ERSE
ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

RELATÓRIO ANUAL SOBRE OS MERCADOS DE ELETRICIDADE E DE GÁS NATURAL EM 2024

PORTUGAL

julho 2025

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

3 MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA 11

3.1 Regulação das redes 11

3.1.1 Funcionamento técnico 11

3.1.1.1 Balanço 11

3.1.1.2 Qualidade de serviço técnica 19

3.1.1.3 Medidas de salvaguarda 26

3.1.1.4 Produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração 26

3.1.1.5 Desenvolvimentos regulamentares 31

3.1.2 Tarifas de Acesso às Redes e custos de ligação 33

3.1.3 Gestão das interligações, ações de balanço transfronteiriço e acoplamento de mercados 44

3.1.4 Investimentos nas redes de eletricidade 60

3.1.5 Concessões de distribuição em BT 63

3.2 Promoção da concorrência 66

3.2.1 Mercado grossista 66

3.2.1.1 Monitorização do nível de preços, do nível de transparência e do nível e eficácia da abertura de mercado e concorrência 67

3.2.2 Mercado retalhista 95

3.2.2.1 Monitorização do nível de preços, do nível de transparência e do nível e eficácia da abertura de mercado e concorrência 96

3.2.2.2 Recomendações sobre preços de fornecimento, investigações e medidas para promover a concorrência efetiva 109

3.3 Segurança do abastecimento 113

3.3.1 Monitorização do balanço entre oferta e procura 118

3.3.2 Monitorização dos investimentos em produção 123

4 MERCADO DO GÁS NATURAL 125

4.1 Regulação das redes 125

4.1.1 Funcionamento técnico 125

4.1.1.1 Balanço 125

4.1.1.2 Acesso às infraestruturas de armazenamento e serviços de flexibilidade de *linepack* 127

4.1.1.3 Qualidade de serviço técnica 131

4.1.1.4 Desenvolvimentos Regulamentares 133

4.1.2 Tarifas de Acesso às Redes e das infraestruturas e custos de ligação 135

4.1.3 Mecanismos de resolução de congestionamentos e atribuição da capacidade disponível nas interligações 145

4.2 Promoção da concorrência 150

4.2.1 Mercado grossista 150
4.2.1.1 Monitorização do nível de preços, do nível de transparência e do nível de eficácia da abertura de mercado e concorrência 150
4.2.1.2 Desenvolvimentos Regulamentares 162
4.2.2 Mercado retalhista 163
4.2.2.1 Monitorização do nível de preços, do nível de transparência e do nível de eficácia da abertura de mercado e concorrência 164
4.2.2.2 Recomendações sobre preços de fornecimento, investigações e medidas para promover uma concorrência eficaz 176
4.3 Segurança do abastecimento 179
4.3.1 Evoluções previstas da procura e da oferta 181
4.3.2 Medidas para garantia do abastecimento 182
5 PROTEÇÃO DOS CONSUMIDORES E GESTÃO DA CONFLITUALIDADE 185
5.1 Proteção dos consumidores 185
5.2 Gestão da conflitualidade 191
6 OBSERVÂNCIA DAS DISPOSIÇÕES LEGAIS NO ÂMBITO DAS COMPETÊNCIAS DA ERSE 195
6.1 Certificação dos operadores das redes de transporte 195
6.2 Desenvolvimentos regulamentares 197
6.3 Regime Sancionatório 200
6.4 Mobilidade elétrica 203
ANEXOS 207
I. Lista de siglas e acrónimos 207
II. Lista de diplomas legais 211
A. Legislação nacional 211
B. Legislação da União Europeia 225
III. Indicadores de continuidade de serviço técnica (aplicáveis ao setor elétrico) 229

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, 2024 12

Figura 3-2 – Repartição dos custos dos mercados de serviços de sistema, 2024 13

Figura 3-3 – Evolução dos desvios (MWh), 2024 14

Figura 3-4 – Componente 1 do mecanismo de incentivo para o período de regulação 2022-2025 15

Figura 3-5 - Evolução das perdas verificadas nas redes de distribuição no referencial de entrada 16

Figura 3-6 – Componente 3 do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição 17

Figura 3-7 - Evolução dos montantes associados à aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição 19

Figura 3-8 - Evolução dos valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço na rede de transporte, em Portugal continental 21

Figura 3-9 - Evolução dos valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço nas redes de distribuição, em Portugal continental 21

Figura 3-10 - Evolução dos valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço nas redes de distribuição, na RAA 23

Figura 3-11 - Evolução dos valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço nas redes de distribuição, na RAM 24

Figura 3-12 – Potência instalada da produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração, 2020 a 2024 28

Figura 3-13 –Produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração, 2020 a 2024 29

Figura 3-14 - Evolução da potência instalada e do número de UPAC, de 2021 a 2024 30

Figura 3-15 – Evolução do autoconsumo coletivo em Portugal continental 31

Figura 3-16– Preço médio das tarifas de acesso às redes em 2024, por atividade 39

Figura 3-17 – Estrutura do preço médio de acesso às redes por atividade regulada para cada nível de tensão, em 2024 39

Figura 3-18– Evolução dos CIEG apurados nas tarifas desde 2003 43

Figura 3-19 – Utilização da capacidade de interligação Portugal-Espanha, 2013 a 2024 48

Figura 3-20 - Evolução do *spread* e do prémio verificados em 2024 51

Figura 3-21 – Reservas de reposição 55

Figura 3-22 – Reserva de regulação e de mFRR 56

Figura 3-23 - Evolução do n.º de contadores inteligentes instalados e do n.º de instalações integradas em rede inteligente, 2020 a 2024 62

Figura 3-24 – Evolução do preço médio anual em mercado *spot* e separação de mercados, 2020 a 2024 68

Figura 3-25 – Volatilidade do preço *spot*, 2020 a 2024 69

Figura 3-26 – Preço em mercado *spot* e tempo de separação de mercados, 2023 e 2024 70

Figura 3-27 – Volume negociado no mercado intradiário contínuo 71

Figura 3-28 –Evolução do peso do volume negociado em mercado intradiário contínuo relativamente ao volume negociado em mercado diário 71

Figura 3-29 – Preço médio ponderado em mercado intradiário contínuo, 2020 a 2024 72

Figura 3-30 – Evolução do preço médio de negociação do contrato de futuro anual (entrega em Portugal e em Espanha), 2020 a 2025 74

Figura 3-31 – Evolução do preço médio de negociação do contrato de futuro mensal (entrega em Portugal), 2023 e 2024 74

Figura 3-32 – Repartição de volumes de oferta de energia entre mercados, 2022 a 2024 77

Figura 3-33 – Procura em mercado *spot* e consumo global mensal, 2022 a 2024 78

Figura 3-34 – Volumes no mercado a prazo do MIBEL, 2020 a 2024 79

Figura 3-35 – Comunicação de factos relevantes, 2024 81

Figura 3-36 – Caracterização do parque eletroprodutor em Portugal continental (por agente e capacidade instalada), 2020 a 2024 82

Figura 3-37 – Quotas de capacidade instalada por agente nas diferentes tecnologias, 2020 a 2024 84

Figura 3-38 – Concentração em termos de capacidade instalada, 2020 a 2024 85

Figura 3-39 – Quotas de energia elétrica produzida por agente, 2020 a 2024 85

Figura 3-40 – Quotas de energia elétrica produzida por agente nas diferentes tecnologias, 2020 a 2024 86

Figura 3-41 – Concentração em termos de produção de energia elétrica, 2020 a 2024 88

Figura 3-42 – Evolução dos preços médios da eletricidade para os consumidores domésticos (com IVA, taxas e outros impostos) e não domésticos (sem IVA) 97

Figura 3-43 – Fatura mensal da oferta de eletricidade mais competitiva em 2024 - consumidor tipo 2 98

Figura 3-44 – Fatura mensal da oferta dual mais competitiva em 2024 - consumidor tipo 2 99

Figura 3-45 – Repartição do consumo e do número de clientes entre mercado regulado e mercado liberalizado, 2020 a 2024 103

Figura 3-46 – Evolução do mercado liberalizado em Portugal continental, 2020 a 2024 104

Figura 3-47 – Penetração do mercado liberalizado por segmento de clientes, 2020 a 2024 105

Figura 3-48 – Evolução da concentração do mercado em número de clientes e consumo, 2020 a 2024 (HHI) 106

Figura 3-49 – Estrutura dos fornecimentos no mercado liberalizado por comercializador, em consumo, 2020 a 2024 107

Figura 3-50 – Número de clientes abrangidos pela Tarifa Social, no setor elétrico, 2020 a 2024 108

Figura 3-51 – Mudança de comercializador, 2020 a 2024 109

Figura 4-1 – Quantidade de energia e preços médios resultantes de ações de compensação, através de compra e venda de produtos em mercado, em 2024 126

Figura 4-2 – Preços de desequilíbrio na área de balanço portuguesa, em 2024 127

Figura 4-3 – Atribuição de capacidade no armazenamento subterrâneo, por produto 129

Figura 4-4 – Atribuição de capacidade no armazenamento comercial do terminal de GNL, por produto 130

Figura 4-5 – Atribuição de capacidade na regaseificação do terminal de GNL, por produto.....131

Figura 4-6 – Decomposição do preço médio das tarifas de Acesso às Redes no ano gás 2024-2025...139

Figura 4-7 – Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes no ano gás 2024-2025 140

Figura 4-8 – Percentagem mensal de dias com oferta de capacidade firme no VIP Ibérico pelo mecanismo de sobrerreserva e resgate, em 2023 e 2024 146

Figura 4-9 – Capacidade contratada e nomeações no VIP Ibérico em 2023 e 2024 (importação) 148

Figura 4-10 – Capacidade contratada e nomeações no VIP Ibérico em 2023 e 2024 (exportação).....148

Figura 4-11 – Estrutura de contratação de capacidade no VIP Ibérico nos anos-gás 2022-23 e 2023-24 149

Figura 4-12 – Preços no mercado organizado em Espanha e Portugal, 2024 152

Figura 4-13 - Repartição das injeções na RNTG por infraestrutura, 2020 a 2024 154

Figura 4-14 – Evolução dos volumes do saldo importador de gás natural, 2020 a 2024 155

Figura 4-15 – Origem do gás natural importado, 2020 a 2024 155

Figura 4-16 – Entradas na RNTG (TGNL+VIP), 2020 a 2024 157

Figura 4-17 – Índices de concentração nas entradas na RNTG (TGNL+VIP), 2020 a 2024 158

Figura 4-18 – Utilização do armazenamento subterrâneo, 2020 a 2024.....158

Figura 4-19 – Trocas no TGNL, 2023 e 2024 159

Figura 4-20 - Trocas no AS, 2023 e 2024 160

Figura 4-21 – Trocas no VTP, 2023 e 2024.....161

Figura 4-22 – Trocas no VTP em quantidades, 2023 e 2024 162

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) 165

Figura 4-24 – Fatura mensal das ofertas de gás natural mais competitivas em 2024 - consumidor tipo 2.....166

Figura 4-25 – Fatura mensal das ofertas duais mais competitivas em 2024 - consumidor tipo 2 167

Figura 4-26– Penetração do mercado liberalizado por ORD e ORT (total do consumo em energia, excluindo centros eletroprodutores), 2024 169

Figura 4-27 – Repartição do consumo e número de clientes entre mercado regulado e mercado liberalizado, 2020 a 2024.....170

Figura 4-28 – Evolução do mercado liberalizado em Portugal continental, 2020 a 2024.....171

Figura 4-29 – Penetração do mercado liberalizado por segmento de clientes, 2020 a 2024 172

Figura 4-30 – Número de clientes abrangidos pela tarifa social, no SNG, 2020 a 2024.....173

Figura 4-31 – Evolução da concentração do mercado em número de clientes e consumo, 2020 a 2024 (HHI).....173

Figura 4-32 – Estrutura dos fornecimentos no mercado liberalizado por comercializador, em consumo, 2020 a 2024.....174

Figura 4-33 – Quotas de mercado, em número de clientes, por operador de rede de distribuição, 2024.....175

Figura 4-34 – Mudança de comercializador em número de clientes, 2020 a 2024 176

Figura 4-35 – Evolução da oferta de capacidade no SNG, consumo médio diário e pontas de consumo 179

Figura 4-36 – Previsões para a evolução da oferta de capacidade no SNG, consumo médio diário e pontas de consumo, 2025 a 2029.....182

Figura 6-1 – Número máximo mensal de utilizadores da rede de mobilidade elétrica, 2020-2024 205

Figura 6-2 - Número de carregamentos na rede de mobilidade elétrica, 2020-2024.....205

Figura 6-3 - Energia carregada na rede de mobilidade elétrica, 2020-2024.....206

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 3-1 – Parâmetros da componente 1 em 2023 15
Quadro 3-2 - Parâmetros da componente 3 do incentivo em 2023 17
Quadro 3-3 – Indicadores gerais de continuidade de serviço em Portugal continental, 2024 20
Quadro 3-4 – Valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço na RAA, 2024 22
Quadro 3-5 – Valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço na RAM, 2024 23
Quadro 3-6 - Estrutura das tarifas de acesso às redes de energia elétrica 35
Quadro 3-7 – Tarifas de Acesso às Redes para 2024 38
Quadro 3-8 – Evolução mensal das rendas de congestionamento, 2024 47
Quadro 3-9 – Leilões de atribuição financeira de capacidade na interligação Portugal-Espanha para entrega em 2024 50
Quadro 3-10 – Liquidação anual dos leilões de atribuição financeira de capacidade para entrega em 2024 51
Quadro 3-11 – Estatística relativa ao TERRE, 2024 54
Quadro 3-12 – Estatística relativa à Reserva de Regulação e ao mFRR, 2024 56
Quadro 3-13– Défice tarifário, 2024 112
Quadro 3-14 – Margem de capacidade do SEN 118
Quadro 3-15 – Abastecimento do consumo 119
Quadro 3-16 - Evolução do consumo por nível de tensão 120
Quadro 3-17 – Repartição da produção por fonte de energia 121
Quadro 3-18 – Potência máxima anual 121
Quadro 3-19 – Potência instalada do parque eletroprodutor 122
Quadro 3-20 - Extensão das redes de transporte e de distribuição 123
Quadro 3-21 – Evolução prevista para potência instalada em energias renováveis em 2025, 2030 e 2035 124
Quadro 4-1 – Estrutura das tarifas que compõem as tarifas de Acesso às Redes de gás natural 137
Quadro 4-2 – Estrutura das tarifas de Uso das Infraestruturas de gás natural 137
Quadro 4-3 – Evolução tarifária de Uso das infraestruturas em Alta Pressão, do Uso das Redes e do Uso Global do Sistema , para o ano gás 2024-2025 138
Quadro 4-4 – Evolução tarifária do Acesso às Redes para o ano gás 2024-2025, por tipologia de clientes em cada nível de pressão 139
Quadro 4-5 – Evolução do consumo anual de gás natural verificada entre 2020 e 2024 180
Quadro 4-6 – Indicadores das infraestruturas e dos operadores das redes do SNG entre 2020 e 2024 181

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 (UE) 2019/944[1] do Parlamento Europeu e do Conselho de 5 de junho de 2019, alterada pela Diretiva (UE) 2024/1711 do Parlamento Europeu e do Conselho de 13 de junho, 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 e à Comissão Europeia, 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 2024, incluindo os temas de concorrência, quer no mercado grossista, quer no mercado retalhista, da segurança do abastecimento e da proteção dos consumidores. O relatório, cujos dados estatísticos e informação apresentados incidem, essencialmente, no ano de 2024, compreende ainda as medidas regulatórias adotadas e os resultados obtidos no que respeita à atividade anual da ERSE.

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 inclui Portugal continental, uma vez que na Região Autónoma do Açores o gás natural ainda não foi introduzido, e na Região Autónoma da Madeira é utilizado exclusivamente como combustível para a produção de eletricidade.

[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) e do 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.

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 2024 teve um aumento de 1,3% no consumo global relativamente ao ano anterior. No caso do gás natural, verificou-se, muito por conta de uma menor utilização das centrais termoelétricas de ciclo combinado a gás natural para a produção de eletricidade, uma descida do consumo anual de cerca de 18%, face a 2023. Face ao ano anterior, o consumo de gás natural para a produção de eletricidade teve uma redução de 56%, enquanto o consumo de clientes industriais em alta pressão subiu cerca de 7%. Por sua vez, as redes de distribuição interligadas tiveram uma quebra de consumo de 1%.

Na produção de eletricidade, o ano hidrológico foi acima da média (índice de produtibilidade hidroelétrica anual de 1,16), refletindo-se na produção hídrica. O índice de produtibilidade eólica subiu face ao ano anterior (1,06), verificando-se uma manutenção da potência instalada. A satisfação do consumo de eletricidade por produção renovável passou de 75% em 2023, para 85% em 2024, na sequência da hidraulicidade mais favorável neste último ano.

Em 2024, verificou-se um contributo menos significativo das centrais termoelétricas de ciclo combinado a gás natural, face à hidraulicidade verificada. Por seu lado, o saldo importador elétrico cresceu de 10,23 TWh em 2023 para 10,46 TWh em 2024.

A potência instalada na produção aumentou face a 2023, com destaque para a potência solar fotovoltaica com mais cerca de 1 200 MW (incremento de cerca de 50%, não considerando o autoconsumo).

Fontes de energia renováveis

A potência total instalada em produção renovável aumentou, em 2024, 9%, resultado sobretudo da nova potência solar fotovoltaica. 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 manifestaram 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 19%. As centrais hidroelétricas contribuíram para o abastecimento de 28% do consumo[3]. A produção eólica abasteceu 27% 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 de eletricidade, além do início do regime de exploração industrial da central hídrica do Alto Tâmega, com uma potência instalada de geração de 160 MW, verificou-se um aumento da potência instalada solar fotovoltaica. O aumento na produção instalada a partir de fontes renováveis aponta 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, apesar das diversas circunstâncias associadas à variação da hidraulicidade ou dos preços das *commodities* com impacte na formação do preço grossista da eletricidade.

No que respeita ao gás natural, o volume de transações em mercado organizado atingiu um valor de 620 GWh, que triplica o valor relativo a 2023 (170 GWh). Esta melhoria da liquidez em mercado organizado também se verifica quando expressa em percentagem de procura na RNTG (1,2% em 2024 face a 0,3% em 2023) bem como em percentagem do total de trocas entre agentes no VTP (6,1% em 2024 face a 1,6% em 2023).

O peso das ações de compensação do GTG no total das transações em mercado organizado sofreu, em 2024, uma redução, passando de 36% para 30%, isto apesar de o volume total de ações de compensação (180 GWh) ter registado um aumento de 29%. A redução do peso das ações de compensação do GTG deve-se exclusivamente a uma maior dinâmica de mercado, uma vez que o volume de transações em mercado organizado, sem a intervenção do GTG, aumentou significativamente face a 2023, atingindo um volume de 438 GWh.

Neste contexto, verifica-se que os agentes de mercado continuam a privilegiar os intercâmbios bilaterais para concretizar as trocas comerciais em mercado grossista, o que prejudica a formação consistente, numa base diária, de um preço de mercado no VTP.

[3] Incluindo bombagem.

Durante o ano de 2023, foram regulamentadas as matérias relativas ao conceito de operador dominante no mercado do gás natural, o que se traduziu no início de 2024, na concretização da obrigação de prestação do serviço de criação de mercado no mercado organizado, que implica a apresentação de um determinado volume de ofertas de compra e de venda separadas por um diferencial máximo de preços. Antevê-se que esta medida contribua positivamente para a liquidez do mercado organizado de gás para a criação de um mais sólido referencial de preço de curto prazo.

Mercados de serviços de sistema de eletricidade e de compensação das redes de transporte de gás

Os mercados de serviços de sistema de eletricidade têm sofrido alterações graduais e significativas para implementar os códigos de rede europeus. Em 2024, foi adotado o produto de reservas de restabelecimento da frequência com ativação manual (mFRR), primeiro numa plataforma nacional que iniciou em 14 de março de 2024, e depois, com a integração na plataforma europeia MARI, em 28 de novembro de 2024. A primeira troca de energia de mFRR do ORT português na plataforma MARI ocorreu em 18 de dezembro de 2024, já com a adesão do ORT espanhol.

Em março de 2024, iniciou-se, também, a aplicação da metodologia harmonizada de tratamento de desvios, de acordo com o código de rede europeu de balanço. Esta metodologia tinha sido aprovada em 2022, porém, devido a sinergias operacionais com o produto de mFRR, só foi aplicada em simultâneo com a plataforma de mFRR.

O ano de 2024 registou ainda a primeira central fotovoltaica habilitada para a prestação de serviços de sistema, em julho. A essa, seguiram-se várias outras centrais, habilitadas para o serviço de mFRR mas também para a regulação secundária, com a primeira central habilitada em 3 de julho de 2024, o que representa um marco importante para a participação das renováveis na prestação dos serviços de sistema. Deve salientar-se que foi, também, em 2024 que se verificaram momentos de excesso de produção e a necessidade de significativo *curtailment* de centrais renováveis com tarifa garantida. Este deslastre de renováveis ocorreu após esgotamento das ofertas de regulação a baixar nos mercados de serviços de sistema.

No balanço da rede de gás, o ano de 2024 registou uma atuação regular do gestor de sistema no mercado intradiário, para a realização de ações de compensação.

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 23%, na eletricidade, representando um aumento de 6 p.p., e de 17% no gás natural. No caso do gás natural, este ritmo de mudança representou uma descida na ordem dos 2 p.p. face a 2023.

Em 2024, no setor elétrico, cerca de 94% do consumo e 87% dos clientes foram abastecidos por um comercializador em regime de mercado, enquanto no setor do gás natural, esses valores foram de cerca de 95% do consumo e 72% dos clientes.

No mercado de eletricidade, no final de 2024, estavam presentes 37 comercializadores em regime de mercado, dos quais 36 estavam a fornecer clientes domésticos e pequenas empresas com potências até 41,4 kVA. Relativamente a 2023, registaram-se a entrada de 5 e a saída de 2 comercializadores de eletricidade do mercado livre. No mercado de gás natural, estavam presentes 22 comercializadores em regime de mercado, 21 dos quais se encontravam a fornecer clientes com consumos inferiores ou iguais a 500 m^3/ano.[4]

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 permitiu, em 2024, o regresso de perto de vinte mil consumidores ao CUR, tendo o regresso ao mercado regulado correspondido a cerca de 1% do consumo total associado a mudanças de comercializador dentro do mercado liberalizado.

O regresso ao mercado regulado do gás natural, para clientes com consumos até 10.000 m^3, passou a ser possível desde a publicação do Decreto-Lei n.º 57-B/2022, de 6 de setembro. Com esta possibilidade de os consumidores de menor dimensão do setor do gás natural poderem regressar ao regime das tarifas reguladas, cerca de 20 mil clientes regressaram ao CUR, no ano de 2024. Em termos de consumo, estes regressos ao CUR corresponderam a cerca de 1,5% do consumo de mudança dentro do mercado liberalizado, no ano 2024.

[4] O número de comercializadores apresentado é referente aos comercializadores com clientes na sua carteira.

