMAS LEGAIS

A. LEGISLAÇÃO NACIONAL

Em 2022, de relevante, foram publicados os seguintes diplomas legais:

- Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro - Estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional, transpondo a Diretiva (UE) 2019/944 e a Diretiva (UE) 2018/2001;
- Despacho n.º 696/2022, de 17 de janeiro - Define, para o ano de 2022, as prestações pecuniárias devidas pelas categorias de produtos de petróleo definidas no n.º 1 do artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 165/2013, de 16 de dezembro, na sua redação atual;
- Despacho n.º 806-B/2022, de 19 de janeiro - Regulamento da Rede Nacional de Distribuição de Gás;
- Despacho n.º 806-C/2022 de 19 de janeiro - Regulamento da Rede Nacional de Transporte de Gás;
- Despacho n.º 890/2022, de 21 de janeiro - Estabelece os objetivos e as metas da área governativa do ambiente e ação climática para o triénio 2022-2024, no âmbito do Programa de Eficiência de Recursos na Administração Pública (ECO.AP 2030);
- Despacho n.º 1112/2022, de 27 de janeiro - Regulamento de Armazenamento Subterrâneo de Gás em Formações Salinas Naturais;
- Despacho n.º 1113/2022, de 27 de janeiro - Regulamento do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL);
- Portaria n.º 59/2022, de 28 de janeiro - Fixa a quantidade global mínima de reservas de segurança de gás e determina a constituição de uma reserva adicional no Sistema Nacional de Gás;
- Portaria n.º 63-A/2022, de 31 de janeiro - Procede à segunda alteração da Portaria n.º 301-A/2018 - fixa o valor das taxas unitárias do imposto sobre produtos petrolíferos e energéticos (ISP);
- Despacho n.º 1322/2022, de 1 de fevereiro - Define o parâmetro correspondente ao impacte das medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia na formação de preços

médios de eletricidade no mercado grossista em Portugal, a aplicar entre 1 de janeiro e 31 de março de 2022;

- Despacho n.º 1424/2022, de 3 de fevereiro - Reconhece como ação de relevante interesse público o projeto de instalação das centrais fotovoltaicas FFV UPP Louriçal Alhais, sito na freguesia de Carriço, concelho de Pombal;

- Despacho n.º 1874/2022, de 11 de fevereiro - Declara de imprescindível utilidade pública a central fotovoltaica a instalar no prédio rústico designado Mato do Conde, localizado no lugar de São João, freguesia de São João de Ver, concelho de Santa Maria da Feira;

- Despacho n.º 1873/2022, de 11 de fevereiro - Declara de imprescindível utilidade pública a central fotovoltaica a instalar pela P2K Renováveis, Lda., nos prédios rústicos localizados na freguesia de Penamacor, concelho de Penamacor;

- Despacho n.º 2021/2022, de 15 de fevereiro - Declara de imprescindível utilidade pública a central fotovoltaica a instalar pela Amargilha, Unipessoal, Lda., nos prédios rústicos sitos em Margalha, Lamarancha, Perna do Arneiro e Vale da Vinha, localizados nas freguesias de Margem e União das Freguesias de Gavião e Atalaia, concelho de Gavião;

- Portaria n.º 98-A/2022, de 18 de fevereiro - Aprova o Regulamento do Sistema de Incentivos de Apoio à Produção de Hidrogénio Renovável e Outros Gases Renováveis;

- Decreto-Lei n.º 24-A/2022, de 11 de março - Aumenta o subsídio financeiro aplicável a consumos em postos de abastecimento de combustíveis para efeitos de apoio transitório e excecional aos cidadãos nos seus consumos no setor dos combustíveis (benefício «AUTOvoucher»);

- Portaria n.º 111-A/2022, de 11 de março - Revisão e fixação dos valores das taxas do imposto sobre os produtos petrolíferos e energéticos;

- Despacho n.º 3143-B/2022, de 14 de março - Aprova o orçamento do Fundo Ambiental para o ano de 2022;

- Declaração de Retificação n.º 11-A/2022, de 14 de março - Retifica o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional, transpondo a Diretiva (UE) 2019/944 e a Diretiva (UE) 2018/2001;