De assinalar, ainda, que cerca de 13% dos consumidores de eletricidade e de 3,4% 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 apresentaram uma acentuada volatilidade e incerteza na sua evolução, tendo-se reduzido durante o ano de 2024 face a 2023 (-28% no preço de eletricidade e cerca de -10% no preço do gás natural).

No setor elétrico, em 2024, as tarifas reguladas de acesso às redes observaram variações de +29% face a 2023, considerando os valores médios do ano das tarifas de Acesso às Redes em 2023. Os aumentos significativos foram justificados essencialmente pelo facto de as tarifas de Acesso às Redes em 2023 terem sido negativas, por via de custos de interesse económico geral (CIEG) também de valor negativo. 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 maio e de junho a dezembro.

No setor de gás natural, no ano gás 2024-2025, verificaram-se variações das tarifas reguladas de acesso às redes entre +7,3% e +13,8% face ao ano gás 2023-2024, consoante os níveis de pressão e o tipo de consumidor, provocadas, em grande medida, por uma redução significativa da procura, que se acentua desde 2022. A diminuição do consumo do gás natural resulta, entre outros fatores, da crise energética de preços e da resposta europeia à redução da dependência externa face aos combustíveis fósseis, estabelecendo objetivos de redução do consumo de gás.

Em 2024, os preços do mercado retalhista tiveram uma evolução distinta nos mercados da eletricidade e do gás natural. Enquanto no mercado da eletricidade se verificou um aumento dos preços médios, muito por via da já referida variação das tarifas de Acesso às Redes, no mercado do gás registou-se uma descida do preço de venda final, em linha com a evolução do preço do gás natural nos mercados internacionais.

Redes inteligentes de eletricidade

No final de 2024, cerca de 6,42 milhões de clientes Baixa Tensão Normal (BTN) de Portugal continental (i.e., 99%) tinham contador inteligente instalado e cerca de 6,36 milhões (i.e., 98%) estavam integrados em rede inteligente. O processo de instalação dos contadores inteligentes e da respetiva integração em rede

inteligente, em Portugal continental, está, no essencial, praticamente concluído, em linha com o objetivo estabelecido pelo Governo.

Nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, estão também em curso operações de *rollout* de contadores inteligentes e disponibilização dos serviços das redes inteligentes. Os respetivos operadores de rede estimam a sua conclusão em 2028, no caso dos Açores e em 2026 no da Madeira.

Outros desenvolvimentos relevantes no mercado

A ERSE aprovou em 2024 a lista de indicadores de desempenho das redes inteligentes, no âmbito da lei e do artigo 59.º da Diretiva do mercado interno de eletricidade. Estes indicadores cobrem 10 dimensões de desempenho das redes e servirão de base a um relatório bianual, a publicar pela ERSE, de monitorização do funcionamento das redes de transporte e de distribuição de energia elétrica, tendo em vista o desenvolvimento de uma rede inteligente que promova a eficiência energética e a integração da energia de fontes renováveis.

Durante 2024 decorreu o concurso para atribuição de direitos de injeção de gases renováveis nas redes de transporte e de distribuição de gás[5], no valor de 120 GWh/ano para hidrogénio e de 150 GWh/ano para biometano. O modelo de concurso atribui o direito de venda do gás injetado na rede pelo preço resultante do leilão, por um período de 10 anos. Os gases renováveis serão comprados pelo comercializador de último recurso grossista e o sobrecusto face ao preço do MIBGAS deverá ser financiado pelo Fundo Ambiental.

Decorreu também um concurso para financiamento de projetos de armazenamento em baterias *behind-the-meter*[6], associados a centros eletroprodutores de fonte renovável, com o objetivo de 500 MW de potência a apoiar. Este leilão atribuiu apoios ao investimento, na condição de prestação de serviços de sistema e resolução de restrições técnicas.

Ambos os concursos encerraram já em 2025.

Visando garantir a continuidade da unidade de desvios de comercialização (udc), a ERSE aprovou a Diretiva n.º 11/2024, de 22 de março, no seguimento de solicitação dos pequenos comercializadores, a atuar no mercado liberalizado, de alteração do prazo de vigência da udc, através da extensão do prazo ainda

[5] Portaria n.º 15/2023, de 4 de janeiro

[6] Portaria n.º 176-B/2024/1, de 30 de julho

transitório, sendo esta fundamentada pelo facto da inexistência, à data, de BRPs em regime de mercado que acautelem o tratamento dos desvios dos pequenos comercializadores até aqui acolhidos na udc.

Ao nível do gás natural, no seguimento das regras para o apuramento das entidades a incluir na lista de operadores dominantes, bem como de Despacho do membro do Governo responsável pela área da Energia, que estabeleceu as condições aplicáveis aos operadores dominantes do SNG no desempenho do serviço de criação de mercado, a ERSE aprovou, durante o mês de abril de 2024, a Decisão com a Lista de operadores dominantes do setor do gás natural prevista no Decreto-Lei n.º 70/2022, de 14 de outubro e volume máximo de transação previsto no Despacho n.º 7310/2023, de 11 de julho.

No âmbito da publicação do Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro, que alterou o quadro legal relativo ao financiamento dos custos com a tarifa social, a ERSE alterou o regime de gestão de riscos e garantias no SEN e no SNG, visando a integração dos custos de financiamento da tarifa social da eletricidade enquanto responsabilidade individual. Para o efeito a ERSE aprovou a Diretiva n.º 15/2024, de 28 de maio.

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 dos mercados de serviços de sistema, cuja operacionalização é da responsabilidade da REN – Rede Eléctrica Nacional S.A., na sua função de Gestão Técnica Global do SEN, nos termos do ROR[7] e do MPGGS[8].

A energia mobilizada na resolução de restrições técnicas e a banda de regulação secundária contratada comportam custos que se distribuem pelos consumos. Adicionalmente, os custos e receitas da mobilização de energia de regulação secundária, energia de reserva de regulação, energia de reservas de Restabelecimento da Frequência com ativação manual (mFRR)[9] e energia de reservas de reposição (RR), em cada período de liquidação de desvios (*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[10] e dos mercados de serviços de sistema nos custos imputados aos comercializadores em 2024, com desagregação da parcela relativa aos mercados diário e intradiário e da que respeita aos mercados de serviços de sistema.

A Figura 3-1 permite ainda verificar que o preço dos mercados de serviços de sistema foi essencialmente condicionado pelos custos associados à contratação de banda de regulação secundária, à resolução de

7 O Regulamento de Operação das Redes do setor elétrico
foi aprovado pelo Regulamento n.º 816/2023, de 27 de julho, no seguimento da Consulta Pública n.º 113.

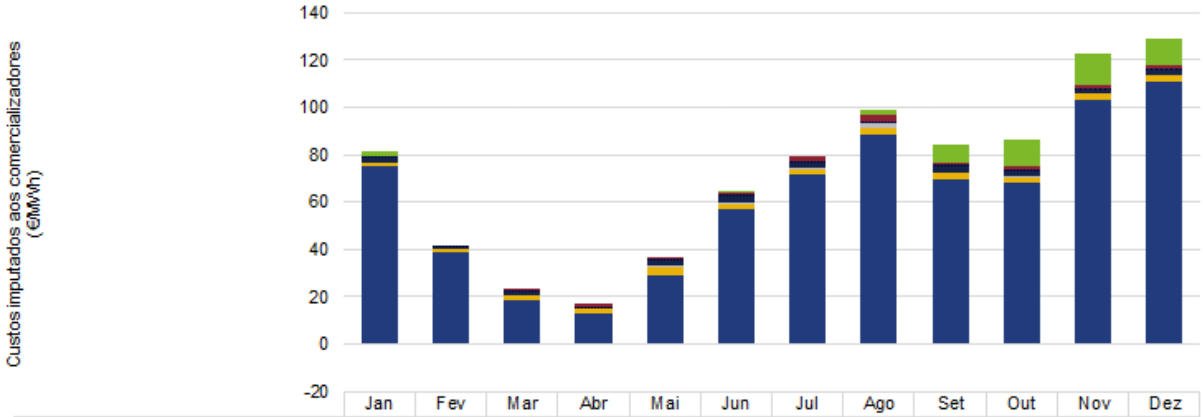
8 O MPGGS foi aprovado pela Diretiva n.º 19/2023, de 26 de dezembro.

9 A 14 de março de 2024 a GGS substituiu o produto específico de reserva de regulação pelo produto de mFRR, numa plataforma nacional.

10 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).

desvios e, a partir de setembro, de restrições técnicas no PDBF, tendo as restantes componentes uma expressão menos significativa.

Figura 3-1 – Repercussão dos mercados diário e intradiário e de serviços de sistema nos custos imputados aos comercializadores a atuar em Portugal, 2024



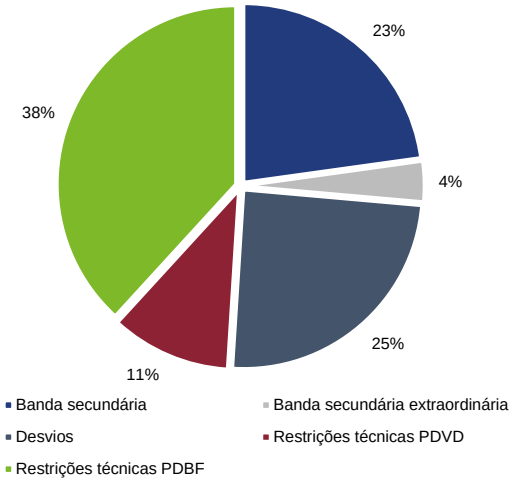
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Total mercados de serviços de sistema	6,43	3,15	4,50	4,73	7,65	6,88	7,39	10,55	14,78	18,08	19,59	18,30
Restrições técnicas PDBF	1,86	0,00	0,00	0,00	0,00	0,11	0,00	1,71	7,70	11,05	13,49	11,19
Restrições técnicas PDVD	0,00	0,00	0,84	1,95	0,69	0,77	1,91	2,82	0,77	1,64	1,34	1,04
Desvios	3,08	1,47	1,69	0,15	2,80	3,54	2,56	1,10	3,39	2,78	2,35	2,74
Banda secundária extraordinária	0,00	0,00	0,00	0,00	0,21	0,62	0,63	2,08	0,20	0,43	0,19	0,35
Banda secundária	1,49	1,68	1,97	2,62	3,95	1,84	2,29	2,84	2,72	2,18	2,23	2,99
Mercado Diário e Intradiário	74,94	38,79	18,83	12,60	28,73	57,35	71,81	88,30	69,44	68,18	103,42	110,55

Fonte: dados REN. Nota: PDBF – Programa Diário Base de Funcionamento e PDVD – Programa Diário Viável Definitivo

Os mercados de serviços de sistema representaram, em 2024, um custo médio ponderado de 7,66 EUR/MWh, face a um preço médio ponderado nos mercados diário e intradiário de 61,93 EUR/MWh, o que traduz uma redução do preço médio de mercado diário e intradiário de cerca de 30% face ao ano anterior, tendo o custo médio dos mercados de serviços de sistema observado um expressivo aumento face aos 2,92 EUR/MWh verificados em 2023.

A Figura 3-2 apresenta a repartição dos custos dos mercados de serviços de sistema, confirmando-se o peso da resolução de restrições técnicas do PDBF, seguida pela resolução de desvios e contratação de banda de regulação secundária.

Figura 3-2 – Repartição dos custos dos mercados de serviços de sistema, 2024



Fonte: dados REN

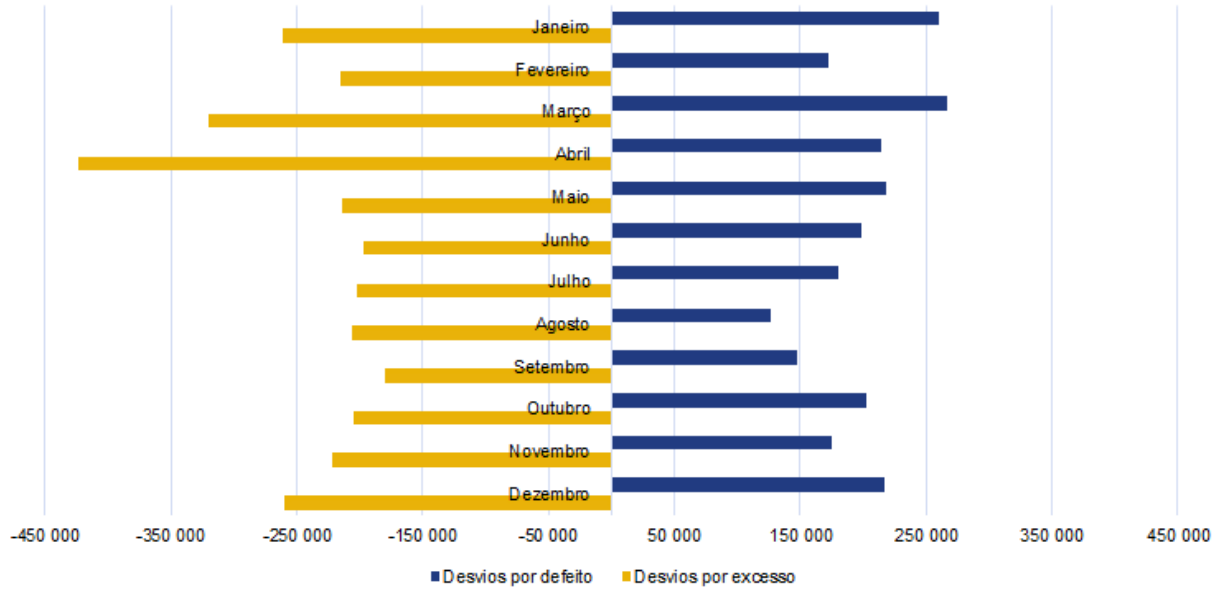
A valorização dos desvios em cada hora corresponde exatamente aos custos variáveis de regulação, a pagar aos agentes que solucionam o desequilíbrio através da participação nos mercados de serviços de sistema (prestadores de serviços de sistema - BSP).

A Figura 3-3 apresenta a evolução das energias de desvio, por defeito[11] e por excesso[12], verificadas ao longo de 2024. Face a 2023, registou-se um aumento dos desvios por excesso, com variação na média mensal de 204 GWh para 242 GWh, compensado por uma redução dos desvios por defeito, com variação na média mensal de 203 GWh para 198 GWh. Em termos totais, verificou-se um ligeiro aumento do valor ocorrido em 2023 de 4879 GWh para 5290 GWh em 2024.

[11] 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.

[12] 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), 2024



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 mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição em Portugal continental encontra-se estabelecido no Regulamento Tarifário do setor elétrico, aprovado pelo Regulamento n.º 828/2023, publicado no Diário da República, 2.ª série, de 28 de julho, na sua atual redação.

Este mecanismo aplica-se ao operador da RND, considera as perdas totais nos 3 níveis de tensão (AT, MT e BT) e os seus parâmetros são estabelecidos para cada período de regulação.

Para o período de regulação 2022-2025, este mecanismo de incentivo é constituído por três componentes, uma delas diretamente associada aos resultados do balanço anual de energia (componente 1) e outras duas associadas aos resultados alcançados com as ações de mitigação do consumo ilícito desenvolvidas pelo operador da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade (RND) (componentes 2 e 3).

O incentivo à redução de perdas na rede de distribuição (PP) é calculado da seguinte forma:

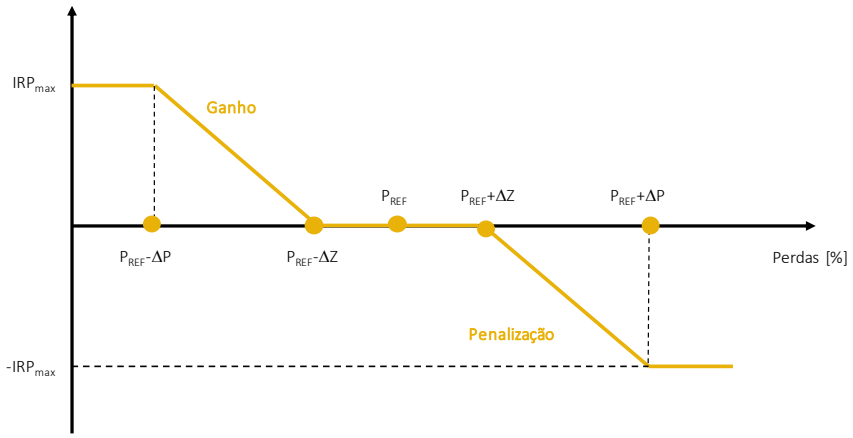
$$PP = PP_1 + PP_2 + PP_3$$

COMPONENTE 1

A componente 1 do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição é baseada no balanço anual de energia com os valores de percentagem das perdas referidos à energia medida à entrada e corresponde a um mecanismo simétrico com valorização indexada ao valor unitário da energia em mercado e que inclui uma zona de banda neutra, tal como ilustrado na Figura 3-4.

Para efeitos da componente 1 do incentivo e para todo o período de regulação 2022-2025, foi assumido um preço da energia no mercado diário de 50 EUR/MWh.

Figura 3-4 – Componente 1 do mecanismo de incentivo para o período de regulação 2022-2025



O Quadro 3-1 resume os parâmetros da componente 1 do incentivo à redução das perdas em 2023.

Quadro 3-1 – Parâmetros da componente 1 em 2023

Valor das perdas de referência P_{REF} (%)	Valor de ΔZ (%)	Valor de ΔP (%)	Valorização das perdas V_{P1} (€/MWh)	Valor máximo do prémio ou penalidade IRP_{max}=-IRP_{min} (€)
8,25	0,75	2,5	25,0	20 000 000

Aplicação em 2023 da componente 1

Em 2023, o valor das perdas nas redes de distribuição referido à energia entrada foi de 7,80%, tal como ilustrado na Figura 3-5 que apresenta a evolução das perdas nas redes de distribuição, verificadas entre 2014 e 2023, no referencial de entrada.

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

Fonte: ERSE

Sendo 7,80% o valor das perdas verificado em 2023, este situa-se abaixo das perdas de referência (8,25%), mas, estando dentro da banda neutra (limite 7,50%), não há lugar a qualquer prémio pelo seu desempenho.

Nestes termos, a componente 1 do incentivo é nula:

$$PP_1 = 0$$

COMPONENTE 2

A componente 2 do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição corresponde a uma partilha direta com o operador da RND dos resultados obtidos nas ações de combate ao consumo ilícito. O montante recuperado por estas ações (MR) é partilhado em função do valor de uma percentagem de partilha (k), definida para o período de regulação.

A componente 2 (PP_2) é calculada da seguinte forma:

$$PP_2 = k \times MR$$

O valor da percentagem de partilha (k) definido para o período de regulação 2022-2025 é k = 25%.

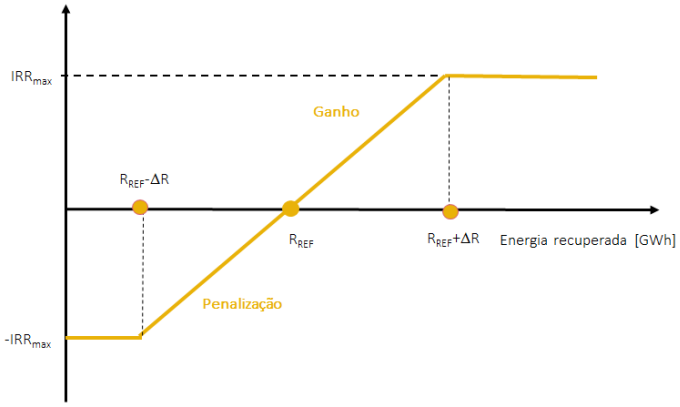
De acordo com a informação do operador da RND, o valor do montante recuperado no âmbito da componente 2 em 2023 foi de 8 694 077 euros. Sendo o valor da percentagem de partilha k = 25%, o prémio a receber pelo operador da RND no âmbito da componente 2 é de

PP2 = 8 694 077 x 0,25 = 2 173 519 €

COMPONENTE 3

A componente 3 do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição corresponde a um incentivo adicional (prémio ou penalização) aplicado ao sucesso das ações de combate ao consumo ilícito. Corresponde a um mecanismo de incentivo do tipo linear, limitado a um valor máximo de prémio ou de penalidade em função da energia recuperada anualmente, tal como ilustrado na Figura 3-6.

Figura 3-6 – Componente 3 do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição



Fonte: ERSE

O Quadro 3-2 resume os parâmetros da componente 3 do incentivo à redução das perdas nas redes de distribuição em 2023.

Quadro 3-2 - Parâmetros da componente 3 do incentivo em 2023

Valor de referência R_{REF} (GWh)	Valorização unitária da energia recuperada V_{p3} (€/MWh)	Valor máximo do prémio ou penalidade IRR_{max}=-IRR_{min} = R_{REF} x V_{p3} (€)
126	50	6 300 000

Fonte: ERSE

De acordo com a informação do operador da RND, a energia recuperada em 2023 no âmbito da componente 3 do incentivo foi 126,227 GWh. Sendo o valor de referência RREF = 126 GWh, e a valorização unitária da energia recuperada Vp3 = 50 EUR/MWh, o operador da RND tem direito a um prémio de

$$PP3 = (126\ 227 - 126\ 000) \times 50 = 11\ 350\ €$$

Aplicação do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição em 2023

Nos termos atrás descritos, a aplicação do incentivo à redução de perdas na rede de distribuição ao ano de 2023 resulta num prémio no valor de:

$$PP = PP_1 + PP_2 + PP_3$$

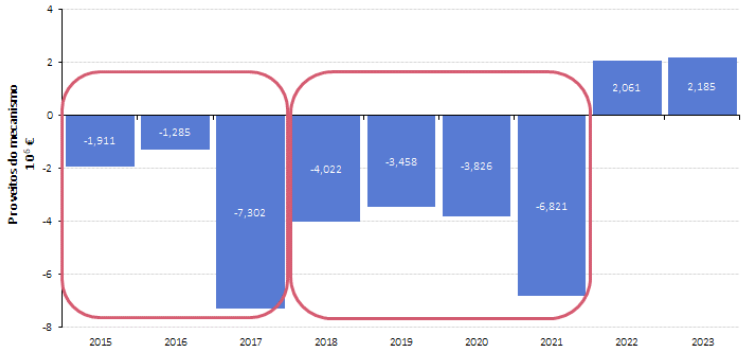
$$PP = 0 + 2\ 173\ 519 + 11\ 350 = 2\ 184\ 869\ €$$

Em 2023, o operador recebe um prémio de 2,185 milhões de euros devido ao desempenho das componentes 2 e 3 do incentivo, dado que a componente 1 não teve contribuição pelo facto do valor das perdas ter ocorrido na banda neutra.

Figura 3-7 apresenta a evolução dos montantes resultantes da aplicação do mecanismo de incentivo à redução das perdas nas redes de distribuição desde 2015, sendo de realçar que, pelo segundo ano consecutivo, o operador da RND recebe um prémio após o período de penalizações ocorrido entre 2012 e 2021 pelo facto do valor das perdas reais ocorridas ser superior ao valor limite da banda neutra.

Em 2023, o operador recebe um prémio de 2,185 milhões de euros devido ao desempenho das componentes 2 e 3 do incentivo, dado que a componente 1 não teve contribuição pelo facto do valor das perdas ter ocorrido na banda neutra.

Figura 3-7 - Evolução dos montantes associados à aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição



Fonte: ERSE

3.1.1.2 QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

Para Portugal continental e para as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, o 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 2024[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 826/2023, publicado no Diário da República, 2.ª série, de 28 de julho, alterado pela Diretiva n.º 21/2024, de 11 de dezembro.

[14] Além deste tema, o RQS estabelece ainda obrigações relativas à qualidade da energia elétrica 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:

Quadro 3-3 – Indicadores gerais de continuidade de serviço em Portugal continental, 2024

Nível Tensão	Indicador	Interrupções		
		Previstas	Acidentais	
			Responsabilidade Operador	Eventos Excecionais
Transporte MAT	TIE (min)	0,00	0,02	0,00
	SAIFI (int)	0,00	0,01	0,00
	SAIDI (min)	0,00	0,04	0,00
	MAIFI (int)	0,00	0,02	0,00
Distribuição AT	SAIFI (int)	0,00	0,12	0,03
	SAIDI (min)	0,00	10,16	3,96
	MAIFI (int)	0,00	0,44	0,02
Distribuição MT	TIEPI (min)	0,01	49,53	22,34
	SAIFI (int)	0,00	1,37	0,30
	SAIDI (min)	0,03	61,25	32,30
	MAIFI (int)	0,00	8,22	0,53
Distribuição BT	SAIFI (int)	0,01	1,32	0,24
	SAIDI (min)	0,87	69,70	24,98

Fonte: dados REN e dados E-REDES

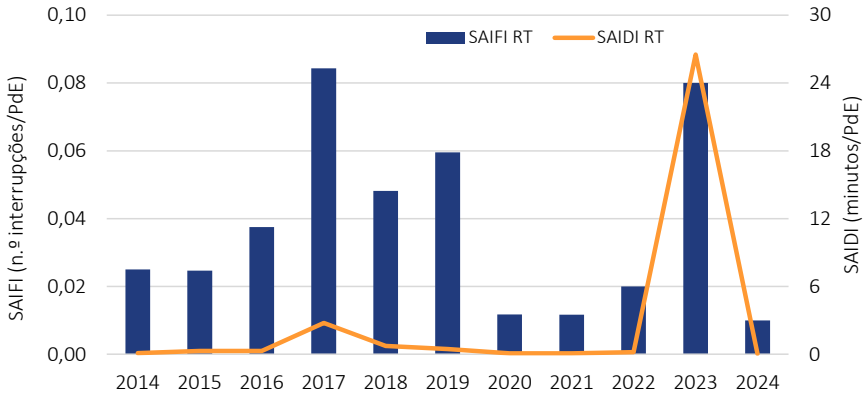
No que respeita a 2024, os indicadores de continuidade de serviço que avaliam o desempenho da rede de transporte apresentaram uma redução dos valores quando comparados com os valores registados no último ano. O reduzido número de interrupções que se tem registado nos pontos de entrega da rede de transporte é demonstrativo do nível de fiabilidade desta rede.

Em 2024, os valores dos indicadores de continuidade de serviço demonstram que, para as redes de distribuição, as interrupções acidentais são as que têm um impacto mais significativo (Quadro 3-3). Este desempenho esteve relacionado com diversas causas, como por exemplo, avarias em equipamentos elétricos, avarias resultantes de atividades de manutenção da rede e fenómenos naturais.

A Figura 3-8 e a Figura 3-9 apresentam a evolução anual dos valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço registados, respetivamente, na rede de transporte e nas redes de distribuição em Portugal continental, entre 2014 e 2024.

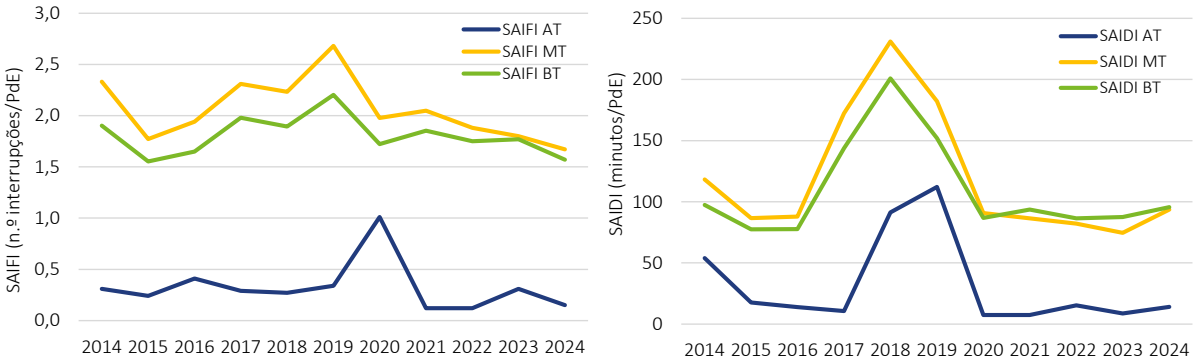
https://www.erse.pt/eletricidade/qualidade-de-servico/#relatorio-anual
https://www.erse.pt/eletricidade/qualidade-de-servico/#tecnica

Figura 3-8 - Evolução dos valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço na rede de transporte, em Portugal continental



Fonte: dados REN – Rede Eléctrica Nacional

Figura 3-9 - Evolução dos valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço nas redes de distribuição, em Portugal continental



Fonte: dados E-REDES

Adicionalmente, o RQS estabelece padrões individuais de continuidade de serviço (número e duração anual 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 2024, o principal operador da rede de distribuição (E-REDES) disponibilizou dados provisórios sobre os incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço: o número de

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

incumprimentos foi cerca de 72 461, dos quais 71 268 foram relativos à duração das interrupções e 1 193 ao número de interrupções, tendo sido pagos aos clientes cerca de 824 mil euros em compensações. Em 2023, o número de incumprimentos tinha sido de 48 426, dos quais 46 722 foram relativos à duração das interrupções e 1 704 ao número total de interrupções, tendo sido pagos aos clientes cerca de 496 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 2024.

Quadro 3-4 – Valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço na RAA, 2024

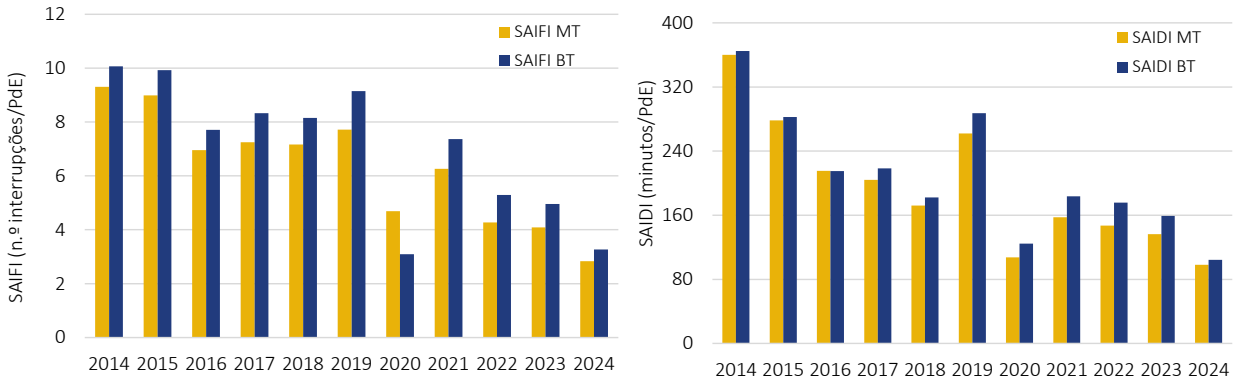
Nível Tensão	Indicador	Interrupções		
		Previstas	Acidentais	
			Responsabilidade Operador	Eventos Excecionais
Distribuição MT	TIEPI (min)	16,08	28,38	9,26
	SAIFI (int)	0,40	2,01	0,42
	SAIDI (min)	34,66	46,96	16,49
	MAIFI (int)	0,97	1,64	0,06
Distribuição BT	SAIFI (int)	0,49	2,31	0,50
	SAIDI (min)	30,98	53,19	20,11

Fonte: dados EDA

Em 2024, verificou-se uma melhoria na continuidade do serviço na RAA, resultado de uma redução generalizada das interrupções, abrangendo não apenas as de natureza acidental da responsabilidade do operador de rede, mas também as interrupções previstas e as associadas a eventos excecionais.

A Figura 3-10 apresenta a evolução anual dos valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço registados nas redes de distribuição na RAA, entre 2014 e 2024.

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



Fonte: dados EDA

Na RAA, em 2024, registaram-se três situações de incumprimento de padrões individuais de continuidade de serviço, relativos à duração das interrupções, verificados em clientes de MT (um cliente) e BTN (dois clientes), tendo sido pagos aos clientes cerca de 1 012 euros em compensações. Em 2023, o número de incumprimentos tinha sido de 12, apenas relativos à duração das interrupções, tendo sido pagos aos clientes cerca de 226 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 2024.

Quadro 3-5 – Valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço na RAM, 2024

Nível Tensão	Indicador	Interrupções		
		Previstas	Acidentais	
			Responsabilidade Operador	Eventos Excecionais
Distribuição MT	TIEPI (min)	11,86	12,99	2,37
	SAIFI (int)	0,16	0,52	0,03
	SAIDI (min)	15,94	20,48	3,75
	MAIFI (int)	0,03	0,50	0,02
Distribuição BT	SAIFI (int)	0,15	0,46	0,03
	SAIDI (min)	15,61	19,42	1,89

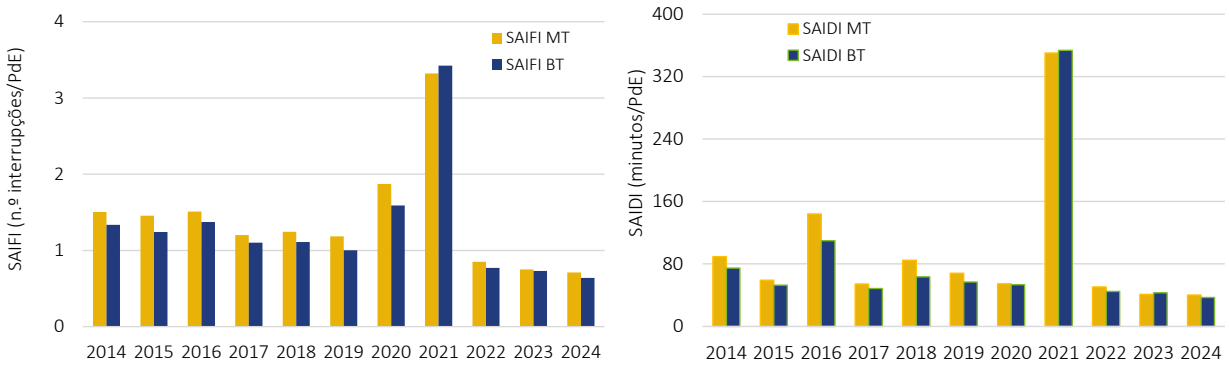
Fonte: dados EEM

No que respeita a 2024, a continuidade de serviço percecionada pelos clientes da RAM registou uma ligeira melhoria face ao ano anterior. Para estes resultados contribuiu de forma mais expressiva a redução das

interrupções previstas. Destaca-se que a tendência anual de melhoria da generalidade dos valores dos indicadores de continuidade de serviço prossegue ao longo dos anos, com exceção de 2021, que foi marcado pela ocorrência de condições meteorológicas extremas, que afetaram diversas infraestruturas elétricas, provocando o apagão do sistema elétrico da Ilha da Madeira.

A Figura 3-11 apresenta a evolução anual dos valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço registados nas redes de distribuição na RAM, entre 2014 e 2024.

Figura 3-11 - Evolução dos valores dos indicadores gerais de continuidade de serviço nas redes de distribuição, na RAM



Fonte: dados EEM

Em 2024, o número de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço foi de 136, relativos à duração das interrupções, verificados em clientes de BTN, tendo sido pagos aos clientes cerca de 1 847 euros em compensações. Em 2023, tinham sido registados 41 incumprimentos, relativos à duração das interrupções, tendo sido pagos aos clientes cerca de 1 316 euros em compensações.

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[18].

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, e é determinado através de uma função estabelecida no RQS, cujo valor máximo, do prémio ou da penalidade, correspondeu a 6 milhões de euros em 2024. 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 MT que apresentaram anualmente o pior valor de SAIDI MT. Para a determinação deste valor do SAIDI MT 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. 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 2024.

Para 2024, e em relação ao montante da "componente 1" do mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço, com base nos valores de 40 514 GWh de energia distribuída e de 49,48 minutos de TIEPI MT, estimou-se o valor de 3,80 GWh para a energia não distribuída, valor que corresponde a um aumento dos proveitos do operador da RND em cerca de 2,7 milhões de euros. No que respeita à "componente 2" do mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço, com base no valor de

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

310,75 minutos obtido para o SAIDI MT relativo ao conjunto dos 5% dos postos de transformação de distribuição e de clientes em MT que apresentaram pior desempenho, o valor do montante obtido como proveito foi de 3 milhões de euros.

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 responsável pela área da energia pode tomar, a título transitório e temporariamente, as medidas de salvaguarda necessárias[19].

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.

Com a publicação do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece 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 com remuneração garantida, cabe referir o Despacho n.º 10835/2020, de 4 de novembro, da DGEG[20], que prevê, em situações excecionais de exploração do SEN, nomeadamente,

[19] Artigo 101.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual.

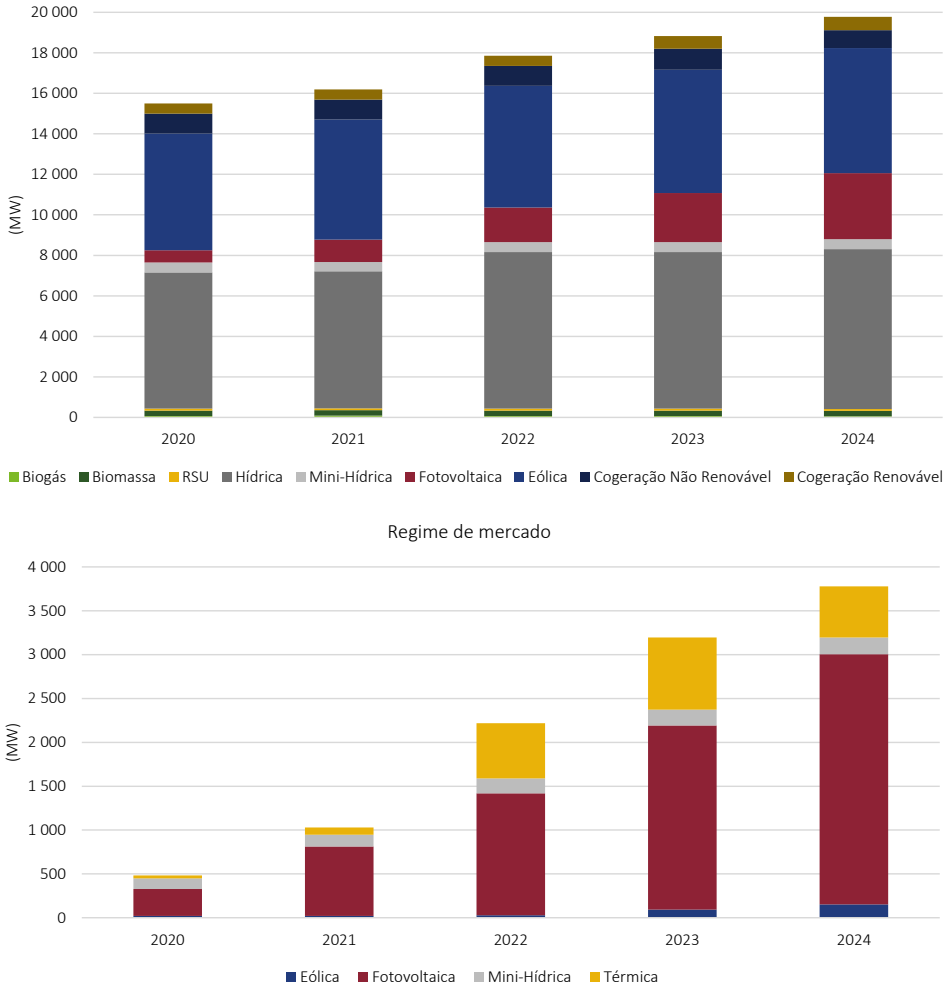
[20] Despacho n.º 10835/2020, de 4 de novembro, da DGEG, que estabelece regras e procedimentos necessários para a redução de potência da produção em regime especial que beneficie de um regime de remuneração garantida ou outro regime bonificado de apoio à remuneração.

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 global do SEN com o intuito de controlar as instalações de produção em regime especial com remuneração garantida, para que não excedam um determinado valor de potência.

Em 2024, 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 88% da potência instalada total em Portugal continental. No período de 2020 a 2024, este peso variou entre 76% e 88%.

A Figura 3-12 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 2020 a 2024. Destaca-se em 2024 a existência de cerca de 3 780 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 (5%), solar fotovoltaica (76%), eólica (4%) e térmica (15%).

Figura 3-12 – Potência instalada da produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração, 2020 a 2024



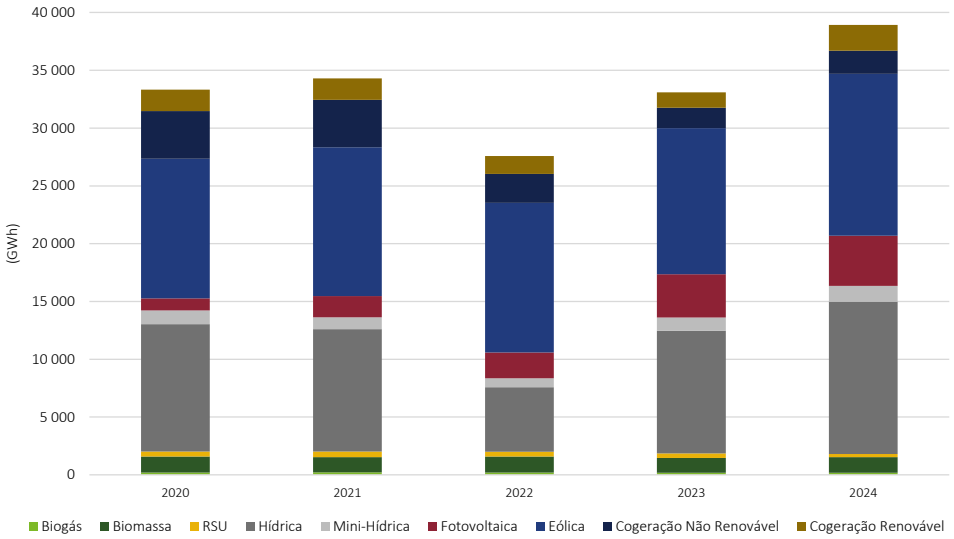
Fonte: dados REN

Nota: RSU designa Resíduos Sólidos Urbanos

Relativamente à energia elétrica produzida em 2024, cerca de 39 TWh tiveram origem na produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração, representando 85% do total de energia elétrica produzida, valor que, entre 2020 e 2024, se situou entre 68% e 85%.

A Figura 3-13 apresenta a evolução da energia elétrica produzida através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração para os anos de 2020 a 2024, desagregada por tecnologia.

Figura 3-13 –Produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração, 2020 a 2024



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.

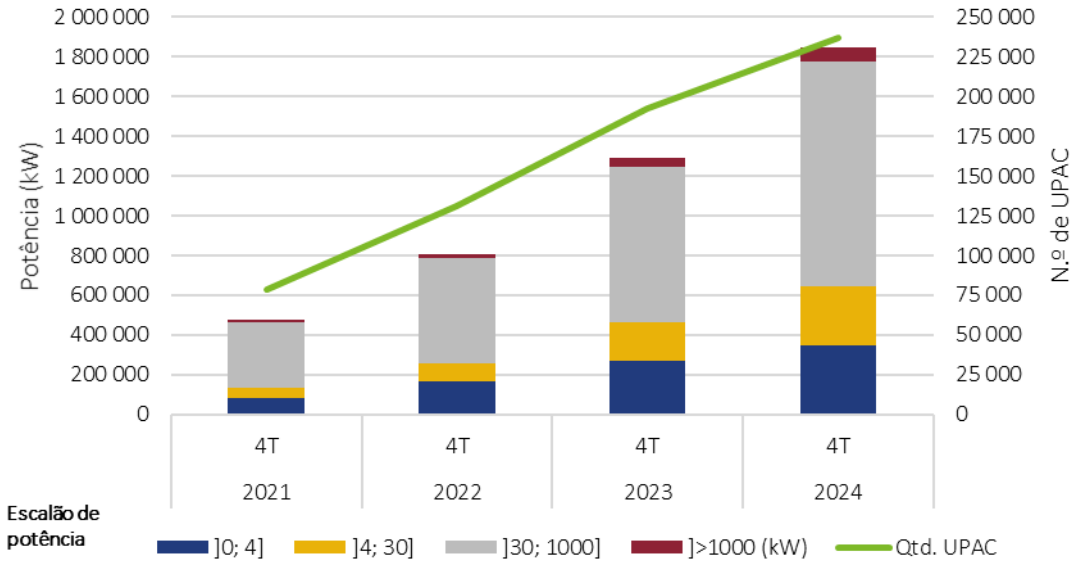
Em 2024, verificou-se um aumento acentuado da produção de origem hídrica face a 2023, devido ao regime hidrológico mais favorável, e da solar fotovoltaica, devido ao aumento de potência instalada.

AUTOCONSUMO E COMUNIDADES DE ENERGIA

Na vigência do atual quadro legal e regulamentar, nos últimos três anos, o número de unidades de produção para autoconsumo (UPAC) triplicou, aumentando de 78 841 em 2021 para 236 888 em 2024, e a potência instalada quase quadruplicou, passando de 478 MW para 1 846 MW. A Figura 3-14 mostra, para Portugal continental, o crescimento do número de autoconsumidores, principalmente no segmento de potência até 4 kW. A potência instalada aumentou principalmente no segmento de potência entre 30 kW e 1 000 kW.

Estima-se que a energia produzida e autoconsumida represente 73% da produção total estimada[21] de autoconsumo que, em 2024, foi 2 013 GWh. A energia excedente do autoconsumo e injetada na rede totalizou 542 GWh, e 43% desta energia foi transacionada.