- Portaria n.º 112/2022, de 14 de março - Regulamenta o Estatuto do Cliente Eletrointensivo;
- Despacho n.º 3329-A/2022 de 18 de março - Aprova o Regulamento do Apoio Extraordinário e Excecional ao Setor dos Transportes Públicos de Passageiros com vista à Mitigação dos Efeitos da Escalada de Preços do Combustível;
- Portaria n.º 116-A/2022, de 18 de março - Prorroga a vigência da Portaria n.º 111-A/2022, de 11 de março; Portaria n.º 116-B/2022 de 18 de março-Procede à atualização temporária do valor da taxa unitária do imposto sobre os produtos petrolíferos e energéticos;
- Portaria n.º 116-B/2022 de 18 de março - Procede à atualização temporária do valor da taxa unitária do imposto sobre os produtos petrolíferos e energéticos;
- Despacho n.º 3419-B/2022, de 22 de março - Aprova o Regulamento de Atribuição do Incentivo pela Introdução no Consumo de Veículos de Emissões Nulas no Ano de 2022;
- Despacho n.º 3560/2022, de 25 de março - Concretiza o aumento do benefício mensal «AUTOvoucher» para um montante correspondente a (euro) 0,40 por litro, com um limite mensal de 50 litros;
- Despacho n.º 3672-A/2022, de 29 de março - Segunda alteração ao Despacho n.º 11020-A/2021, de 10 de novembro, que determina a data de início e a duração da fase de utilização do benefício «AUTOvoucher»;
- Despacho n.º 3696-D/2022, de 29 de março - Aprova o Regulamento do Apoio Extraordinário e Excecional aos Consumidores Domésticos Beneficiários de Tarifa Social de Energia Elétrica na Aquisição de Gás de Petróleo Liquefeito Engarrafado;
- Portaria n.º 135-B/2022, de 1 de abril - Revisão e fixação dos valores das taxas do imposto sobre os produtos petrolíferos e energéticos;
- Despacho n.º 4049/2022, de 7 de abril - Define o desconto a aplicar nas tarifas de acesso às redes de gás natural;
- Portaria n.º 136-A/2022, de 7 de abril - Aprova o regulamento do sistema de incentivos proveniente da dotação do Plano de Recuperação e Resiliência afeta ao investimento «TC-C13-i03 - Eficiência energética em edifícios de serviços»;

- Decreto-Lei n.º 30-A/2022, de 18 de abril - Aprova medidas excecionais que visam assegurar a simplificação dos procedimentos de produção de energia a partir de fontes renováveis;
- Decreto-Lei n.º 30-B/2022, de 18 de abril - Aprova o sistema de incentivos «Apoiar as Indústrias Intensivas em Gás»;
- Despacho n.º 4485-A/2022, de 18 de abril - Altera o Despacho n.º 3329-A/2022, de 15 de março, que aprova o Regulamento do Apoio Extraordinário e Excecional ao Setor dos Transportes Públicos de Passageiros com Vista à Mitigação dos Efeitos da Escalada de Preços do Combustível;
- Despacho n.º 4727-B/2022, de 21 de abril - Aprova o Regulamento do Apoio Extraordinário e Excecional ao Setor do TVDE com vista à Mitigação dos Efeitos da Escalada de Preços do Combustível;
- Portaria n.º 139-A/2022, de 22 de abril - Revisão e fixação dos valores das taxas do imposto sobre os produtos petrolíferos e energéticos;
- Declaração de Retificação n.º 14-A/2022, de 26 de abril - Retifica o Decreto-Lei n.º 30-A/2022, de 18 de abril, que aprova medidas excecionais que visam assegurar a simplificação dos procedimentos de produção de energia a partir de fontes renováveis;
- Lei n.º 10-A/2022, de 28 de abril - Medidas excecionais e temporárias de resposta ao aumento dos preços dos combustíveis;
- Portaria n.º 140/2022, de 29 de abril - Aprova a lista de códigos de atividade elegíveis no âmbito de sistema de incentivos para apoiar as Indústrias Intensivas em Gás;
- Portaria n.º 140-A/2022, de 29 de abril - Revisão e fixação dos valores das taxas do imposto sobre os produtos petrolíferos e energéticos;
- Despacho n.º 5651-B/2022, 10 de maio - Altera o anexo ao Despacho n.º 3696-D/2022, de 29 de março, que aprova o Regulamento do Apoio Extraordinário e Excecional aos Consumidores Domésticos Beneficiários de Tarifa Social de Energia Elétrica na Aquisição de Gás de Petróleo Liquefeito Engarrafado;
- Declaração de Retificação n.º 15/2022, de 12 de maio - Retifica a Portaria n.º 140/2022, de 29 de abril, que aprova a lista de códigos de atividade elegíveis no âmbito de sistema de incentivos para apoiar as Indústrias Intensivas em Gás;