Figura 3-14 - Evolução da potência instalada e do número de UPAC, de 2021 a 2024



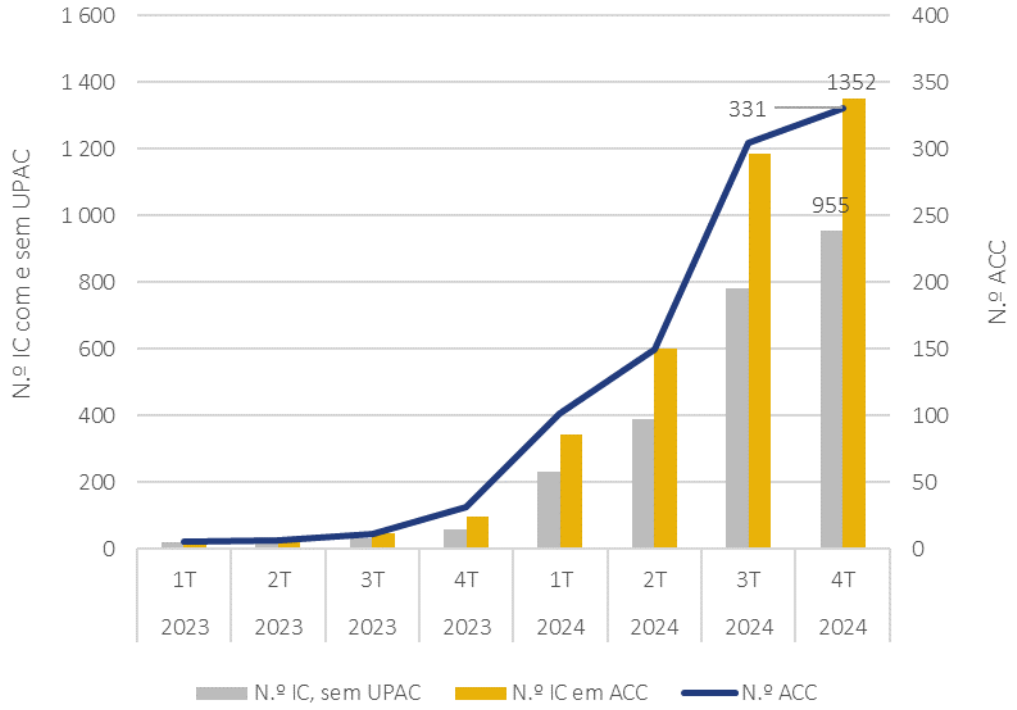
Fonte: E-REDES

No desenvolvimento do autoconsumo coletivo (ACC) verifica-se evolução relevante desde o final de 2023, como ilustrado na Figura 3-15. No final de 2024, existiam 331 ACC, com 1 352 instalações de consumo (IC) participantes. No final de 2024, verificava-se também a existência de dois ACC na Região Autónoma da Madeira, com 13 IC participantes.

Quanto aos modos de partilha utilizados, cuja escolha é da responsabilidade da Entidade Gestora do Autoconsumo Coletivo (EGAC), prevalece o modo "proporcional ao consumo", existindo ainda um exemplo de utilização de partilha através de "coeficientes dinâmicos". Na Região Autónoma da Madeira ambos os ACC adotam o modo de partilha "coeficientes fixos".

[21] Tendo em consideração as horas de funcionamento médias anuais para o autoconsumo solar fotovoltaico, com base nas Estatísticas Rápidas das Renováveis da DGEG, e adaptadas à potência instalada indicada pela E-Redes.

Figura 3-15 – Evolução do autoconsumo coletivo em Portugal continental



Fonte: dados E-REDES

3.1.1.5 DESENVOLVIMENTOS REGULAMENTARES

Condições Gerais para acesso à Rede com Restrições

Em 2023, na sequência da Consulta Pública n.º 113, a ERSE aprovou alterações ao Regulamento de Acesso às Redes e Interligações (RARI[22]).

O novo RARI vem contribuir para concretizar o quadro legal instituído pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, designadamente a possibilidade do acesso às redes com restrições para a capacidade de injeção na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) permitindo, por um lado, otimizar a utilização dos ativos da rede e, por outro lado, concretizar um modelo de planeamento e gestão probabilística das redes assente num modelo inovador de gestão ativa, dinâmica e flexível, que possibilite a integração de nova produção a partir de energias renováveis, contribuindo para atingir os objetivos nacionais da transição energética.

[22] O RARI foi aprovado pelo Regulamento n.º 818/2023, de 27 de julho.

Nesse sentido, a ERSE aprovou, em 2024, as Condições Gerais do Acordo de Acesso com Restrições para as instalações de produção ou de armazenamento autónomo, beneficiando dos contributos recebidos na Consulta Pública n.º 122. Estas condições estabelecem, no âmbito do acesso com restrições, um modelo padrão de relacionamento entre os titulares das instalações de produção ou de armazenamento autónomo e os operadores das redes, nomeadamente no que se refere às suas responsabilidades e obrigações.

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

Tendo em consideração a Diretiva n.º 5/2023, de 16 de janeiro, que aprova o regime de incentivos para a gestão otimizada de licenças de emissão de CO_2 nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, durante o ano de 2024 estimaram-se os incentivos a aplicar ao ano de 2023, em conformidade com o enquadramento estabelecido.

Implementação do Mercado de Banda de Reserva de Restabelecimento da Frequência com ativação manual (BmFRR)

O ROR, aprovado pela ERSE através do Regulamento n.º 816/2023, de 27 de julho, incorporou o desenho europeu dos mercados de balanço ou equilíbrio do sistema elétrico e determina que o GGS deve adotar os produtos normalizados de balanço, nomeadamente, os produtos de mFRR e de aFRR, aderindo às respetivas plataformas europeias, a plataforma MARI e a plataforma PICASSO, respetivamente.

O detalhe dos serviços de sistema, incluindo os serviços de balanço ou equilíbrio, está definido no MPGGS, aprovado pela ERSE através da Diretiva n.º 19/2023, de 26 de dezembro, ao abrigo do ROR e do RRC, aprovados pela ERSE através, respetivamente, do Regulamento n.º 816/2023, publicado no Diário da República, 2.ª Série, n.º 145, de 27 de julho de 2023, e do Regulamento n.º 827/2023, publicado no Diário da República, 2ª série, nº 146, de 28 de julho de 2023.

Após a alteração regulamentar operada pela Diretiva n.º 18/2023, de 22 de dezembro, não se registaram alterações ao enquadramento regulamentar do produto específico BmFRR.

Projeto-piloto de prestação do serviço de FCR

O ROR (aprovado em 2023) determinou que o GGS apresentasse uma proposta de termos da prestação e contratação do serviço de reserva de contenção da frequência (FCR). Com esse fim, o GGS apresentou à

ERSE uma proposta de projeto-piloto sobre a prestação de FCR. A ERSE aprovou o projeto-piloto [23], que decorrerá durante 2025, e envolve cinco instalações de produção e armazenamento, com vista a testar os sistemas e ferramentas de habilitação, prestação e monitorização do serviço de FCR.

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 e das tarifas transitórias (estas últimas aplicáveis pelos comercializadores de último recurso) [24] 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 2024, incluindo as tarifas de Acesso às Redes, resultam das regras estabelecidas no RT, aprovado pelo Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho, na redação vigente.

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 [25], 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] Informação disponível na página de internet da REN.

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

[25] 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, nomeadamente, 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 BT[26]. As variáveis de faturação incluem termos de potência (potência contratada e potência em horas de ponta), de energia ativa e de energia reativa.

Os preços das tarifas, em cada atividade, são determinados garantindo que a sua estrutura é aderente à estrutura dos custos marginais da atividade e que os proveitos permitidos, em cada atividade, são recuperados. A aplicação das tarifas e a sua faturação assentam nos princípios (i) da uniformidade tarifária, de modo a que o sistema tarifário em vigor se aplique universalmente a todos os clientes, promovendo-se a convergência dos sistemas elétricos de Portugal continental e das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira e (ii) da não discriminação pelo uso final dado à energia, estando as opções tarifárias disponíveis para todos os consumidores de eletricidade.

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 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 às redes e as respetivas variáveis de faturação.

[26] Desde 2024, decorrente do estabelecido no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual (artigo 152.º e seguintes), a metodologia de recuperação dos proveitos permitidos da atividade de operação logística de mudança de comercializador, é realizada através da aplicação de preço regulado e, supletivamente, pela tarifa de UGS. Assim, foi eliminada a tarifa de operação de logística de mudança de comercializador, vigente em anos anteriores.

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		●	●	●	

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 (RME) em vigor em 2024, aprovado pelo Regulamento n.º 854/2019, de 4 de novembro, com alterações subsequentes, os pontos que integram a rede da mobilidade elétrica que estejam ligados à rede pública, suportam o pagamento das tarifas de Acesso às Redes de energia elétrica aplicáveis à mobilidade elétrica. As tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica[27] aplicam-se às entregas aos utilizadores dos veículos elétricos e são constituídas por um preço de energia por período horário, em euros por kWh.[28]

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 CIEG estabelecidos em legislação específica [RT, artigo 54.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 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.

[27] Em 2024, através da Consulta pública n.º 123, a ERSE propôs a eliminação destas tarifas, a qual não foi aprovada face aos comentários recebidos na consulta.

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

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. No que respeita a estas tarifas em particular, há a registar a aplicação de um regime de isenção dos encargos correspondentes aos CIEG, ao abrigo do art.º 212.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual [29], conforme determinado pelo Despacho n.º 1177/2024, de 31 de janeiro, prorrogado pelo Despacho n.º 1393/2025, de 30 de janeiro.

CONTESTAÇÃO DAS DECISÕES TARIFÁRIAS

No ano de 2024, foram propostas por produtores de energia elétrica contra a ERSE seis ações respeitantes à Tarifa Social de eletricidade.

As ações administrativas propostas têm em vista impugnar a Diretiva n.º 1/2024, que procedeu à repartição do financiamento dos custos com a tarifa social de eletricidade, relativamente ao período de 1 de janeiro a 17 de novembro de 2023 e aos ajustamentos de 2018 a 2022, com incidência no ano de 2024, nos termos do Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de agosto, na redação do Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro e ainda do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação originária e os montantes a pagar pelos centros eletroprodutores à REN- Rede Elétrica Nacional, S.A. título de financiamento dos custos de energia elétrica dos consumidores vulneráveis (tarifa social de eletricidade).

No processo n.º 129/24.0BEMDL foi proferida sentença, que absolveu integralmente a ERSE do pedido. A 31 de dezembro de 2024 corria termo para apresentação de recurso pelos Autores.

No processo n.º 940/24.1BELRS, em que a ERSE é contrainteressada, foi apresentada contestação pela REN, enquanto Ré, e pela ERSE, enquanto contrainteressada.

[29] Nos termos da lei, os encargos de CIEG podem ser total ou parcialmente deduzidos às tarifas de acesso às redes a aplicar ao autoconsumo veiculado através da RESP. Os projetos de autoconsumo, individual ou coletivo, ou de comunidades de energia renovável (CER), que envolvam a utilização da RESP e que obtenham as condições para o exercício da sua atividade, nos termos do artigo 11.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual, beneficiam de uma isenção dos encargos correspondentes aos CIEG que incidem sobre as tarifas de Acesso às Redes. Este regime vigora até 31 de dezembro de 2025, nos termos do Despacho n.º 1393/2025, de 30 de janeiro.

No processo n.º 2015/24.4LSB, foi apresentada Contestação (e, já em janeiro de 2025, a Autora apresentou Réplica).

Nos demais processos, após a Petição Inicial, a ERSE contestou, foi apresentada Réplica pelos Autores e a ERSE apresentou Requerimento, pronunciando-se sobre aspetos invocados na mencionada Réplica.

Foram, ainda, propostas por produtores de energia duas ações por referência à Tarifa Social de eletricidade, tendo como Réus a ERSE e a REN. Estas ações têm em vista impugnar a Diretiva n.º 14/2024, que aprova a repartição do financiamento dos custos com a tarifa social de eletricidade, respeitantes ao período de 18 de novembro a 31 de dezembro de 2023 e ao ano de 2024, nos termos do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual e os montantes a pagar pelos centros eletroprodutores à REN a título de financiamento dos custos de energia elétrica dos consumidores vulneráveis (tarifa social).

Em ambas as ações, a ERSE apresentou as contestações. Note-se, contudo, que, no processo n.º 1850/24.8BEPRT, alguns contrainteressados ainda não tinham sido citados até dezembro de 2024.

Foi proposta uma ação pela REN (Processo nº 11796/24.44BELSB) tendo como reú o Município de Ribeira de Pena, respeitante ao pagamento da tarifa social de eletricidade. A ERSE foi indicada como contrainteressada no âmbito deste processo.

A ação proposta pela REN visa ver satisfeito o seu crédito sobre o Réu por montantes não pagos referentes ao financiamento dos custos com a tarifa social de eletricidade.

A ERSE apresentou contestação (uma vez que o Autor considerou a ERSE como contrainteressada), em favor da posição da REN e requerendo a posição de Assistente em favor da pretensão da Autora.

PREÇOS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

As tarifas de Acesso às Redes em vigor em 2024 [30] registaram, para a procura prevista para esse ano, uma variação de 29%, apresentada no Quadro 3-7, que considera os valores médios do ano das tarifas de Acesso às Redes em 2023 e 2024, ou seja, que incluem a fixação excecional de tarifas ocorrida em julho de 2023 e junho de 2024. A variação das tarifas de Acesso às Redes depende das tarifas por atividade associadas com o uso das redes de transporte e de distribuição e a gestão global do sistema, que integra os CIEG. Os

[30] Diretiva n.º 10/2024, de 7 de fevereiro, que aprovou as tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2024. A Diretiva n.º 17/2024, de 24 de junho, aprovou a fixação excecional de tarifas que vigoraram a partir de 1 de junho de 2024.

aumentos significativos em todos os níveis de tensão decorrem essencialmente do facto de as tarifas de Acesso às Redes em 2023 terem sido negativas, por via de CIEG negativos.

Através da Diretiva n.º 17/2024, de 24 de junho, a ERSE procedeu à fixação excecional das tarifas e preços para a energia elétrica, fixando tarifas que vigoraram para o período de 1 de junho a 31 de dezembro de 2024. Os valores apresentados no quadro seguinte refletem o valor médio das tarifas de Acesso às Redes aprovadas em cada um dos anos.

Quadro 3-7 – Tarifas de Acesso às Redes para 2024

	Tarifas 2023 (preços médios) €/kWh*	Tarifas 2024 (preços médios) €/kWh	Variação
Tarifas de Acesso às Redes	**0,04199**	**0,05410**	**29%**
Acesso às Redes em MAT	0,00703	0,00979	39%
Acesso às Redes em AT	0,01265	0,01689	34%
Acesso às Redes em MT	0,02784	0,03585	29%
Acesso às Redes em BTE	0,05683	0,07195	27%
Acesso às Redes em BTN	0,06623	0,08526	29%

* Aplicação das tarifas de 2023 à procura prevista para 2024.

Nota: A análise inclui nos valores de tarifas dos anos 2023 e 2024 o efeito das fixações excecionais de tarifas de julho de 2023 e de junho de 2024.

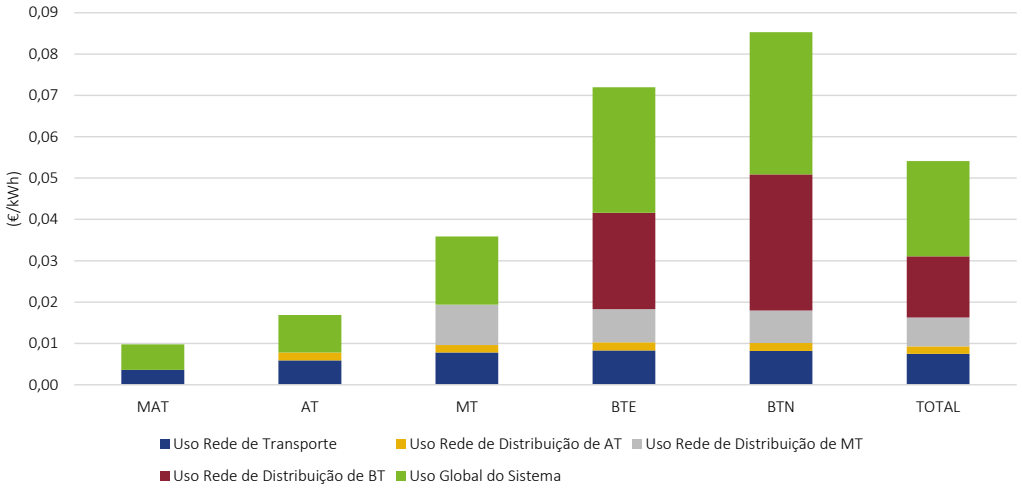
Fonte: dados ERSE

A revisão excecional das tarifas em 2024 foi fundamental para adequar as tarifas de Acesso às Redes às condições de mercado, minimizando a necessidade de ajustamentos nos anos seguintes e o consequente risco de criação de défice tarifário. A forte redução dos preços de energia elétrica nos mercados grossistas nos primeiros meses de 2024, e a expetativa de preços reduzidos para o remanescente do ano, justificaram, assim, a fixação excecional da tarifa de Energia e da tarifa de Uso Global do Sistema e das restantes tarifas que as incorporam[31]. Na ausência de uma revisão excecional das tarifas de Acesso às Redes em 2024, a redução dos preços de energia elétrica nos mercados grossistas verificada provocaria ajustamentos muito avultados nos proveitos permitidos das atividades que suportam os CIEG associados à produção de eletricidade, a devolver às empresas, com o consequente acréscimo das tarifas de Acesso às Redes em 2025 e 2026, ou com a criação de défice tarifário.

[31] Designadamente as tarifas de Acesso às Redes e as tarifas de Venda a Clientes Finais, incluindo as tarifas sociais de Venda a Clientes Finais.

A decomposição, em 2024, do preço médio das tarifas de Acesso às Redes por atividade regulada e para cada nível de tensão é apresentada na Figura 3-16, enquanto na Figura 3-17 se encontra a estrutura do preço médio por atividade regulada para cada nível de tensão.

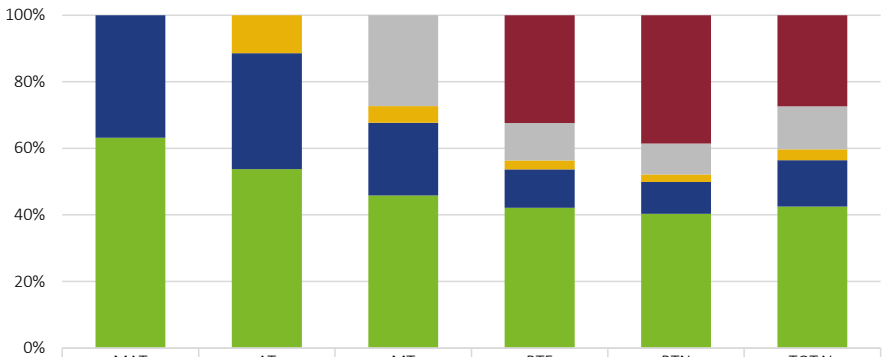
Figura 3-16– Preço médio das tarifas de acesso às redes em 2024, por atividade



Nota: Inclui o efeito da fixação excecional ocorrida em junho de 2024.

Fonte: dados ERSE

Figura 3-17 – Estrutura do preço médio de acesso às redes por atividade regulada para cada nível de tensão, em 2024



	MAT	AT	MT	BTE	BTN	TOTAL
Uso Rede de Distribuição de BT				32,4%	38,6%	27,4%
Uso Rede de Distribuição de MT			27,3%	11,2%	9,3%	12,9%
Uso Rede de Distribuição de AT		11,4%	5,0%	2,7%	2,2%	3,3%
Uso Rede de Transporte	36,8%	34,9%	21,8%	11,6%	9,6%	13,9%
Uso Global do Sistema	63,2%	53,7%	45,9%	42,1%	40,3%	42,5%

Nota: Inclui o efeito da fixação excecional ocorrida em junho de 2024.

Fonte: dados ERSE

DESENVOLVIMENTOS REGULAMENTARES

REVISÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO

Em 28 de março de 2023, a ERSE lançou a Consulta Pública n.º 113 com a proposta de reformulação do RT do setor elétrico, que fundamenta a aprovação de proveitos e tarifas para 2024.

Ao nível da estrutura tarifária, as principais alterações preconizadas visaram concretizar as disposições legais decorrentes do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual, e a introdução de melhorias necessárias. Neste contexto, de salientar, a introdução no RT da tarifa de referência que permite remunerar os produtores em regime de mercado e os excedentes dos autoconsumidores, que sejam representados em mercado pelo agregador de último recurso, a eliminação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador e a sua substituição por um preço regulado, a aprovação da metodologia de repercussão dos CIEG, e alterações às tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às instalações autónomas de armazenamento, às instalações com o estatuto de cliente eletrointensivo, para consumo e para autoconsumo e às tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica.

METODOLOGIAS DE REGULAÇÃO PARA A DETERMINAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

O ano de 2024 foi o terceiro ano do período de regulação 2022-2025. De seguida, resumem-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 são determinados através de uma metodologia de regulação baseada em incentivos do tipo *revenue cap*[32] aplicada ao TOTEX[33], 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

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

[33] *Total Expenditure*, isto é, os gastos totais, de investimento e de exploração.

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) Manutenção da disponibilidade do equipamento da RNT; (ii) Manutenção da qualidade de serviço técnica da RNT; (iii) 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.

- Operador da rede de distribuição – na atividade de distribuição de energia elétrica em alta e média tensão é aplicada uma metodologia do tipo *revenue cap*[34] no TOTEX. Na BT aplica-se uma metodologia do tipo *revenue cap*[35] 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)[36] – metodologia de regulação por incentivos aplicada ao TOTEX que evolui com a aplicação de uma metodologia IPIB-X.

- Comercializador de último recurso – a metodologia aplicada à atividade de comercialização de último recurso foi adaptada à nova realidade da empresa. Neste contexto, aplica-se uma metodologia de regulação do tipo *price cap* aplicado ao OPEX [37] [38], e de *rate of return* aplicada ao *CAPEX* [39].

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

[35] O indutor de custos em BT é o número médio de clientes ligados em BT.

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

[37] *Operational Expenditure* (gastos de exploração).

[38] O indutor de custos é o número de clientes.

[39] *Capital Expenditure* (custos de investimento/com capital).

- Para as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, aplica-se uma regulação por incentivos económicos às empresas responsáveis pela rede elétrica da RAA e RAM: (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*[40] 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 armazenamento destes combustíveis [41] 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% ao 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 ao OPEX das atividades reguladas nas Regiões Autónomas foram 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 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 [42], 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

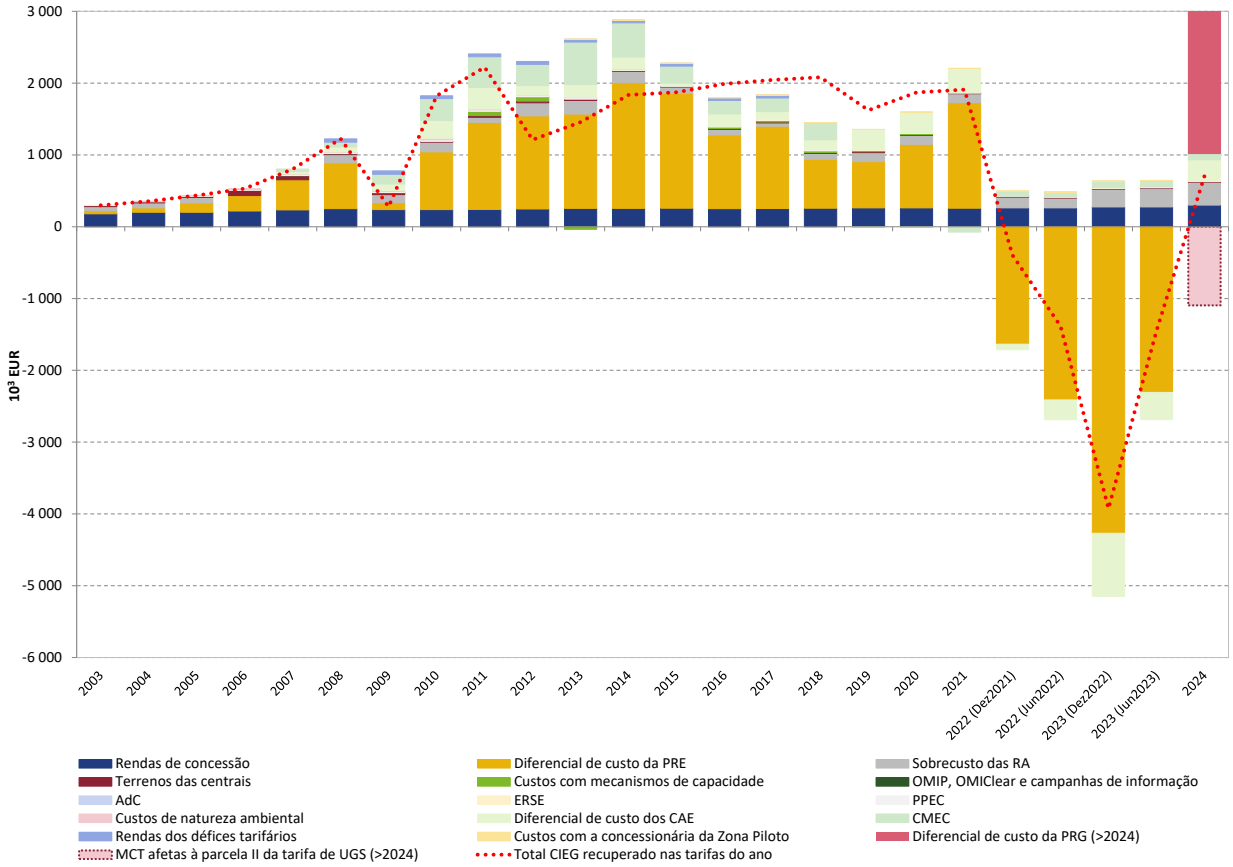
[40] Os indutores de custos na atividade de distribuição em ambas as regiões autónomas são a energia distribuída e o número de clientes. Na atividade de comercialização o indutor de custos é o número de clientes.

[41] 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.

[42] Taxas de remuneração do ativo para 2024 para Portugal continental e Regiões Autónomas – transporte: 4,75%; distribuição: 5,05%.

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. De seguida apresenta-se a evolução destes custos, bem como o respetivo valor que é recuperado nas tarifas em cada ano (linha a tracejado). A diferença entre este montante e o total dos CIEG representa o valor gerado de défice tarifário.

Figura 3-18 – Evolução dos CIEG apurados nas tarifas desde 2003



Notas: 1) Para os anos de 2022 e 2023 são apresentados os valores anuais dos CIEG determinados nas tarifas fixadas em dezembro do ano anterior e na revisão excecional das tarifas ocorrida em junho do próprio ano.

2) Atendendo ao pedido do Conselho Tarifário no âmbito da Consulta Pública n.º 113, para manter a granularidade e consistência da análise da evolução dos CIEG, esta figura mantém os custos com a ERSE e com a AdC em 2024, apesar de no quadro legal e regulamentar em vigor já não serem um CIEG.

Dentro deste conjunto de CIEG, os que atualmente são claramente mais significativos, são os relacionados com a remuneração da energia produzida a partir de fontes renováveis ou cogeração (com exceção da grande hídrica), determinada administrativamente e com as rendas de concessão pagas pelos operadores da rede de distribuição em BT aos municípios.

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[43], da responsabilidade da ERSE.

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

As redes são pagas pelos requisitantes da ligação através dos encargos de ligação à rede (de acordo com as regras aprovadas pela ERSE[44]) 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 2024, 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

[43] Regulamento n.º 827/2023, de 28 de julho, na redação vigente.

[44] Designadamente, através da Diretiva n.º 10/2019, de 4 de abril.

congestionamentos está assente na aplicação de um mecanismo de separação de mercados (*market splitting)*[45].

Relembra-se que o MIBEL entrou em funcionamento a 1 de julho de 2007, tendo por base um mercado diário único e que sustenta o mecanismo de gestão conjunta da interligação Portugal – Espanha, sendo este último regulamentado em Portugal pelas regras e princípios definidos nos seguintes diplomas de base legal/regulamentar: Regulamento CE n.º 714/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho[46]; Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações[47] da ERSE; Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal – Espanha[48] da ERSE; Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico[49] da ERSE.

Em 2024, continuaram os trabalhos de aprovação e implementação dos termos, condições ou metodologias previstas nos seguintes 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)[50];

- 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

[45] 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 que 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 (ou igual) no mercado importador e inferior (ou igual) no mercado exportador.

[46] 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, alterado pelo Regulamento (UE) 2024/1747 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho de 2024

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

[47] O RARI foi aprovado pelo Regulamento n.º 818/2023, de 27 de julho.

[48] 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.

[49] O MPGGS foi aprovado pela Diretiva n.º 19/2023, de 26 de dezembro.

[50] Alterado pelo Regulamento de Execução (EU) 2021/280 da Comissão de 22 de fevereiro de 2021.

região do Sudoeste da Europa (*Capacity Calculation Region South-west Europe* - CCR SWE), constituída pelas interligações entre Portugal, Espanha e França;

- Regulamento (UE) 2017/2195 da Comissão, de 23 de novembro de 2017, que estabelece orientações relativas ao equilíbrio do sistema elétrico (EB GL)[51];

- Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativo ao mercado interno da eletricidade[52].

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

RENDAS DE CONGESTIONAMENTO DAS INTERLIGAÇÕES

De acordo com a legislação e a regulamentação europeias [53], as rendas de congestionamento apenas podem ser usadas para: 1) compensar custos decorrentes da garantia da efetiva disponibilidade da capacidade de interligação atribuída; 2) investimento 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 2024, as rendas de congestionamento das interligações elétricas entre Portugal e Espanha, resultantes da diferença de preços zonais após aplicação da separação de mercados, atingiram um total de 20,99 milhões de euros, um valor inferior ao registado em 2023 (29,56 milhões de euros). Apesar do aumento verificado do número de horas congestionadas, de 464 para 547, a redução das rendas de congestionamento justifica-se pela redução ocorrida no spread médio, de 1,17 EUR/MWh para 0,42 EUR/MWh.

Em Portugal, a receita das rendas de congestionamento teve, em 2024, 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 [54] e ii) compensação

[51] Alterado pelo Regulamento de Execução (EU) 2021/280 da Comissão de 22 de fevereiro de 2021.

[52] Alterado pelo Regulamento (EU) 2024/1747 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho de 2024.

[53] Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho, relativo ao mercado interno da eletricidade, alterado pelo Regulamento (UE) 2024/1747 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho de 2024

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

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 a redução 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 total do volume mensal das rendas de congestionamento e a energia associada a cada sentido de trânsito na interligação.

Quadro 3-8 – Evolução mensal das rendas de congestionamento, 2024

Mês	Congestionamento		Preço médio PT	Preço médio ES	Diferencial preços	Importação (PT < ES)	Exportação (PT > ES)	Renda Congestionamento (PT > ES)
	n.º horas	% horas mês	(€/MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)	(MWh)	(MWh)	10^3 €
Janeiro	36	5%	74,08	74,10	-0,02	629 207	414 207	924
Fevereiro	14	2%	39,86	40,00	-0,14	521 847	362 510	316
Março	44	6%	19,28	20,31	-1,03	366 409	733 692	2 233
Abril	67	9%	13,23	13,67	-0,44	739 753	566 816	955
Maio	61	8%	30,74	30,40	0,34	1 273 632	89 609	816
Junho	106	15%	58,11	56,08	2,03	1 562 506	9 665	4 069
Julho	69	9%	74,12	72,31	1,81	1 744 207	11 964	4 851
Agosto	7	1%	91,11	91,05	0,06	1 531 951	2 087	166
Setembro	60	8%	73,63	72,62	1,01	1 446 153	16 014	2 631
Outubro	48	6%	69,42	68,55	0,87	1 146 876	135 181	2 952
Novembro	13	2%	104,60	104,43	0,17	875 304	176 620	464
Dezembro	22	3%	111,54	111,24	0,30	1 581 537	30 079	616
TOTAL	**547**	**6%**	**63,45**	**63,03**	**0,42**	**13 419 383**	**2 548 444**	**20 994**

Fonte: dados OMIE [55]

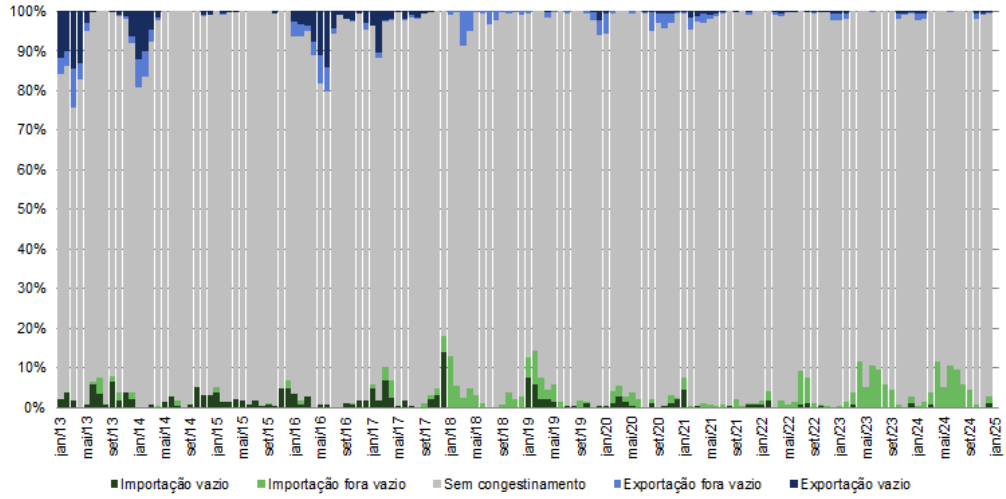
Verifica-se inversão do sentido do congestionamento em alguns meses do ano, associado a variações no

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

mix de geração, nomeadamente em meses de forte produção hidroelétrica.

A figura seguinte ilustra a utilização da capacidade disponível, em ambos os sentidos, na interligação Portugal-Espanha, no período 2013 a 2024, sendo possível verificar, nos últimos anos, o reduzido número de horas de congestionamento em ambos os sentidos. Em particular, verificam-se congestionamentos na importação em horas fora do vazio, resultado de períodos de forte produção de origem solar em Espanha.

Figura 3-19 – Utilização da capacidade de interligação Portugal-Espanha, 2013 a 2024



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.

O mercado Ibérico está acoplado 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).

Dada a localização geográfica de Portugal, 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 (CCR) e à Região de Exploração da Rede do Sudoeste da Europa (SWE) no âmbito da integração europeia do MIBEL.

GESTÃO A PRAZO DA CAPACIDADE COMERCIAL NA INTERLIGAÇÃO PORTUGAL-ESPANHA

Durante 2024, 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 elétrica Portugal-Espanha num referencial harmonizado e coordenado de atribuição a prazo de capacidade comercial, no quadro do Conselho de Reguladores do MIBEL e da região de cálculo da capacidade de interligação elétrica do Sudoeste Europeu.

Tal como referido no relatório do ano anterior, no âmbito da implementação antecipada do 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 FCA GL, 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 UE.

Nos termos do n.º 2 do artigo 38.º do FCA GL, 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 FCA GL, 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 *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia* (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 2023 e novembro de 2024, ocorreram na JAO os leilões de atribuição financeira de capacidade na interligação Portugal-Espanha para entrega em 2024, como se apresenta no Quadro 3-9.

Quadro 3-9 – Leilões de atribuição financeira de capacidade na interligação Portugal-Espanha para entrega em 2024

Produto colocado	Maturidade	Data	Prémio (€/MWh)	Volume (MW)	N.º de participantes	N.º de adjudicatários
ES-PT YR	Anual	12/12/23	1,40	620	42	12
PT-ES YR	Anual	12/12/23	0,28	430	37	12
ES-PT Q1	Trimestral	19/12/23	0,70	710	19	8
PT-ES Q1	Trimestral	19/12/23	0,43	380	16	7
ES-PT M1	Mensal	28/12/23	0,00	0	1	0
PT-ES M1	Mensal	28/12/23	0,21	690	25	11
ES-PT M2	Mensal	29/01/24	0,65	40	25	4
PT-ES M2	Mensal	29/01/24	0,21	1140	29	16
ES-PT M3	Mensal	22/02/24	0,00	0	1	0
PT-ES M3	Mensal	22/02/24	0,21	1180	32	13
ES-PT Q2	Trimestral	11/03/24	1,02	580	23	12
PT-ES Q2	Trimestral	11/03/24	0,39	359	19	8
ES-PT M4	Mensal	22/03/24	1,11	230	35	9
PT-ES M4	Mensal	22/03/24	0,57	710	38	18
ES-PT M5	Mensal	24/04/24	0,00	0	1	0
PT-ES M5	Mensal	24/04/24	0,67	260	33	10
ES-PT M6	Mensal	23/05/24	0,85	860	33	12
PT-ES M6	Mensal	23/05/24	0,27	310	29	8
ES-PT Q3	Trimestral	11/06/24	1,80	800	25	10
PT-ES Q3	Trimestral	11/06/24	0,20	640	19	8
ES-PT M7	Mensal	24/06/24	1,85	819	40	26
PT-ES M7	Mensal	24/06/24	0,32	0	10	1
ES-PT M8	Mensal	24/07/24	1,73	790	40	22
PT-ES M8	Mensal	24/07/24	0,41	0	13	1
ES-PT M9	Mensal	22/08/24	0,92	650	36	18
PT-ES M9	Mensal	22/08/24	0,23	430	33	10
ES-PT Q4	Trimestral	11/09/24	0,79	650	22	12
PT-ES Q4	Trimestral	11/09/24	0,25	470	19	11
ES-PT M10	Mensal	24/09/24	0,76	679	30	11
PT-ES M10	Mensal	24/09/24	0,32	600	27	5
ES-PT M11	Mensal	24/10/24	0,76	679	30	11
PT-ES M11	Mensal	24/10/24	0,32	600	27	5
ES-PT M12	Mensal	22/11/24	0,51	590	34	13
PT-ES M12	Mensal	22/11/24	0,20	590	28	14

Fonte: dados JAO, elaboração ERSE

O Quadro 3-10 apresenta a liquidação anual no referencial do mercado diário do OMIE, em 2024, dos leilões de FTR na interligação Portugal-Espanha.

Quadro 3-10 – Liquidação anual dos leilões de atribuição financeira de capacidade para entrega em 2024

Liquidação anual acumulada	GLOBAL	Pr ES > Pr PT	Pr PT > Pr ES
		FTR E-P	FTR P-E
Quantidade (MW)	1 432 + 1 751	1 432	1 751
Energia (MWh)	12 581 006 + 15 376 411	12 581 006	15 376 411
Prémio (€/MWh)	----	0,29	1,21
Spread (€/MWh)	----	0,17	0,58
Rendas MD (euros)	20 994 332	4 264 993	16 729 339
Risco liquidado FTR (euros)	12 810 866	2 595 287	10 215 579
Receita Prémio FTR (euros)	22 240 451	3 642 335	18 598 115
Receita líquida FTR (euros)	9 429 584	1 047 048	8 382 536
Rendas MD + Rec. Líquida (euros)	30 423 916	5 312 041	25 111 875

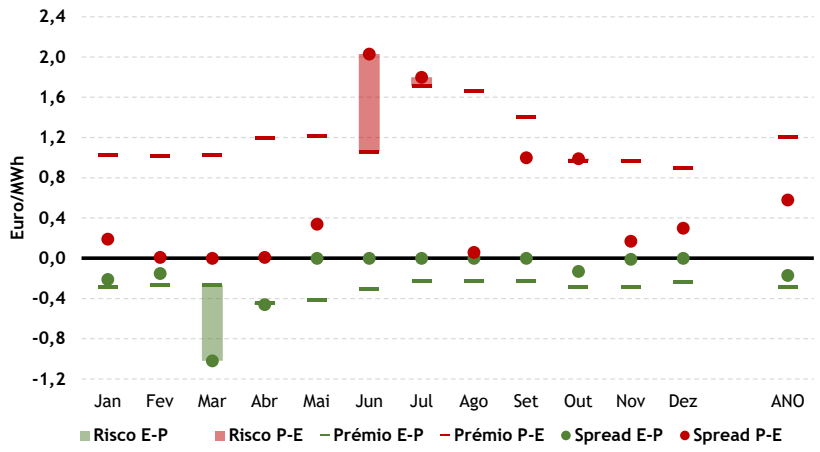
MD - Mercado Diário, FTR - Financial Transmission Rights

Fonte: dados JAO, REN e OMIE, elaboração ERSE

Verifica-se que, no sentido de Portugal para Espanha, se registaram em 2024 um prémio[56] de 0,29 EUR/MWh e um *spread*[57] de 0,17 EUR/MWh. No sentido de Espanha para Portugal verificaram-se em 2024 um prémio de 1,21 EUR/MWh e um *spread* de 0,58 EUR/MWh.

A Figura 3-20 apresenta a evolução do *spread* e do prémio verificados em 2024.

Figura 3-20 - Evolução do *spread* e do prémio verificados em 2024



Fonte: dados JAO, REN e OMIE, elaboração ERSE

[56] Prémio corresponde ao valor do prémio ponderado por produto colocado, com entrega em 2023, adjudicado nos leilões de atribuição financeira de capacidade na interligação Portugal-Espanha (valores distintos por sentido importador/exportador) da capacidade atribuída.

[57] *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, os leilões de FTR na interligação Portugal-Espanha, com entrega em 2024, resultaram num ganho líquido para o sistema de aproximadamente 9,43 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 2023

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 Entidade Reguladora 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 [58], em setembro de 2024, 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 2023". Com este relatório a ERSE pretendeu, por um lado, avaliar

[58] 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 referido n.º 8 do artigo 16.º do Regulamento (UE) 2019/943.

De forma geral, concluiu-se que os níveis mínimos foram cumpridos em 93,8% 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 91,3% das situações em que foi possível avaliar e que, no sentido importador (de Espanha para Portugal), os limites mínimos foram cumpridos em 96,4% das situações em que foi possível avaliar.

APROVAÇÃO DO PEDIDO DE DERROGAÇÃO À APLICAÇÃO EM 2025 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 entidades reguladoras concederem 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, enquanto ORT português, enviou à ERSE, em 26 de novembro de 2024, o documento "Pedido da REN para derrogação da aplicação da margem mínima disponível para o comércio interzonal em 2025 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 2024", pedindo a derrogação de um ano para cumprimento em 2025 do requisito estabelecido no artigo 16.º do Regulamento (UE) 2019/943, sobre a obrigação dos operadores de redes de transporte de 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 [59] a derrogação solicitada.

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

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 /EB GL, foram estabelecidas plataformas europeias comuns para o processo de coordenação de desvios (IN), para troca de reservas de contenção da frequência (FCR) e para troca de energia de regulação proveniente das reservas de restabelecimento da frequência (com ativação automática (aFRR) e com ativação manual (mFRR)) e de reservas de reposição (RR). Estas plataformas têm como objetivo a integração europeia dos mercados de energia de regulação.

A plataforma de troca de energia de regulação 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), tendo o ORT de Portugal (REN) aderido a 29 de setembro desse ano.

O Quadro 3-11 mostra os valores de energia e os preços médios ponderados em 2024 de reservas 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).

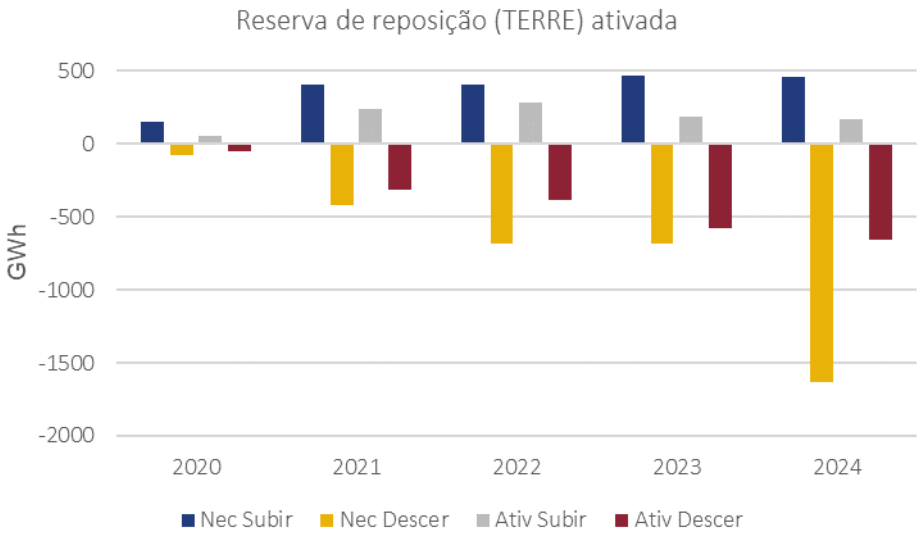
Quadro 3-11 – Estatística relativa ao TERRE, 2024

	Up	Down
Energy (GWh)	454	1 630
Average Price (€/MWh)	144.33	23.39
PT Bids (GWh)	20 894	11 757
PT Activated Bids (GWh)	170	656
Average PT Price (€/MWh)	68.59	43.70
Interconnection (GWh)	725	1 416

Fonte: dados REN

A figura seguinte mostra a evolução das reservas de reposição ativadas na plataforma TERRE entre 2020 e 2024, em GWh, no que diz respeito às necessidades declaradas pelo GGS e à resposta dos agentes de mercado em Portugal.

Figura 3-21 – Reservas de reposição



Fonte: dados REN

Em 5 de outubro de 2022, entrou em funcionamento a plataforma europeia MARI relativa ao processo mFRR, com os ORT da Chéquia e da Alemanha (TenneT DE, 50Hertz, Amprion e TransnetBW). O ORT da Áustria (APG) aderiu ao MARI em 20 de junho de 2023. Em 2024 aderiram ao MARI os ORT da Letónia, Lituânia, Estónia, Portugal e Espanha. Os ORT da Itália e de outros Estados-Membros adiaram para 2025 a sua entrada, prevista para 2024.

A REN iniciou o produto normalizado mFRR em 14 de março de 2024, apenas numa plataforma nacional, substituindo o produto específico de Reserva de Regulação. O projeto piloto de participação do consumo que usava este produto específico terminou naquela data passando os seus participantes a poder participar no mercado de mFRR. Em 28 de novembro de 2024 a REN iniciou a utilização da plataforma europeia MARI, embora, só com a adesão à mesma do ORT espanhol (RE), a 18 de dezembro, a REN tenha iniciado as trocas de energia de mFRR com os restantes ORT da UE participantes no MARI.

O Quadro 3-12 mostra os valores de energia e os preços médios ponderados em 2024 de reserva de regulação e de mFRR, em cada um dos sentidos de regulação. 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).