- Portaria n.º 145-A/2022, de 13 de maio - Revisão e fixação dos valores das taxas do imposto sobre os produtos petrolíferos e energéticos;

- Despacho n.º 5975-B/2022, de 13 de maio - Aprova a minuta do contrato de adesão ao Estatuto do Cliente Eletrointensivo;

- Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio - Estabelece um mecanismo excecional e temporário de ajuste dos custos de produção de energia elétrica no âmbito do Mercado Ibérico de Eletricidade;

- Despacho n.º 6287/2022, de 19 de maio - Define o parâmetro correspondente ao impacte das medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia na formação de preços médios de eletricidade no mercado grossista em Portugal, a aplicar entre 1 de abril e 30 de junho de 2022;

- Portaria n.º 151-A/2022, de 20 de maio - Revisão e fixação dos valores das taxas do imposto sobre os produtos petrolíferos e energéticos;

- Decreto Legislativo Regional n.º 12/2022/A, de 25 de maio - Atribuição de incentivos financeiros para a aquisição de sistemas solares fotovoltaicos a instalar na Região Autónoma dos Açores, no âmbito do Plano de Recuperação e Resiliência, designado por Solenerge;

- Portaria n.º 152-A/2022, de 27 de maio - Revisão e fixação dos valores das taxas do imposto sobre os produtos petrolíferos e energéticos;

- Resolução da Assembleia Legislativa da Região Autónoma da Madeira n.º 7/2022/M, de 31 de maio - Apresenta à Assembleia da República a proposta de lei que procede à alteração ao Código do Imposto sobre o Valor Acrescentado, aprovado pelo Decreto-Lei n.º 394-B/84, de 26 de dezembro - redução do IVA da eletricidade e gás para a taxa reduzida;

- Portaria n.º 155-A/2022, de 3 de junho - Revisão e fixação dos valores das taxas do imposto sobre os produtos petrolíferos e energéticos;

- Portaria n.º 160-B/2022, de 17 de junho - Revisão e fixação dos valores das taxas do imposto sobre os produtos petrolíferos e energéticos;

- Portaria n.º 164-A/2022, de 24 de junho - Revisão e fixação dos valores das taxas do imposto sobre os produtos petrolíferos e energéticos;

- Lei n.º 12/2022, de 27 de junho - Orçamento do Estado para 2022;
- Portaria n.º 167-A/2022 de 30 de junho - Suspende a atualização da taxa do adicionamento sobre as emissões de CO2 até 31 de agosto de 2022;
- Portaria n.º 167-D/2022, de 1 de julho - Revisão e fixação dos valores das taxas do imposto sobre os produtos petrolíferos e energéticos;
- Decreto-Lei n.º 43-A/2022, de 6 de julho - Aprova um mecanismo temporário de gasóleo profissional extraordinário e prevê a operação específica do tesouro necessária ao pagamento do apoio excecional de crise dirigido aos agricultores;
- Despacho n.º 9501-A/2022, de 2 de agosto - Condiciona o pagamento de faturas emitidas pela ENDESA pelos serviços da administração direta e indireta do Estado;
- Despacho n.º 9799-B/2022, de 8 de agosto - Estabelece o procedimento de validação prévia de faturas determinado pelo Despacho n.º 9501-A/2022, publicado no Diário da República, 2.ª série, n.º 148, suplemento, de 2 de agosto de 2022;
- Despacho n.º 9838/2022, de 9 de agosto - Define o parâmetro correspondente ao impacte das medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia na formação de preços médios de eletricidade no mercado grossista em Portugal, a aplicar entre 1 de julho e 31 de dezembro de 2022;
- Portaria n.º 205-A/2022, de 12 de agosto - Estabelece as margens máximas e o respetivo preço de venda ao público do gás de petróleo liquefeito (GPL) engarrafado;
- Lei n.º 17/2022, de 17 de agosto - Transpõe a Diretiva (UE) 2019/1 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, que visa atribuir às autoridades da concorrência dos Estados-Membros competência para aplicarem a lei de forma mais eficaz e garantir o bom funcionamento do mercado interno, alterando o regime jurídico da concorrência, aprovado pela Lei n.º 19/2012, de 8 de maio, e os estatutos da Autoridade da Concorrência;
- Portaria n.º 217-C/2022, de 31 de agosto - Procede à atualização temporária do valor da taxa unitária do ISP aplicável ao gasóleo colorido e marcado;