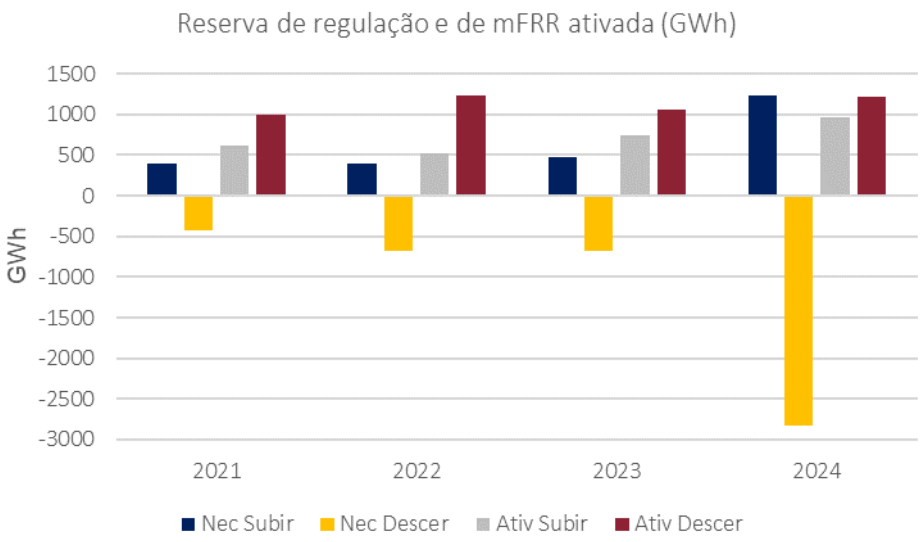
Quadro 3-12 – Estatística relativa à Reserva de Regulação e ao mFRR, 2024

	Subir	Descer
Energia (GWh)	778	1 199
Ofertas PT (GWh)	26 532	15 412
Ativações PT (GWh)	964	1216
Preço Médio PT (€/MWh)	97,43	15,97
Interligação (GWh)	6	8

Fonte: dados REN

A figura seguinte mostra a evolução, entre 2021 e 2024, da reserva de regulação e das reservas de mFRR, em GWh, incluindo, no final de 2024, as ativadas na plataforma MARI. Esta informação diz respeito às necessidades declaradas pela REN e à resposta dos agentes de mercado em Portugal.

Figura 3-22 – Reserva de regulação e de mFRR



Fonte: dados REN

Recorda-se que, em 16 de dezembro de 2020, a REN iniciou a utilização da plataforma IGCC, do processo de coordenação de desvios. As energias anuais deste processo são muito relevantes, comparativamente às energias do processo da reserva de regulação secundária. Em 2024, o quociente entre as energias ativadas em Portugal na regulação secundária e no processo de coordenação de desvios foi de 0,87 a subir e 1,67 a descer.

Observaram-se no MARI e no PICASSO, em especial neste último e desde o início do funcionamento daquelas plataformas, preços de mobilização elevados, superiores a 7 500 EUR/MWh. Este facto, associado a dificuldades técnicas de implementação, levou a que fosse reduzido, em 2024, o número de ORT que já aderiram àquelas duas plataformas.

Para além desta atividade, em 2024 continuou a monitorização de várias atividades iniciada em 2022 pela ACER, em conjunto com as entidades reguladoras e os ORT, tais como a monitorização do funcionamento das plataformas europeias TERRE, MARI, PICASSO e IGCC, a cooperação FCR, a implementação harmonizada de liquidação de desvios (ISH) e das metodologias de liquidação entre ORT (nas interligações, mas excluindo as plataformas) e outras metodologias. Adicionalmente, continuaram os trabalhos iniciados em 2022, de acordo com o EB GL, como sejam a definição das metodologias "*Harmonization of Cross-Zonal Capacity Alocation methodologies*".

Em 2024, a ACER levou ainda a cabo o exercício de monitorização de relatórios da ENTSO-E previstos no EB GL, nomeadamente o *Cost Report* e o *Balancing Report*.

Na sequência da contribuição para o "*Framework Guideline on Demand Response"*, em resposta 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",* depois de receber da ENTSO-E e da EU DSO a proposta do respetivo código de rede, a ACER, uma vez mais em colaboração com as entidades reguladoras, desenvolveu em 2024 os trabalhos para a concretização da proposta de *Demand Response Network Code* (DR NC), apresentada à Comissão em março de 2025, e que dará lugar ao processo de Comitologia.

CÓDIGO DE REDE DE CIBERSEGURANÇA PARA O SETOR ELÉTRICO

O Regulamento Delegado (UE) 2024/1366 da Comissão, de 11 de março de 2024, que estabelece o código de rede sobre regras setoriais específicas para os aspetos de cibersegurança dos fluxos transfronteiriços de eletricidade (NCCS), que complementa o Regulamento (UE) 2019/943, relativo ao mercado interno da eletricidade, foi aprovado e publicado no dia 11 de março de 2024.

O NCCS estabelece um conjunto de obrigações aplicáveis a diversos intervenientes no setor elétrico nacional, nomeadamente ao Centro Nacional de Cibersegurança (CNCS), à DGEG e à ERSE.

Nos termos do n.º 1 do artigo 4.º do NCCS, cada Estado-Membro deve designar, até 13 de dezembro de 2024, uma autoridade nacional competente para o exercício das funções previstas no regulamento. Até à formalização dessa designação, a responsabilidade pela execução do NCCS cabe à entidade reguladora nacional identificada na Diretiva (UE) 2019/944, cabendo assim essa função à ERSE.

Durante o período de transição, foram promovidas reuniões de articulação entre o CNCS, a DGEG e a ERSE, tendo sido consensualmente reconhecido que o CNCS, na qualidade de autoridade nacional de cibersegurança, reúne as condições adequadas para assumir as competências atribuídas à autoridade nacional competente ao abrigo do NCCS.

Em 12 de dezembro de 2024, esta decisão foi formalmente comunicada às entidades europeias competentes, nos termos do n.º 3 do artigo 4..º do NCCS, designadamente à Comissão Europeia, à ACER, à Agência da União Europeia para a Cibersegurança (ENISA), ao Grupo de Cooperação SRI (*NIS Cooperation Group*) criado nos termos do artigo 14.º da Diretiva (UE) 2022/2555 (NIS 2) e ainda ao Grupo de Coordenação da Eletricidade (*Electricity Coordination Group*) instituído nos termos do artigo 1.º da Decisão da Comissão de 15 de novembro de 2012.

OPERADOR NOMEADO DO MERCADO DA ELETRICIDADE

O artigo 4.º do CACM GL, prevê que cada Estado-Membro designe um (ou mais) Operador Nomeado do Mercado da Eletricidade (ONME).

No caso português, esta entidade foi designada pelo Governo através do 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 determina que a entidade designada como ONME é o *OMI, Polo Español S.A.* (OMIE), responsável pela gestão dos mercados diário e intradiários, tendo sido reportado esse facto à ACER em dezembro de 2015.

Em 2024, não ocorreram alterações quanto 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.

Esta iniciativa integra o mercado intradiário contínuo dos seguintes países: Alemanha, Áustria, Bélgica, Bulgária, Croácia, Chéquia, Dinamarca, Eslováquia, Eslovénia, Espanha, Estónia, Finlândia, França, Grécia, Hungria, Itália, Letónia, Lituânia, Luxemburgo, Noruega, Países Baixos, Polónia, Portugal, Roménia, Sérvia e Suécia.

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 das transações. 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 15:00 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 o horário de abertura do mercado intradiário contínuo. 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 15:00 CET, foi aprovado um aviso da GGS submetido pela REN, que visou alterar os horários regulamentarmente previstos no MPGGS.

Para operacionalizar esta alteração dos horários e estrutura dos leilões intradiários melhor descrita abaixo, o mercado intradiário contínuo suspende a negociação transfronteiriça, 20 minutos antes da hora de fecho de cada um dos três leilões intradiários europeus (15:00 CET, 22:00 CET e 10:00 CET, para as sessões 1, 2 e 3 respetivamente), para os períodos temporais abrangidos pelos leilões intradiários europeus.

LEILÕES INTRADIÁRIOS EUROPEUS

Cumprindo com os termos da Decisão ACER n.º 1/2019, estribada no Regulamento (UE) 2015/1222 da Comissão, o ONME para Portugal e Espanha promoveu uma consulta pública, entre os dias 19 de janeiro de 2024 e 19 de fevereiro de 2024, sobre a adaptação das regras de mercado aos novos leilões intradiários europeus (*Intraday Auctions*– IDA), tendo o GGS, com a anuência da ERSE, publicado um aviso com os novos horários do mercado de serviços de sistema.

No dia 13 de junho de 2024, ou seja, na negociação do dia 14 de junho de 2024, deu-se a entrada em operação dos novos leilões intradiários europeus, no âmbito do *Single Intraday Coupling*, cessando os leilões regionais à escala ibérica. Nos novos IDAs existem apenas 3 sessões de negociação (face às anteriores 6 sessões regionais): a 1ª sessão (das 14:00 às 15:00 CET), que abrange todos os períodos de negociação do dia seguinte, a 2ª sessão (das 21:00 às 22:00 CET), que compreende o mesmo horizonte da 1.ª sessão e a 3.ª sessão (das 09:00 às 10:00 CET), na qual se negoceia somente metade do horizonte temporal dos anteriores.

3.1.4 INVESTIMENTOS NAS REDES DE ELETRICIDADE

No ano de 2024, registaram-se desenvolvimentos a nível da apresentação de Planos de Desenvolvimento das redes de eletricidade.

A E-REDES, enquanto operador da RND, apresentou à ERSE uma proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da RND para o período 2026 a 2030 (PDIRD-E 2024), competindo à ERSE, nos termos do n.º 4 do artigo 129.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, promover uma consulta pública ao seu conteúdo.

Neste enquadramento, a ERSE promoveu uma consulta pública, que decorreu entre 20 de novembro de 2024 e 3 de janeiro de 2025 (Consulta Pública n.º 126 da ERSE). A avaliação da ERSE à Proposta de PDIRD-E 2024, 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 REN, enquanto operador da RNT, apresentou à ERSE uma proposta decenal de Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNT para o período 2025-2034 (PDIRT-E 2024), cabendo à ERSE, nos termos do n.º 4 do referido artigo 125.º, no prazo de 22 dias, promover uma Consulta Pública ao seu conteúdo, com a duração de 30 dias, tendo a referida Consulta Pública sido iniciada já em 2025.

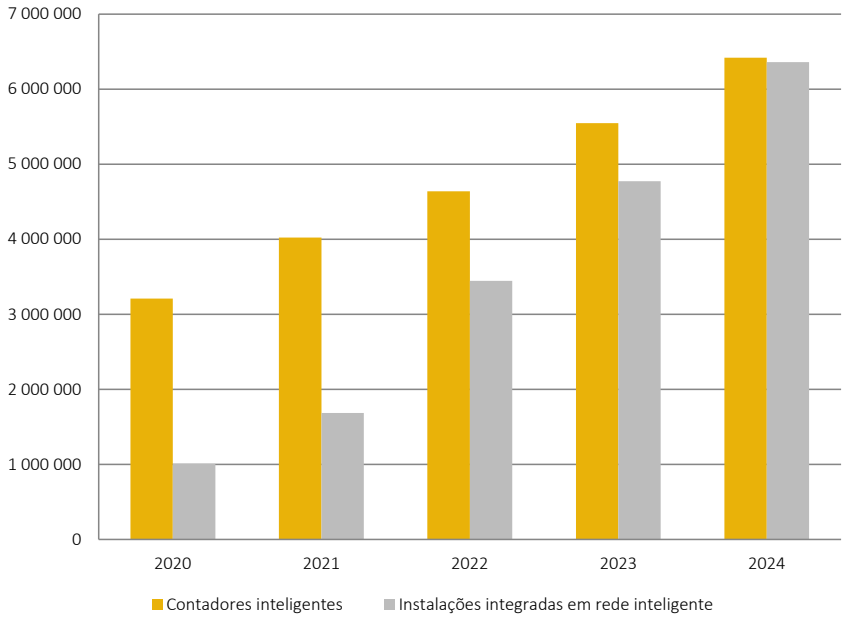
REDES INTELIGENTES

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), reformulado em 2023. 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.

No final de 2024, cerca de 6,42 milhões de clientes Baixa Tensão Normal (BTN) de Portugal continental (i.e., 99%) tinham contador inteligente instalado e cerca de 6,36 milhões (i.e., 98%) estavam integrados em rede inteligente. Tendo presente que o número total de instalações existentes em Portugal continental é inferior a 6,5 milhões, o processo de instalação dos contadores inteligentes e da respetiva integração em rede inteligente, em Portugal continental, está, no essencial, praticamente concluído, em linha com o objetivo estabelecido pelo Governo.

A figura seguinte apresenta a evolução registada nos últimos anos.

Figura 3-23 - Evolução do n.º de contadores inteligentes instalados e do n.º de instalações integradas em rede inteligente, 2020 a 2024



Fonte: dados E-REDES, elaboração ERSE

Nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, estão também em curso operações de *rollout* de contadores inteligentes e disponibilização dos serviços das redes inteligentes. Os respetivos operadores de rede estimam a sua conclusão em 2028, no caso dos Açores, e em 2026, no da Madeira.

A Diretiva n.º 19/2024, de 19 de agosto, aprovada na sequência de consulta pública, veio estabelecer os indicadores de desempenho das redes inteligentes de energia elétrica, nos termos do artigo 10.º do Regulamento de Operação das Redes do setor elétrico (ROR), aprovado pelo Regulamento n.º 816/2023, de 27 de julho.

Os indicadores aprovados agrupam-se em 10 dimensões: planeamento da rede, observabilidade e controlabilidade, gestão de ativos e perdas, qualidade de serviço, serviços de sistema e de flexibilidade, coordenação entre operadores, novos atores do sistema elétrico, prestação de informação aos utilizadores, cibersegurança e eficiência económica.

As redes inteligentes têm-se afirmado como um pilar da transição energética e estes indicadores permitirão avaliar o seu desempenho, contribuindo para a adoção de medidas (políticas, regulatórias, operacionais) que garantam ou acelerem a obtenção dos resultados pretendidos com o desenvolvimento destas redes.

Cabe aos operadores de rede de transporte e de distribuição de energia elétrica de Portugal continental e das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira o reporte destes indicadores, até 15 de maio de cada ano, com referência ao ano anterior devendo, para esse efeito, utilizar o modelo de reporte dos indicadores, estabelecido na sequência de trabalho conjunto entre a ERSE e os operadores de rede.

A Diretiva n.º 21/2024, de 11 de dezembro, aprovada na sequência de consulta de interessados, veio aprovar os padrões para os indicadores gerais previstos nos artigos 98.º, 99.º e 100.º do Regulamento da Qualidade de Serviço dos setores elétrico e do gás (RQS), aprovado pelo Regulamento n.º 826/2023, de 28 de julho, na redação atual.

Trata-se de um conjunto de indicadores com relação próxima com as redes inteligentes, cobrindo o desempenho na prestação remota de serviços, na faturação sem recurso a estimativas e na correção de valores de anomalias de medição e leitura.

Estes indicadores, e os padrões aprovados, incidem em atividades da responsabilidade dos operadores de rede de distribuição que atuam em Portugal continental e nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

Os padrões estabelecidos produzem efeitos a partir de 1 de janeiro de 2025.

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.

Na sequência dos trabalhos realizados, por não terem ainda sido lançados concursos, o artigo 285.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, veio prorrogar a vigência dos contratos de concessão até à efetiva entrada em operação do adjudicatário na operação da concessão a selecionar em concurso, incluindo aqueles cujos prazos já haviam terminaram, permitindo a alteração de algumas das condições contratuais por acordo entre a E-REDES e a Associação Nacional de Municípios Portugueses (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.

Subsequentemente, em 28 de novembro de 2023, foi publicada a Portaria n.º 397/2023, de 28 de novembro, que veio regulamentar as peças-tipo para o procedimento de concurso público[60] para a atribuição das concessões de distribuição de eletricidade em BT no território continental português em concreto: i) O programa do procedimento; ii) O caderno de encargos do procedimento; e iii) O contrato-tipo da concessão.

Através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 27/2024, de 23 de fevereiro, foi estabelecido o balizamento dos elementos temporais para a atribuição de concessões municipais de distribuição de energia elétrica em BT, dando cumprimento do disposto no artigo 7.º da Lei n.º 31/2017, de 31 de maio, que determinou a necessidade de indicar um programa de ações, bem como os diversos atos necessários ao procedimento, em articulação com ANMP.

Nos termos da referida Resolução do Conselho de Ministros, foi determinado o seguinte:

a) A ERSE tem de proceder, até 31 de julho de 2024, à entrega, aos municípios e entidades intermunicipais com competências delegadas na matéria [61], da documentação relativa aos ativos e imobilizado afetos às redes de distribuição de eletricidade em BT, devendo a informação ser posteriormente atualizada à data da abertura do procedimento;

b) A informação deve possuir um nível de detalhe compatível com o disposto nas peças-tipo aprovadas pela Portaria n.º 397/2023, de 28 de novembro, em particular no que se refere à iluminação pública;

c) As entidades administrativas prestam os esclarecimentos necessários às entidades que integram o agrupamento de entidades adjudicantes que o solicitarem;

[60] Concurso limitado por prévia qualificação, com publicidade internacional.

[61] Nos termos do n.º 1 do artigo 4.º da Lei n.º 31/2017, de 31 de maio.

d) O dia 31 de outubro de 2024 como data-limite para os municípios e entidades intermunicipais com competências delegadas na matéria, procederem à celebração de acordo quanto à constituição de um agrupamento de entidades adjudicantes;

e) O dia 31 de outubro de 2024 como data-limite para os municípios e entidades intermunicipais com competências delegadas na matéria, que optarem por não integrar o agrupamento, darem cumprimento ao disposto no n.º 3 do artigo 5.º da Lei n.º 31/2017, de 31 de maio, anexando aos cadernos de encargos dos procedimentos de contratação pública autonomizados que venham a desenvolver os estudos técnicos e económicos que serviram de base a essa opção;

f) Até 31 de março de 2025, as entidades que integram o agrupamento de entidades adjudicantes asseguram todas as deliberações necessárias ao lançamento do procedimento de contratação pública;

g) O dia 30 de junho de 2025, como data-limite para que o representante do agrupamento de entidades adjudicantes proceda ao lançamento do procedimento de concurso público para a atribuição das concessões de distribuição de eletricidade em BT no território continental português.

Em setembro de 2024, a Resolução do Conselho de Ministros n.º 122/2024, alterou a Resolução do Conselho de Ministros n.º 27/2024, de 23 de fevereiro, que estabeleceu os princípios e a calendarização para a atribuição de concessões municipais de distribuição de energia elétrica em BT. Esta resolução criou uma Comissão de Coordenação para a Baixa Tensão (CCBT), que apresenta ao membro do Governo responsável pela área da energia, até ao dia 15 de dezembro de 2024, uma nova proposta de calendarização e de linhas orientadoras para o procedimento concorrencial de atribuição das concessões municipais destinadas ao exercício da atividade de exploração das redes municipais de distribuição de energia elétrica em BT, no território continental português, previstos na Lei n.º 31/2017, de 31 de maio, com base nos seguintes pressupostos:

a) O alinhamento do contexto que serve de base à definição das condições de acesso ao procedimento, com o Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC 2030) revisto a nível nacional, tendo igualmente em consideração o contexto europeu, em particular a reforma do mercado da eletricidade no quadro jurídico para a implantação das redes elétricas na União Europeia e o plano de ação da Comissão Europeia para as redes;

b) A modernização das redes, com vista a dar resposta às exigências da transição energética, através de redes inteligentes;

c) A transparência do processo de contratação pública;

d) A defesa do interesse público e do interesse estratégico nacional, nomeadamente no que respeita à eficiência do sistema, à segurança e à cibersegurança;

e) A defesa dos legítimos interesses dos municípios, designadamente no que concerne à iluminação pública;

f) A inexistência de desincentivos ou barreiras à eficiência energética;

g) O impacto nos custos e preços de energia elétrica a suportar pelos clientes finais: domésticos ou empresariais;

h) O cumprimento do princípio da uniformidade tarifária, ao nível das tarifas de uso da rede no território continental, e da necessária convergência tarifária das Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores, sem prejuízo do princípio da autonomia local;

i) A coordenação dos investimentos, gestão e operação da rede de distribuição em BT com a rede de distribuição de MT/AT e a coordenação destas com a RNT e com o gestor global do SEN.

Já em 2025, foi publicada a Resolução do Conselho de Ministros n.º 30/2025, de 20 de fevereiro, que alterou o n.º 1 da Resolução do Conselho de Ministros n.º 122/2024, de 2 de setembro, prorrogando o prazo para a apresentação dos trabalhos da CCBT até ao dia 15 de dezembro de 2025.

3.2 PROMOÇÃO DA CONCORRÊNCIA

3.2.1 MERCADO GROSSISTA

Em 2024, observou-se um aumento da concentração no mercado de produção de energia elétrica, na sequência de se ter observado um regime hidrológico mais favorável face ao ano anterior, o que favoreceu a produção hídrica por parte do operador dominante [62], a EDP Produção. Por outro lado, verificou-se uma diminuição do nível de participação das centrais termoelétricas, através de uma diminuição da produção proveniente das centrais de ciclo combinado a gás natural, face a 2023.

Em 2024, a percentagem de tempo em que ocorreram situações de diferencial de preço entre as duas áreas do MIBEL aumentou, como já referido no ponto 3.1.3. Assim, de um modo geral, o ano de 2024, com melhores condições de hidraulicidade, apesar da venda, em 2020, de ativos de geração da EDP Produção à Movhera e da entrada em regime industrial da totalidade dos aproveitamentos hidroelétricos da

[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.

Iberdrola (Daivões, Gouvães e Alto Tâmega, formando as três centrais o Sistema Hidroelétrico do Alto Tâmega, completado, em termos de exploração dos aproveitamentos, em 2024 com a entrada da central do Alto Tâmega, antecedido em 2021 pelas centrais de Gouvães e Daivões), ficou marcado por uma evolução positiva para o operador dominante EDP Produção, traduzida num aumento do nível de concentração global da produção de eletricidade. Persiste um elevado grau de concentração no mercado elétrico, pelo que a implementação de medidas adicionais de fomento da concorrência e de promoção da transparência deverão suceder-se aos desenvolvimentos já alcançados.

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

PREÇOS

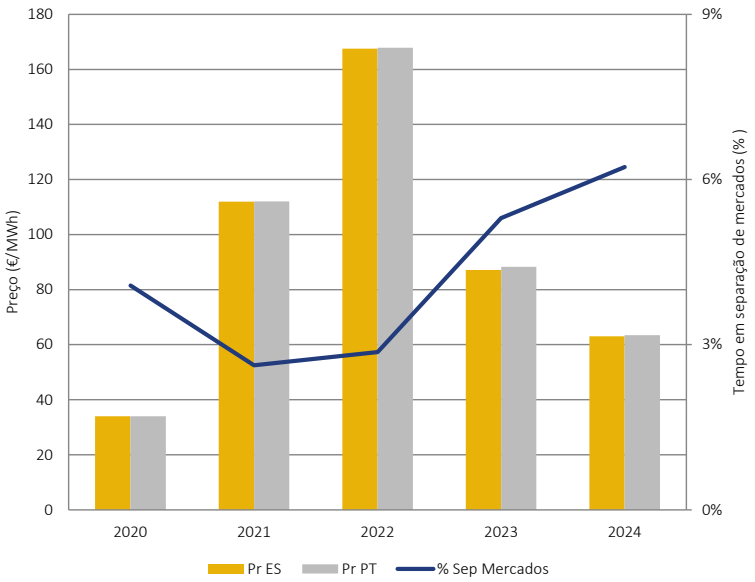
Preços no mercado *spot*

A evolução da formação do preço no mercado grossista de eletricidade em Portugal está intrinsecamente relacionada com a integração ibérica e a participação dos agentes de mercado portugueses no contexto do MIBEL.

O preço formado em mercado *spot* do MIBEL 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 3-24, para o período compreendido entre 2020 e 2024.

Figura 3-24 – Evolução do preço médio anual em mercado *spot* e separação de mercados, 2020 a 2024



Fonte: dados OMIE

O preço médio em mercado *spot* para Portugal, em 2024, situou-se em 63,45 EUR/MWh, cerca de 28% abaixo do preço registado em 2023 (88,27 EUR/MWh).

Relativamente ao ano anterior, verificou-se um ano hidrológico significativamente mais favorável e um consequente aumento da produção hídrica. Os custos associados à produção termoelétrica reduziram-se, verificando-se, no entanto, uma redução da procura residual dirigida a esta tecnologia. A redução dos custos de aprovisionamento de gás natural, e uma redução dos preços das licenças de emissão de CO_2, foram fatores que contribuíram para a redução do preço médio no mercado *spot* de eletricidade para Portugal.

O preço médio de mercado em 2024 para Portugal esteve cerca de 35% abaixo do custo marginal[63] de referência das centrais de ciclo combinado a gás natural.

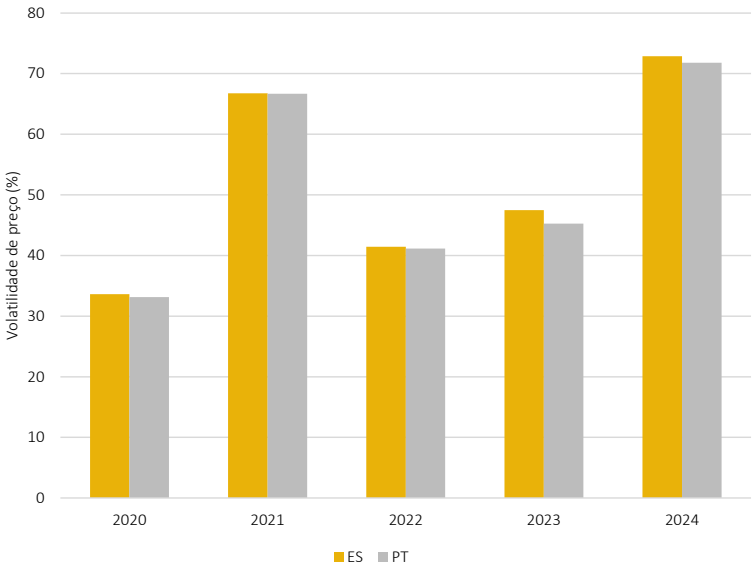
No que respeita à formação do preço da eletricidade em mercado *spot*, a sua volatilidade representa um aspeto considerado importante pelos agentes de mercado, designadamente no que respeita às necessidades de cobertura do risco de preço.

[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 AP 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.

Em 2024, 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 72%, o que significa que os preços oscilaram, em média, num intervalo entre os 18 EUR/MWh e os 109 EUR/MWh.

A Figura 3-25 apresenta a evolução da volatilidade anual de preço de eletricidade para o mercado *spot*, de 2020 a 2024, em Portugal e em Espanha, observando-se um aumento da volatilidade do preço *spot* entre 2023 e 2024, fruto do aumento da hidraulicidade verificada, do impacto da produção solar fotovoltaica no âmbito do MIBEL e do andamento das *commodities* envolvidas na formação de preço das centrais termoelétricas, em concreto o preço do gás natural e das licenças de emissão de CO_2 relativas às centrais de ciclo combinado a gás natural.

Figura 3-25 – Volatilidade do preço *spot*, 2020 a 2024

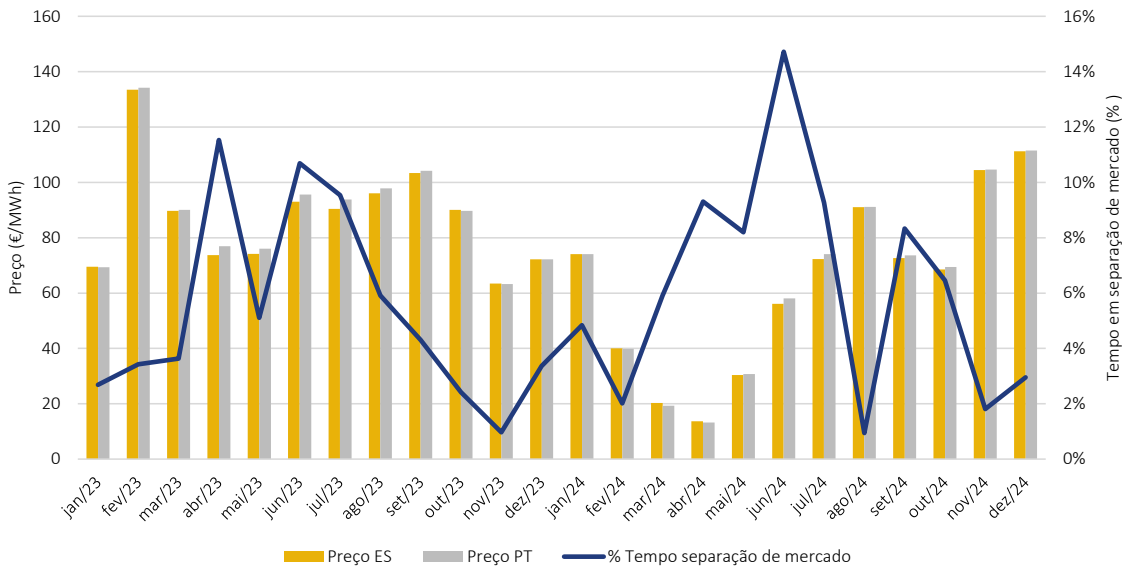


Fonte: dados OMIE

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

A Figura 3-26 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 2023 e 2024.

Figura 3-26 – Preço em mercado *spot* e tempo de separação de mercados, 2023 e 2024



Fonte: dados OMIE

No que respeita a 2024, é de notar: (i) apesar de alguma volatilidade, ao longo do ano verificou-se uma descida do preço médio formado em mercado face ao que acontecera em 2023; (ii) a existência de um regime hidrológico mais favorável e manutenção em valores elevados dos custos das *commodities* com influência na produção termoelétrica e (iii) um aumento do número de horas de separação de mercados, face a 2023.

Preços no mercado intradiário contínuo (XBID)

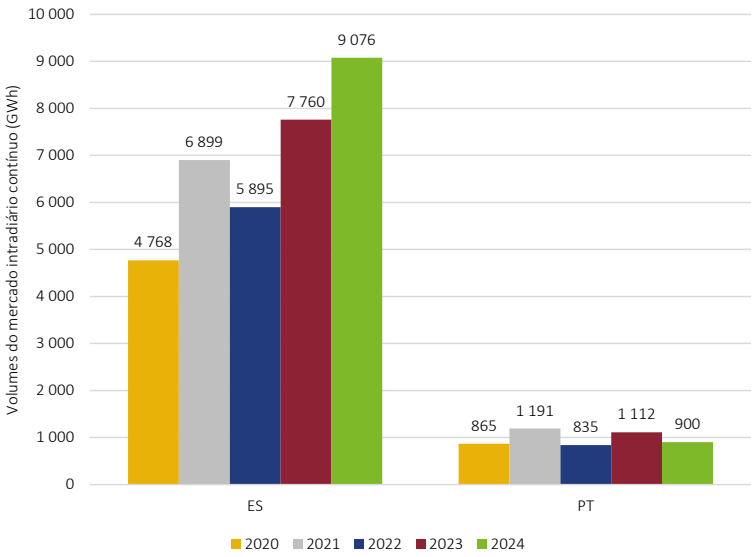
Como referido anteriormente, o projeto XBID (*European Cross-Border Intraday Initiative*) teve início a 13 de junho de 2018 com a entrada *go-live* da primeira fase, proporcionando negociação intradiária em contínuo de eletricidade em diversos países europeus, incluindo Portugal e Espanha.

A Figura 3-27 apresenta o volume negociado[64] desde 2020 até ao final de 2024, para Portugal e Espanha.

Refira-se que em 2024 na zona de preço espanhola foi verificado um crescimento do volume negociado pelos agendes de mercado face a 2023, enquanto que em Portugal este volume decresceu. Os valores transacionados em 2021 constituem-se como o máximo anual verificado em Portugal, enquanto que em Espanha o máximo verificou-se no ano de 2024.

[64] 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.

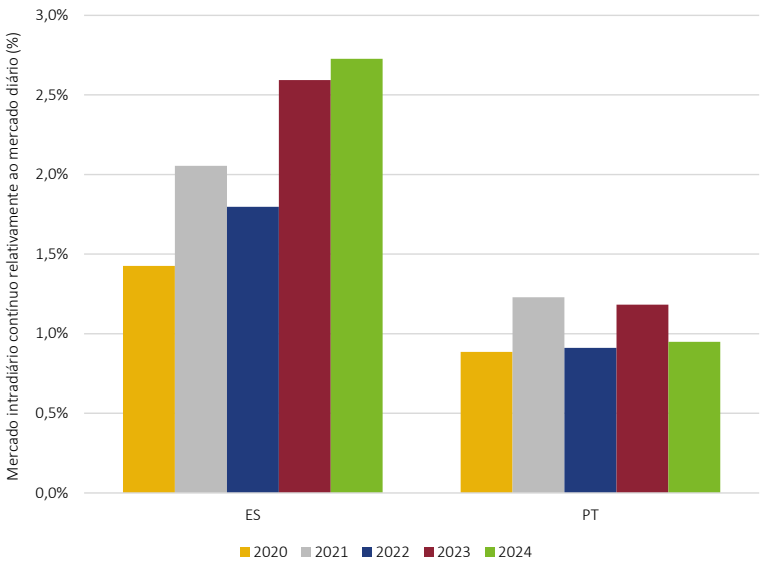
Figura 3-27 – Volume negociado no mercado intradiário contínuo, 2020 a 2024



Fonte: dados OMIE

A Figura 3-28 apresenta a relação entre o volume negociado no mercado intradiário contínuo e o volume negociado no mercado diário, desde 2020 até ao final de 2024, para Portugal e Espanha.

Figura 3-28 –Evolução do peso do volume negociado em mercado intradiário contínuo relativamente ao volume negociado em mercado diário, 2020 a 2024



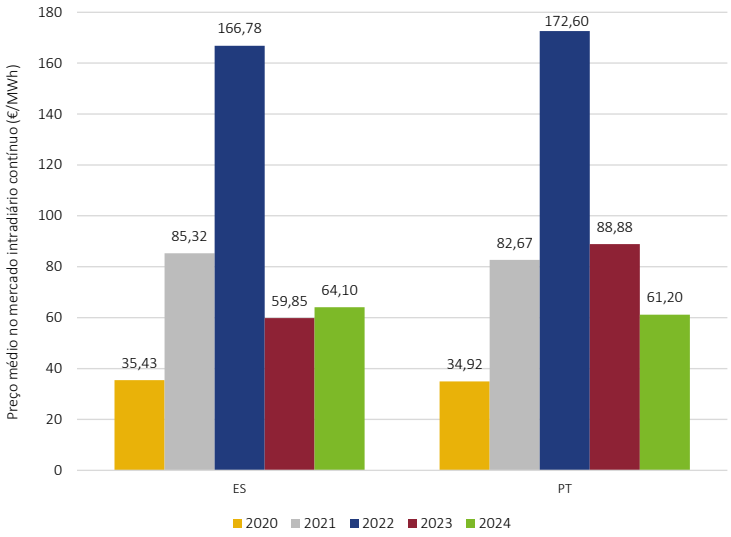
Fonte: dados OMIE

Em 2024, o volume negociado no mercado intradiário contínuo em Portugal representou cerca de 0,9% do volume negociado no mercado diário (cerca de 900 GWh), tendo diminuído o seu peso face a 2023, devido à evolução do nível de liquidez deste mercado.

A Figura 3-29 apresenta a evolução do preço médio ponderado [65] do mercado intradiário contínuo, desde 2020 até ao final de 2024, para Portugal e Espanha.

Observou-se uma descida dos preços médios ponderados para Portugal, em linha com o que já tinha sido a tendência de evolução dos preços no mercado *spot* de eletricidade. Em Espanha, foi registada uma ligeira subida dos preços médios ponderados.

Figura 3-29 – Preço médio ponderado em mercado intradiário contínuo, 2020 a 2024



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 elétrica, nomeadamente para definição parcial do preço a futuro da energia elétrica a ser fornecida aos clientes finais. O mercado a prazo de eletricidade é, de resto, um instrumento adicional para que os agentes

[65] 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.

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* de eletricidade é uma plataforma bastante líquida no contexto ibérico. Em particular, e durante 2024, no caso português, cerca de 73% do consumo de eletricidade foi satisfeito através de contratação[66] 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 da eletricidade no mercado *spot*, para a qual uma das respostas mais efetivas e transparentes será a utilização das plataformas de mercado organizado de contratação a prazo, neste caso o mercado formalmente previsto no âmbito do acordo de criação do MIBEL (gerido pelo OMIP).

A evolução do preço formado em mercado a prazo de eletricidade demonstrou um aumento significativo entre 2022 e 2023, uma descida acentuada entre 2023 e 2024 e um novo decréscimo entre 2024 e 2025. Os agentes de mercado que, em 2023, tivessem adquirido posição no contrato de entrega de eletricidade em carga base para 2024, teriam pago um preço médio (104,66 EUR/MWh para Portugal[67]) cerca de 65% superior ao que se veio a formar em mercado *spot*. Esta diferença resulta da variação verificada em 2024 no custo das *commodities* que influenciaram a formação de preço das centrais de ciclo combinado a gás natural.

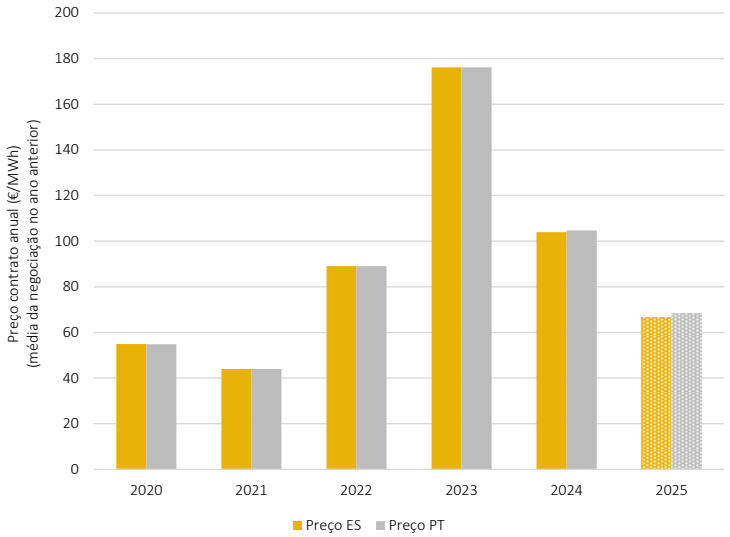
A Figura 3-30 apresenta a evolução dos preços médios de fecho de mercado a prazo de eletricidade relativos ao contrato anual, com entrega em carga base.

A Figura 3-31 apresenta a evolução dos preços da eletricidade 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 da eletricidade a futuro para os contratos mensais em 2024 exibiu, em média, uma tendência de descida no primeiro semestre do ano, invertendo a tendência até ao final do ano.

[66] Inclui mercado diário e leilões intradiários.

[67] O valor do preço de aprovisionamento a prazo reflete o valor médio ponderado por volumes de contratação das cotações do contrato anual de 2024 com entrega na área portuguesa do MIBEL, incluindo o registo de operações em leilão, em contínuo e *over the counter* (OTC).

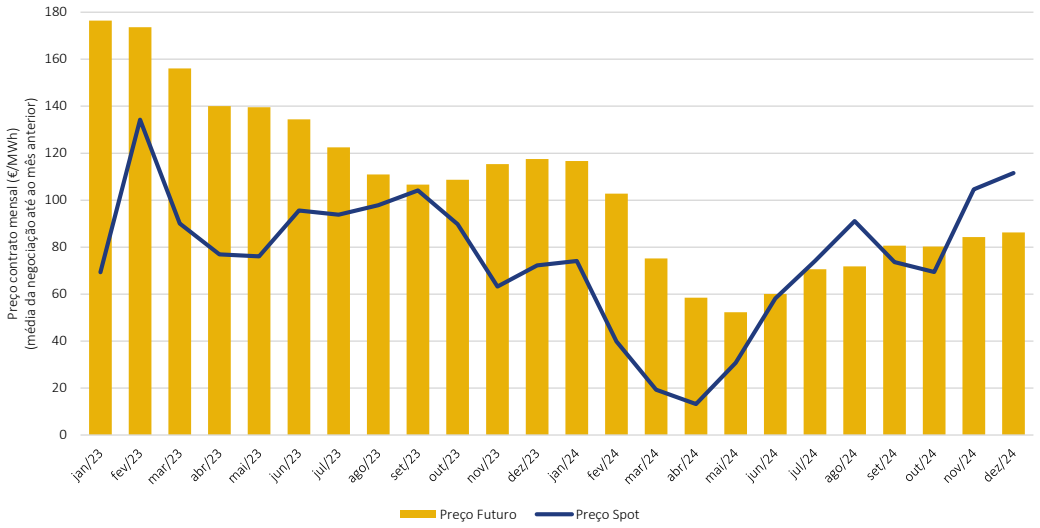
Figura 3-30 – Evolução do preço médio de negociação do contrato de futuro anual (entrega em Portugal e em Espanha), 2020 a 2025



Fonte: dados OMIE

Nota: valor da média de preço de fecho no ano anterior ao da entrega em carga base (e.g. preço de 2025 corresponde ao preço médio formado durante o ano de 2024).

Figura 3-31 – Evolução do preço médio de negociação do contrato de futuro mensal (entrega em Portugal), 2023 e 2024



Fonte: dados OMIE e OMIP

Em 2024, 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

na maioria do ano, excluindo os meses de julho, agosto, novembro e dezembro em que a situação se verificou mais favorável para os agentes que negociaram no mercado a prazo.

Para entrega em 2024, no âmbito da aplicação do mecanismo de contratação a prazo da energia elétrica adquirida a produtores com remuneração garantida (Leilões Ordinários de PRE), não foram realizados leilões.

Complementarmente aos Leilões Ordinários de PRE, a ERSE, através da publicação do Regulamento n.º 951/2021, de 2 de novembro, que veio aprovar um conjunto de medidas extraordinárias no âmbito do SEN e do SNG, aplicáveis a relações comerciais estabelecidas entre agentes de mercado do SEN e do SNG, estabeleceu um mecanismo com condições específicas de contratualização de energia elétrica proveniente de produção com remuneração garantida com outros agentes de mercado, previsto na Secção III do referido Regulamento, designado por Leilões Extraordinários de PRE. Em 2024, não foram realizados leilões Extraordinários de PRE.

Os Leilões Ordinários de PRE e os Leilões Extraordinários de PRE foram interrompidos a partir de meados de 2022, uma vez que devido à situação de emergência energética motivada pelo aumento dos preços do gás natural nos principais referenciais de mercado europeus, devido à guerra entre a Rússia e a Ucrânia, com repercussão na formação do preço da eletricidade em mercado diário do MIBEL e na sua volatilidade, não deixou de afetar a liquidez no mercado a prazo, colocando em risco a colocação a prazo da produção com remuneração garantida.

Neste âmbito, destaca-se a adoção do mecanismo extraordinário e temporário de limitação do preço de mercado à vista para a eletricidade[68], no contexto do mercado ibérico da eletricidade, que produziu uma situação de maior complexidade na liquidação de posições abertas de contratação a prazo e, simultaneamente, um desinteresse significativo na adjudicação de novos instrumentos contratuais com estas características. De resto, com a adoção do referido mecanismo ibérico, produziu-se uma muito significativa redução da liquidez em mercado regulamentado dos contratos com entrega na geografia ibérica (Portugal ou Espanha), o que agravou a situação já de si deficitária de liquidez em mercado a prazo. Neste contexto particularmente adverso para a colocação a prazo de qualquer instrumento, a ERSE optou

[68] O mecanismo extraordinário e temporário de limitação do preço de mercado à vista para a eletricidade foi, no quadro legal nacional, inicialmente aprovado pelo Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio, prorrogado com alterações pelo Decreto-Lei n.º 21-B/2023, de 30 de março, e assentou numa limitação do preço formado em mercado à vista por via da compensação do custo do gás natural (energia primária utilizada na produção de eletricidade fortemente afetada no seu preço pela crise desencadeada pela invasão e agressão da Ucrânia pela Federação Russa) para um nível pré-determinado.

por suspender a efetivação dos leilões de PRG, de modo a evitar situações de muito provável ineficiente formação de preço, desinteresse dos agentes e/ou complexidade de liquidação dos volumes contratados.

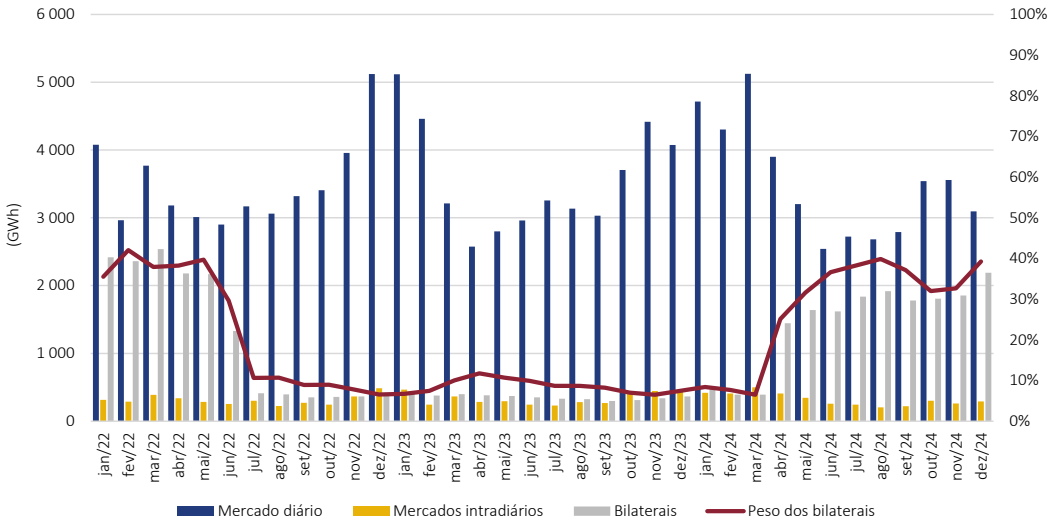
Assim, tendo a ERSE sempre assumido o interesse em retomar os mecanismos de colocação a prazo da energia elétrica adquirida a produtores com remuneração garantida, de modo adaptado às condições atuais de mercado e de enquadramento regulamentar europeu[69], decidiu-se promover uma consulta pública (Consulta Pública n.º 125) de uma proposta de alteração regulamentar para a concretização de novos leilões de PRG.