- Portaria n.º 217-A/2022, de 31 de agosto - Suspende a atualização da taxa do adicionamento sobre as emissões de CO2;

- Portaria n.º 217-B/2022, de 31 de agosto - Revisão e fixação dos valores das taxas do imposto sobre os produtos petrolíferos e energéticos;

- Resolução do Conselho de Ministros n.º 74-A/2022, de 6 de setembro - Estabelece medidas excecionais de apoio às famílias para mitigação dos efeitos da inflação;

- Decreto-Lei n.º 57-C/2022 de 6 de setembro - Estabelece medidas excecionais de apoio às famílias para mitigação dos efeitos da inflação;

- Decreto-Lei n.º 57-B/2022, de 6 de setembro - Permite o regresso dos clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m3 ao regime de tarifas reguladas de venda de gás natural;

- Decreto Regulamentar Regional n.º 17/2022/A, de 8 de setembro - Regulamenta a atribuição de incentivos financeiros para a aquisição e instalação de sistemas solares fotovoltaicos a instalar na Região Autónoma dos Açores, no âmbito do Plano de Recuperação e Resiliência, designado por «SOLENERGE»

- Despacho n.º 11334-A/2022, de 21 de setembro - Altera a redação dos quadros constantes dos n.ºs 1 a 6 do Despacho n.º 3143-B/2022, de 11 de março, no âmbito das regras para a atribuição, gestão, acompanhamento e execução das respetivas receitas e apoios a conceder pelo Fundo Ambiental no ano de 2022;

- Despacho n.º 11404/2022, de 23 de setembro - Cria o grupo de trabalho para o planeamento e operacionalização de centros electroprodutores baseados em fontes de energias renováveis de origem ou localização oceânica;

- Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro - Procede à definição de medidas preventivas que permitam fazer face à atual situação e a eventuais disrupções futuras, tendo sempre em vista a garantia da segurança do abastecimento de energia;

- Portaria n.º 248/2022, de 29 de setembro - Quarta alteração à Portaria n.º 96/2004, de 23 de janeiro, que regulamenta o modelo da transferência da propriedade e posse dos terrenos da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade afetos aos centros electroprodutores

que abastecem o sistema elétrico de serviço público, posteriormente reorganizado como Sistema Elétrico Nacional;

- Portaria n.º 249-A/2022, de 30 de setembro - Suspende a atualização da taxa do adicionamento sobre as emissões CO2;

- Decreto-Lei n.º 66-A/2022, de 30 de setembro - Determina a cessação de vigência de decretos-leis publicados, no âmbito da pandemia da doença COVID-19;

- Portaria n.º 249-C/2022, de 3 de outubro - Revisão e fixação dos valores das taxas do imposto sobre os produtos petrolíferos e energéticos;

- Decreto-Lei n.º 70/2022, de 14 de outubro - Cria uma reserva estratégica de gás natural, pertencente ao Estado Português, e estabelece medidas extraordinárias e temporárias de reporte de informação e de garantia da segurança de abastecimento de gás;

- Decreto-Lei n.º 71/2022, de 14 de outubro - Completa a transposição da Diretiva (UE) 2018/2002, alterando disposições em matéria de eficiência energética e produção em cogeração;

- Decreto-Lei n.º 72/2022, de 19 de outubro - Altera as medidas excecionais para a implementação de projetos e iniciativas de produção e armazenamento de energia de fontes renováveis;

- Despacho n.º 12230/2022, de 19 de outubro - Aprova o Regulamento da 2.ª Fase do Apoio Extraordinário e Excecional aos Consumidores Domésticos Beneficiários de Tarifa Social de Energia Elétrica ou de Prestações Sociais Mínimas na Aquisição de Gás de Petróleo Liquefeito Engarrafado;

- Despacho n.º 12461/2022 de 25 de outubro - Fixa a tarifa social de fornecimento de energia elétrica, aplicável a partir de 1 de janeiro de 2023;

- Declaração de Retificação n.º 903-A/2022, de 26 de outubro - Retifica o Despacho n.º 12230/2022, de 19 de outubro, que aprova o Regulamento da 2.ª Fase do Apoio Extraordinário e Excecional aos Consumidores Domésticos Beneficiários de Tarifa Social de Energia Elétrica ou de Prestações Sociais Mínimas na Aquisição de Gás de Petróleo Liquefeito Engarrafado;

- Portaria n.º 268-A/2022, de 4 de novembro - Revisão e fixação dos valores das taxas do imposto sobre os produtos petrolíferos e energéticos;

- Declaração de Retificação n.º 6/2022/A, de 4 de novembro - Retifica o Decreto Regulamentar Regional n.º 17/2022/A, de 8 de setembro, que regulamenta a atribuição de incentivos financeiros para a aquisição e instalação de sistemas solares fotovoltaicos a instalar na Região Autónoma dos Açores, no âmbito do Plano de Recuperação e Resiliência, designado por «SOLENERGE»;

- Declaração de Retificação n.º 29/2022, de 15 de novembro - Retifica a Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro, que procede à definição de medidas preventivas que permitam fazer face à atual situação e a eventuais disrupções futuras, tendo sempre em vista a garantia da segurança do abastecimento de energia;

- Decreto-Lei n.º 78-A/2022, de 15 de novembro - Reforça o sistema de incentivos «Apoiar as Indústrias Intensivas em Gás», cria uma linha de financiamento ao setor social e disciplina o pagamento do apoio extraordinário a titulares de rendimentos e prestações sociais;

- Decreto-Lei n.º 79/2022, de 23 de novembro - Cria um apoio extraordinário com vista à mitigação do impacto do aumento de preços do combustível no setor agrícola;

- Portaria n.º 289-A/2022, de 2 de dezembro - Revisão e fixação dos valores das taxas do imposto sobre os produtos petrolíferos e energéticos;

- Despacho n.º 14064/2022, de 6 de dezembro - Aprova o cronograma de instalação dos contadores inteligentes e a sua integração nas infraestruturas das redes inteligentes;

- Despacho n.º 12005/2021, de 7 de dezembro - Atribui, pelo prazo de 10 anos, o estatuto de utilidade pública à UVE - Associação de Utilizadores de Veículos Elétricos;

- Decreto-Lei n.º 84/2022, de 9 de dezembro - Estabelece metas relativas ao consumo de energia proveniente de fontes renováveis, transpondo parcialmente a Diretiva (UE) 2018/2001;

- Decreto-Lei n.º 84-D/2022, de 9 de dezembro - Aprova a criação do regime transitório de estabilização de preços do gás por pessoas coletivas com consumos superiores a 10 000 m3;

- Despacho n.º 14384/2022, de 15 de dezembro - Altera o Despacho n.º 12081-A/2021, de 10 de dezembro, que aprova o Regulamento do Mecanismo de Compensação para uma Transição Justa;

- Despacho n.º 14492/2022, de 19 de dezembro - Cria a Comissão de Acompanhamento do Plano de Poupança de Energia 2022-2023;

- Resolução do Conselho de Ministros n.º 129/2022, de 20 de dezembro - Aprova o Programa Nacional de Gestão do Combustível Irradiado e dos Resíduos Radioativos;

- Decreto-Lei n.º 85/2022, de 21 de dezembro - Introduz medidas de flexibilização de diversas obrigações declarativas, de pagamento e de faturação e simplifica as obrigações fiscais decorrentes da venda à rede do excedente da eletricidade produzida para autoconsumo;

- Despacho n.º 14724-A/2022, de 27 de dezembro - Apoio financeiro aos utilizadores de veículos elétricos;

- Portaria n.º 312-D/2022, de 30 de dezembro - Prorroga até 30 de junho de 2023 o regime transitório aplicável aos abastecimentos realizados em ou para instalações de consumo próprio no âmbito do regime do «gasóleo profissional»;

- Portaria n.º 312-F/2022, de 30 de dezembro - Revisão e fixação dos valores das taxas do imposto sobre os produtos petrolíferos e energéticos;

- Lei n.º 24-B/2022, de 30 de dezembro - Regulamenta as contribuições de solidariedade temporárias sobre os setores da energia e da distribuição alimentar;

- Lei n.º 24-C/2022, de 30 de dezembro - Lei das Grandes Opções para 2022-2026;

- Lei n.º 24-D/2022, de 30 de dezembro - Orçamento do Estado para 2023.

Na elaboração do presente relatório, foi tida em conta a seguinte legislação nacional:

- Lei n.º 144/2015, de 8 de setembro, na redação em vigor, 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, na redação em vigor, 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, na redação em vigor, 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, na redação em vigor, 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, na redação em vigor, 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 59/2013, de 11 de fevereiro, na redação em vigor 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;

- Portaria n.º 27/2014, de 4 de fevereiro, na redação em vigor 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, na redação em vigor, 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 62/2020, de 28 de agosto que revoga o Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro e o Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho - Estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Nacional de Gás e o respetivo regime jurídico e procede à transposição da Diretiva 2019/692;

- Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro - estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional, transpondo a Diretiva (UE) 2019/944 e a Diretiva (UE) 2018/2001;

- 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 178-B/2016, de 1 de julho, que estabelece os procedimentos, o modelo e as demais condições necessárias à aplicação das alterações ao artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, e pela Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, que cria um modelo único e automático de atribuição de tarifa social de fornecimento de energia elétrica a clientes economicamente vulneráveis;

- 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, 66/2019, de 20 de fevereiro e 83/2020, de 1 de abril que aprova as novas datas relativas ao período de aplicação das tarifas transitórias de venda a clientes finais de gás natural com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m^3 e de eletricidade com consumos em baixa tensão normal;

- Portaria n.º 251-B/2014, de 28 novembro, na redação em vigor, 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 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 1129/2020, de 30 de dezembro- Aprova o Regulamento das Relações Comerciais dos Setores Elétrico e do Gás e revoga o Regulamento n.º 561/2014, de 22 de dezembro, e o Regulamento n.º 416/2016, de 29 de abril;

- Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro de 2021, que aprova o Regulamento Tarifário do setor elétrico;

- Regulamento n.º 368/2021, de 28 de abril, que aprova o Regulamento Tarifário do setor do gás, com as alterações do Regulamento n.º 583/2022, de 28 de junho;

- 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 406/2021, de 12 de maio, que aprova o Regulamento da Qualidade de Serviço do Setores Elétrico e do Gás;
- Regulamento n.º 407/2021, de 12 de maio, que aprova o Regulamento de Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações de gás natural;
- Regulamento n.º 373/2021, de 5 de maio, que aprova o Regulamento do Autoconsumo;
- Diretiva n.º 5/2016, de 26 de fevereiro, da ERSE, que aprova o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados de energia elétrica em Portugal continental;
- Diretiva 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, alterada pela Diretiva n.º 7/2020, de 21 de abril, 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 10835/2020, de 4 de novembro, que estabelece a redução de potência da produção em regime especial que beneficie de um regime de remuneração garantida ou outro regime bonificado de apoio à remuneração
- 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;

- Diretiva n.º 7/2018, de 28 de março, que aprova o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor do gás natural;

- Regulamento n.º 610/2019, de 2 de agosto, que aprova o Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica;

- Regulamento n.º 854/2019, de 4 de novembro, que aprova o Regulamento da Mobilidade Elétrica;

- Regulamento n.º 255-A/2020, de 18 de março, que aprova o Regulamento que estabelece Medidas Extraordinárias no Setor Energético por Emergência Epidemiológica Covid-19;

- Regulamento n.º 266/2020, de 20 de março, que aprova o Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica;

- Regulamento n.º 356-A/2020, de 8 de abril, que aprova o regulamento que estabelece medidas excecionais no âmbito do SEN e do SNGN.

- Despacho n.º 1112/2022, de 27 de janeiro, que aprova o Regulamento de Armazenamento Subterrâneo de Gás em Formações Salinas Naturais;

- Despacho n.º 1113/2022, de 27 de janeiro, que aprova o Regulamento do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL);

- Portaria n.º 98-A/2022, de 18 de fevereiro, que aprova o Regulamento do Sistema de Incentivos de Apoio à Produção de Hidrogénio Renovável e Outros Gases Renováveis;
- Portaria n.º 59/2022, de 28 de janeiro, que fixa a quantidade global mínima de reservas de segurança de gás e determina a constituição de uma reserva adicional no Sistema Nacional de Gás;
- Despacho n.º 1322/2022, de 1 de fevereiro, que define o parâmetro correspondente ao impacte das medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia na formação de preços médios de eletricidade no mercado grossista em Portugal, a aplicar entre 1 de janeiro e 31 de março de 2022;
- Declaração de Retificação n.º 11-A/2022, de 14 de março, que retifica o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional, transpondo a Diretiva (UE) 2019/944 e a Diretiva (UE) 2018/2001;
- Portaria n.º 112/2022, de 14 de março, que regulamenta o Estatuto do Cliente Eletrointensivo;
- Despacho n.º 4049/2022, de 7 de abril, que define o desconto a aplicar nas tarifas de acesso às redes de gás natural;
- Decreto-Lei n.º 30-A/2022, de 18 de abril, que aprova medidas excecionais que visam assegurar a simplificação dos procedimentos de produção de energia a partir de fontes renováveis;
- Decreto-Lei n.º 30-B/2022, de 18 de abril, que aprova o sistema de incentivos «Apoiar as Indústrias Intensivas em Gás»;
- Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio, que estabelece um mecanismo excecional e temporário de ajuste dos custos de produção de energia elétrica no âmbito do Mercado Ibérico de Eletricidade;
- Despacho n.º 9501-A/2022, de 2 de agosto, que condiciona o pagamento de faturas emitidas pela ENDESA pelos serviços da administração direta e indireta do Estado;
- Despacho n.º 9799-B/2022, de 8 de agosto, que estabelece o procedimento de validação prévia de faturas determinado pelo Despacho n.º 9501-A/2022, publicado no Diário da República, 2.ª série, n.º 148, suplemento, de 2 de agosto de 2022;

- Despacho n.º 9838/2022, de 9 de agosto, que define o parâmetro correspondente ao impacte das medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia na formação de preços médios de eletricidade no mercado grossista em Portugal, a aplicar entre 1 de julho e 31 de dezembro de 2022;

- Decreto-Lei n.º 57-B/2022, de 6 de setembro, que permite o regresso dos clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m3 ao regime de tarifas reguladas de venda de gás natural;

- Decreto-Lei n.º 71/2022, de 14 de outubro, que completa a transposição da Diretiva (UE) 2018/2002, alterando disposições em matéria de eficiência energética e produção em cogeração;

- Decreto-Lei n.º 72/2022, de 19 de outubro, que altera as medidas excecionais para a implementação de projetos e iniciativas de produção e armazenamento de energia de fontes renováveis;

- Decreto-Lei n.º 84-D/2022, de 9 de dezembro, que aprova a criação do regime transitório de estabilização de preços do gás por pessoas coletivas com consumos superiores a 10 000 m3.

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 (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;

- Diretiva (UE) 2019/692 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril de 2019, que altera a Diretiva 2009/73/CE que estabelece regras comuns para o mercado interno do gás natural;

- 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/EU;

- 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, alterado pelo Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho de 5 de junho de 2019;
- Regulamento (UE) 2017/2195 da Comissão, de 23 de novembro de 2017, que estabelece orientações relativas ao equilíbrio do sistema elétrico, alterado pelo Regulamento de Execução (UE) 2021/280 da Comissão de 22 de fevereiro de 2021;
- Regulamento (UE) 2017/459 da Comissão, de 16 de março de 2017, que institui um código de rede para os mecanismos de atribuição de capacidade em redes de transporte de gás e que revoga o Regulamento (UE) n.º 984/2013;
- 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, alterado pelo Regulamento Delegado (UE) 2022/517 da Comissão de 18 de novembro de 2021;
- 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 Governação 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 Governação da União da Energia e da Ação Climática, alterado pela Decisão (UE) 2019/504 do Parlamento Europeu e do Conselho de 19 de março de 2019 e pelo Regulamento (UE) 2021/1119 do Parlamento Europeu e do Conselho de 30 de junho de 2021;
- 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);
- 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 energética;
- 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 energética.

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 duração superior a 3 minutos. Interrupções breves - Interrupções com 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
www.erse.pt