Para entrega em 2024, no âmbito da aplicação do mecanismo de contratação a prazo da energia para aprovisionamento do CUR, foram realizados sete leilões (12.º, 14.º, 16.º, 17º, 18º, 19º e 20º Leilões CUR), com uma colocação de um total de cinco produtos distintos (um de carga base anual e quatro de carga base trimestral). Desses leilões, decorreu a colocação de um total de potência horária (volume colocado) de 130 MW no ano de 2024, 60 MW no primeiro trimestre de 2024, 30 MW no segundo trimestre de 2024, 45 MW no terceiro trimestre de 2024 e de 60 MW no quarto trimestre de 2024. O volume de energia colocado, neste mecanismo, correspondeu a cerca de 3% do consumo nacional, equivalente a 1 570,32 GWh. Os leilões realizados, para entrega em 2024, asseguraram a total colocação dos volumes mínimos abertos à negociação, tendo contribuído para a estabilização do preço de aquisição de energia elétrica do CUR.

Relativamente à negociação em mercado *spot* de eletricidade (mercado diário e mercados intradiários), é, no caso português, muito superior à contratação bilateral, conforme o demonstra a Figura 3-32. Convém, contudo, reter que as aquisições de produtos listados no mercado a prazo do MIBEL poderão ter ainda liquidação física através do mercado diário.

[69] A Diretiva (UE) 2024/1711 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho, e o Regulamento (UE) 2024/1747 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho, que consagraram uma abordagem mais centrada em mecanismos de contratação a prazo e de cobertura de riscos de preço, de modo a que, assim, se evitem situações de potencial disrupção e tensão de mercado, como as que se viveram nos mercados de energia, em especial nos mercados de energia elétrica, fruto da crise provocada pela invasão e agressão da Ucrânia pela Federação Russa.

Figura 3-32 – Repartição de volumes de oferta de energia entre mercados, 2022 a 2024



Fonte: dados OMIE e REN

Em 2024, a contratação bilateral teve um peso de 27,4%, equivalente a 17 TWh. Observou-se um aumento do valor médio do peso da contratação bilateral em 2024 quando comparado com 2023, verificando-se ainda um aumento do valor absoluto de contratação bilateral (aumento de 308%, equivalente a 13,1 TWh). É de referir que o volume de energia elétrica associado à contratação bilateral considera a tomada de posições firmes de compra ou venda no mercado *spot* por parte dos agentes de mercado. Cabe ainda referir que a redução na contratação bilateral registada entre maio de 2022 e durante o início de 2024 deveu-se principalmente ao facto de alguns agentes de mercado, do lado da comercialização, terem deixado de utilizar unidades genéricas, de compra em mercado, para efeitos da elaboração do programa comprador de energia elétrica no OMIE, que depois nomeavam contratos bilaterais físicos junto do GGS 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 de eletricidade em Portugal insere-se no âmbito do aprofundamento do MIBEL, sendo que existe um único mercado para Portugal e Espanha com um mecanismo de resolução de congestionamentos de base diária assente em separação de mercados, ou seja, sempre que o fluxo de energia elétrica gerado pelo encontro da procura e oferta agregadas excede a

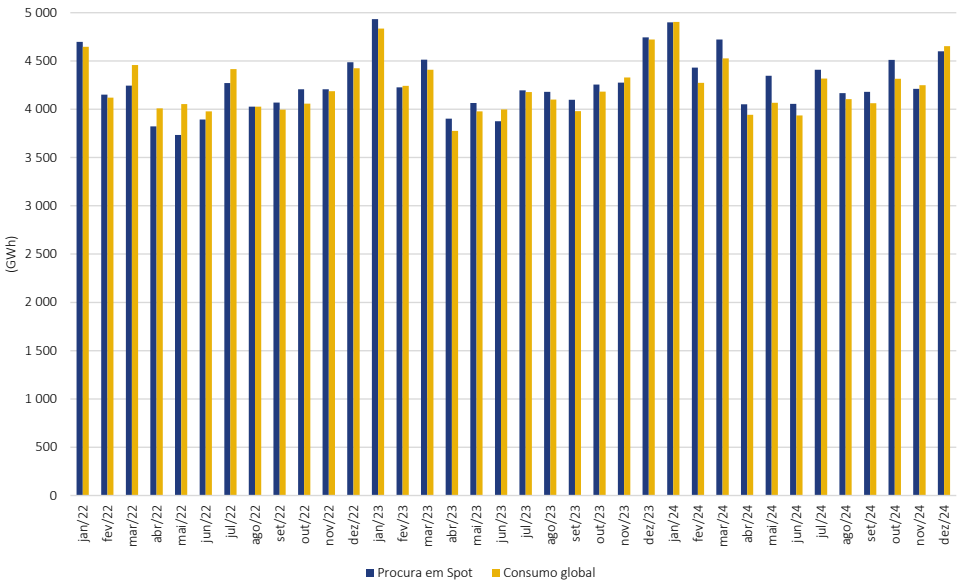
capacidade comercial disponível na interligação. A estrutura de contratação em mercado à vista de eletricidade caracteriza-se pelos seguintes aspetos:

- Do lado da procura, os agentes de mercado registados em Portugal, incluindo o CUR, dirigem 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 AUR, que agrega a previsão de produção e submete as correspondentes ofertas em mercado.

A evolução, quer da procura de energia elétrica dirigida a mercado *spot*, quer do consumo global de eletricidade em Portugal continental, é apresentada na Figura 3-33, onde se observa que o consumo de eletricidade é, maioritariamente, satisfeito por recurso a aquisições em mercado *spot*.

Refira-se que o consumo global mensal diz respeito à soma entre a produção total e o saldo importador subtraído do consumo para bombagem. Assim, a ligeira diferença entre o consumo total e a procura em mercado *spot* corresponde, na maioria dos casos, às variações do consumo para bombagem.

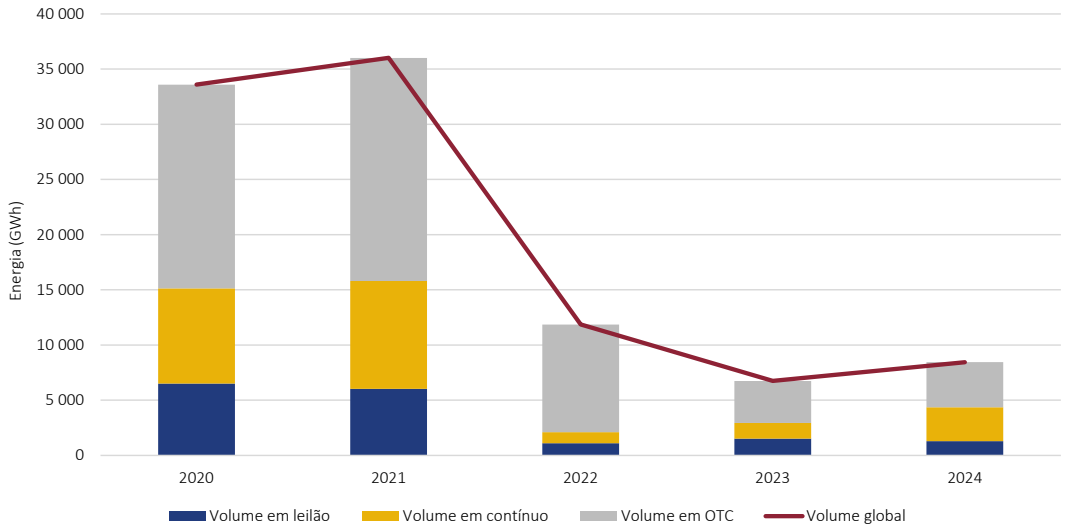
Figura 3-33 – Procura em mercado *spot* e consumo global mensal, 2022 a 2024



Fonte: dados OMIE

A Figura 3-34 apresenta a evolução dos volumes negociados e registados no mercado a prazo do MIBEL, entre 2020 e 2024. Verificou-se que em 2021 ocorreu um aumento de 7% (ou 2,4 TWh), enquanto que em 2022, registou-se uma acentuada diminuição de 67 % (ou 24,2 TWh). Em 2023, observou-se uma nova diminuição de 43% (ou 5,1 TWh), e em 2024 verificou-se um aumento de 25% (ou 1,7 TWh).

Figura 3-34 – Volumes no mercado a prazo do MIBEL, 2020 a 2024



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 a obrigatoriedade 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 europeu relativo à integridade e à transparência nos mercados grossistas de energia (o REMIT, *Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency)*[70], 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 de energia em toda a União Europeia, de acordo com

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

o calendário previsto no artigo 12.º do Regulamento de Execução (EU) n.º 1348/2014 da Comissão, de 17 de dezembro, relativo à comunicação de dados, que dá execução aos números 2 e 6 do artigo 8.º do REMIT. Encontram-se abrangidos por esta obrigação todos os contratos previstos no artigo 3.º, negociados nas plataformas de mercado organizado, geridas pelo OMIE e pelo OMIP.

No dia 7 de abril de 2016, iniciou-se o reporte de transações e ordens de negociação referente a contratos relativos ao transporte de eletricidade celebrados na sequência de uma atribuição primária explícita de capacidade pelo 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 eletroprodutores, bem como as suas atualizações, a par de indisponibilidades das redes elétricas (transporte e distribuição) que possam afetar o consumo ou a formação do preço da eletricidade. As alterações da capacidade comercialmente disponível na interligação elétrica Portugal-Espanha estão também sujeitas à obrigação de prestação de informação por parte da REN, enquanto GGS, bem como os desvios significativos na previsão de consumo agregado do SEN ou de cada agente de mercado em particular.

A comunicação de informação privilegiada pode ser efetuada em Portugal, de forma centralizada, através de um portal gerido pela REN[71], sem prejuízo de o enquadramento regulamentar europeu permitir a publicação de informação privilegiada em outras plataformas IIP[72], desde que sejam certificadas pela ACER. Assinale-se que a EDP GEM Portugal deixou de publicar na plataforma da REN a partir de fevereiro de 2023, passando a utilizar a plataforma do OMIE[73] enquanto IIP.

Na plataforma IIP da REN, durante 2024, foram comunicados 3 094 factos relevantes. Destes, cerca de 32% corresponderam a comunicação de indisponibilidades de produção, 29% corresponderam a comunicação de indisponibilidades de regulação secundária, 23% a alterações da capacidade de interligação disponível para mercado e 16% corresponderam a condicionamentos de exploração.

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

[72] IIP, *Inside information platform* é a designação em inglês de Plataformas de Informação privilegiada.

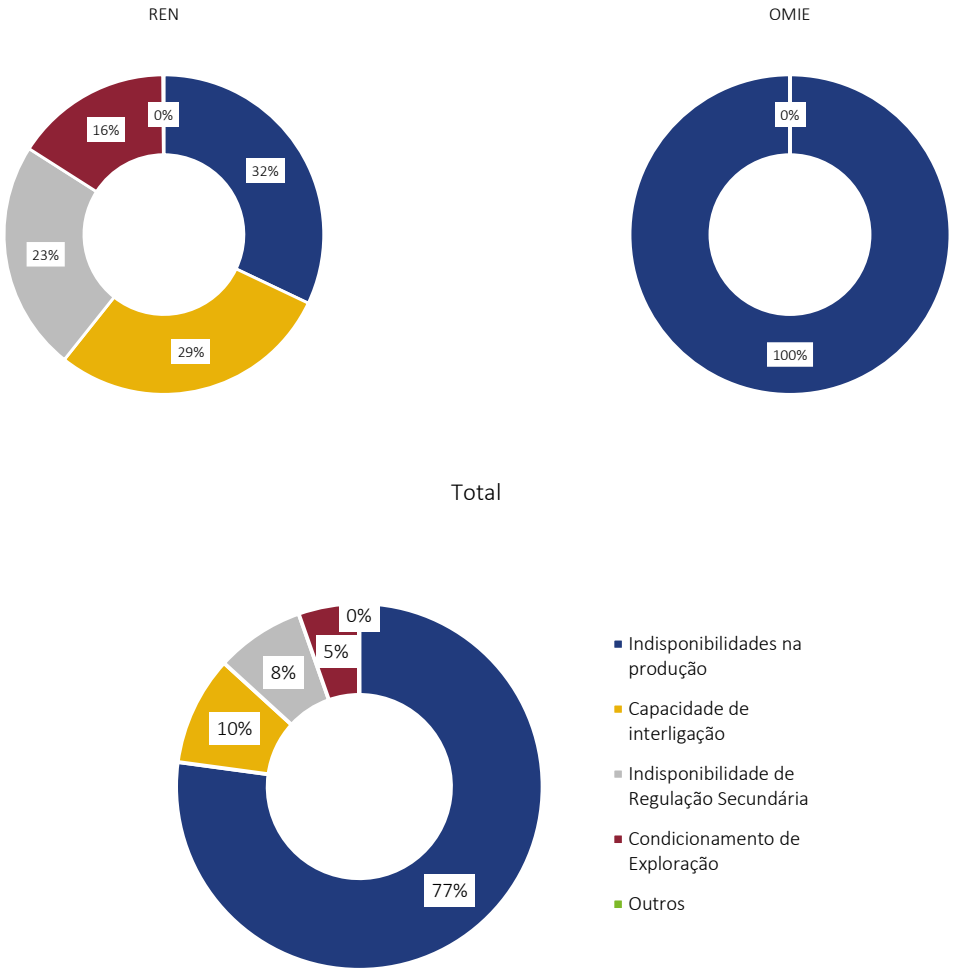
[73] https://umm.omie.es/electricity-list

Na plataforma IIP do OMIE, durante 2024, foram comunicados 6 102 factos relevantes. Destes, a totalidade correspondeu a comunicação de indisponibilidades de produção.

Assim, na totalidade do ano de 2024, foram comunicados 9 196 factos relevantes. Destes, cerca de 77% corresponderam a indisponibilidades de produção, 10% corresponderam a indisponibilidades de regulação secundária, 8% a alterações da capacidade de interligação disponível para mercado e 5% corresponderam a condicionamentos de exploração de aproveitamentos hidroelétricos.

A Figura 3-35 apresenta o referido:

Figura 3-35 – Comunicação de factos relevantes, 2024



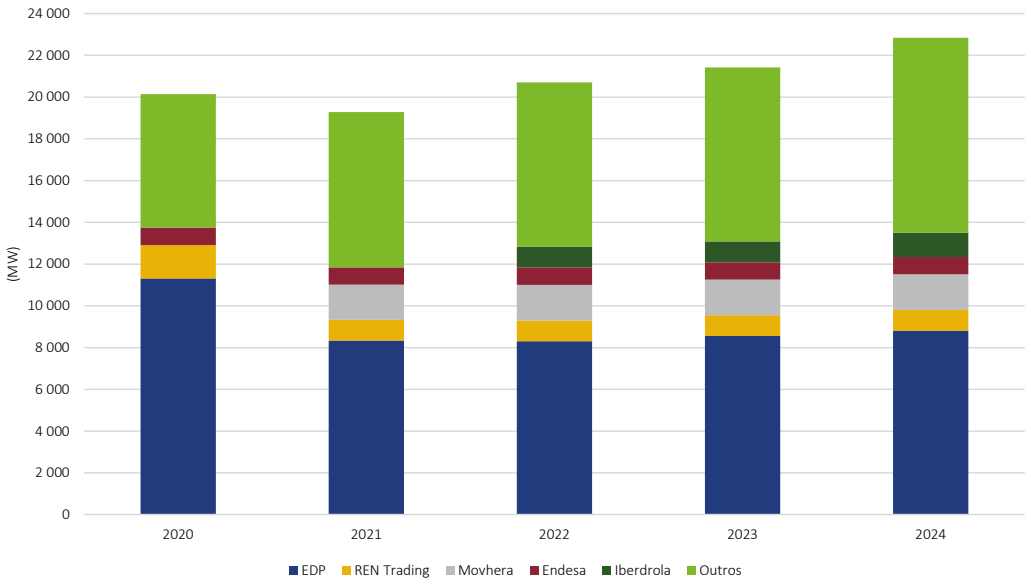
Fonte: dados REN, dados OMIE

EFICÁCIA DA CONCORRÊNCIA

A avaliação da eficácia da concorrência no mercado grossista de eletricidade deve efetuar-se através da caracterização do parque eletroprodutor instalado e da sua produção efetiva. Para isso, importa analisar a evolução do parque instalado em termos de energia primária utilizada.

Em complemento à análise da repartição da capacidade instalada por tecnologia, importa caracterizar a repartição do parque instalado por entidade detentora ou gestora, efetuada na Figura 3-36, sendo constatável que o grupo EDP (inclui EDP Produção e EDP Renováveis) detém parte substancial do parque eletroprodutor português.

Figura 3-36 – Caracterização do parque eletroprodutor em Portugal continental (por agente e capacidade instalada), 2020 a 2024



Fonte: dados REN e grupo EDP

Nota: "Outros" incluem 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 [74] que concluiu a venda de um portefólio de seis centrais hídricas, em Portugal, ao consórcio de investidores formado pela Engie (participação de 40%), Crédit

[74] Comunicado EDP: https://www.edpventures.pt/pt/investors/media/noticias/edp-vende-6-centrais-hidricas-em-portugal-por-eu22-mil-milhoes

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 a empresa que resulta da transmissão do portefólio hídrico da EDP para o referido consórcio.

A EDP anunciou[75] a antecipação do encerramento da central termoelétrica 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 termoelétrica a carvão do Pego, representada pela REN Trading (Agente Comercial), cessou as suas operações em novembro de 2021.

Em julho de 2022, foi inaugurado o projeto de produção hidroelétrica do Tâmega da Iberdrola. O complexo eletroprodutor do Tâmega é composto por três centrais – Alto Tâmega, Daivões e Gouvães e dispõe de uma capacidade instalada total de 1 158 MW. Em 2023, encontravam-se em regime de exploração industrial as centrais de Daivões, com uma potência instalada de geração de 118 MW, Gouvães, com uma potência instalada de geração de 880 MW e 880 MW em bombagem. Adicionalmente, a central do Alto Tâmega, com uma potência instalada de geração de 160 MW, iniciou o regime de exploração industrial em 2024.

Assinala-se, ainda, a concretização de um acordo para a prestação transitória de serviços pela central da Tapada do Outeiro, entre a REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. e a Turbogás – Produtora Energética, S.A., até ao dia 31 de dezembro de 2024, nos termos do Despacho n.º 22/SEENC/2024, emitido pela Senhora Secretária de Estado da Energia e Clima em 28 de março de 2024, tendo-se optado por manter a designação REN Trading [76] para este ativo.

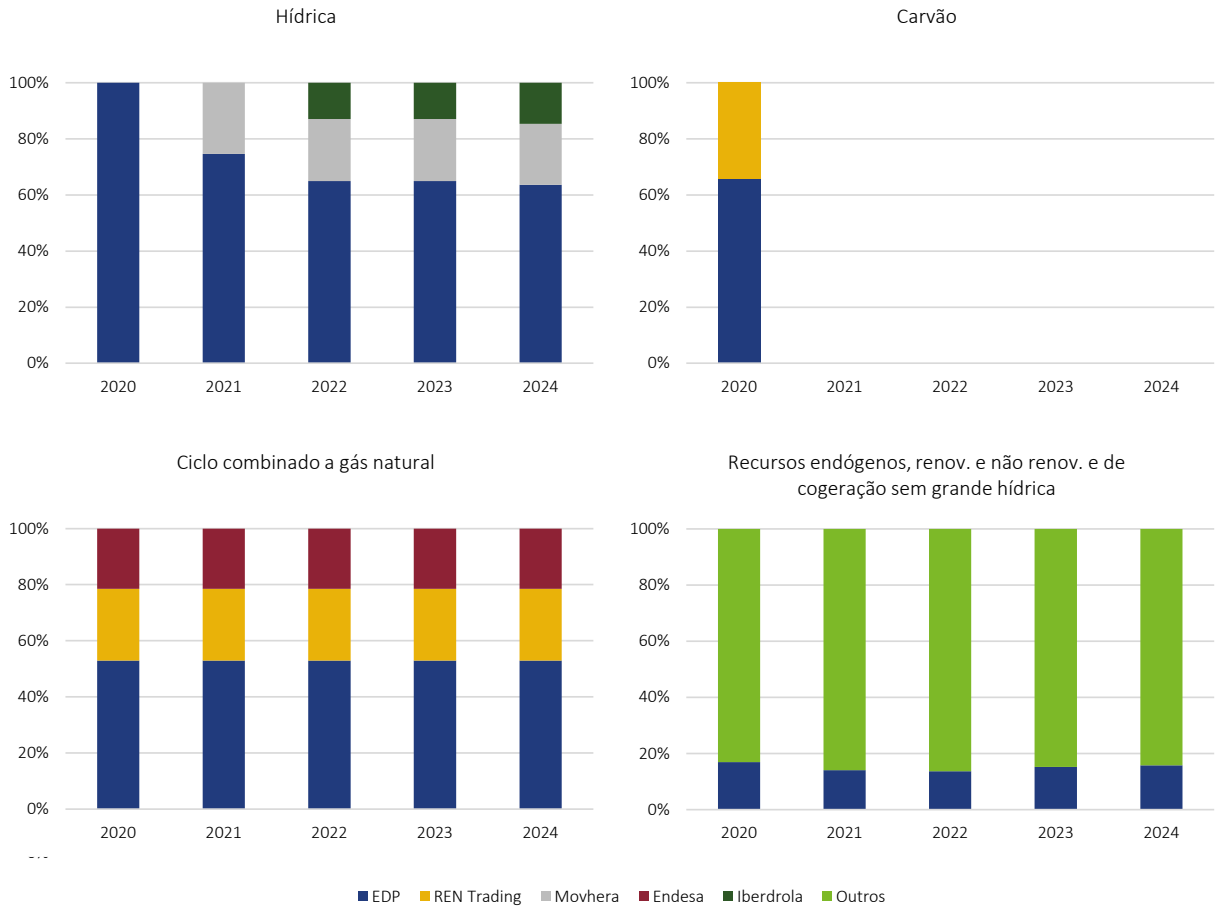
A caracterização do mercado grossista de eletricidade passa também por uma avaliação da concentração empresarial, quer ao nível global, quer ao nível de cada uma das tecnologias de produção.

[75] https://www.edp.com/pt/europa/portugal/media/noticias/edp-antecipa-fecho-de-centrais-carvao-em-portugal-e-espanha

[76] A fusão da REN Trading, S.A. com a REN – Rede Elétrica Nacional, S.A., extinguindo-se a primeira por incorporação, ocorreu a 19 de novembro de 2024.

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 3-37. 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 3-38, que apresenta os valores do índice de *Hirschman-Herfindall* (HHI [77]), que mede a concentração empresarial.

Figura 3-37 – Quotas de capacidade instalada por agente nas diferentes tecnologias, 2020 a 2024



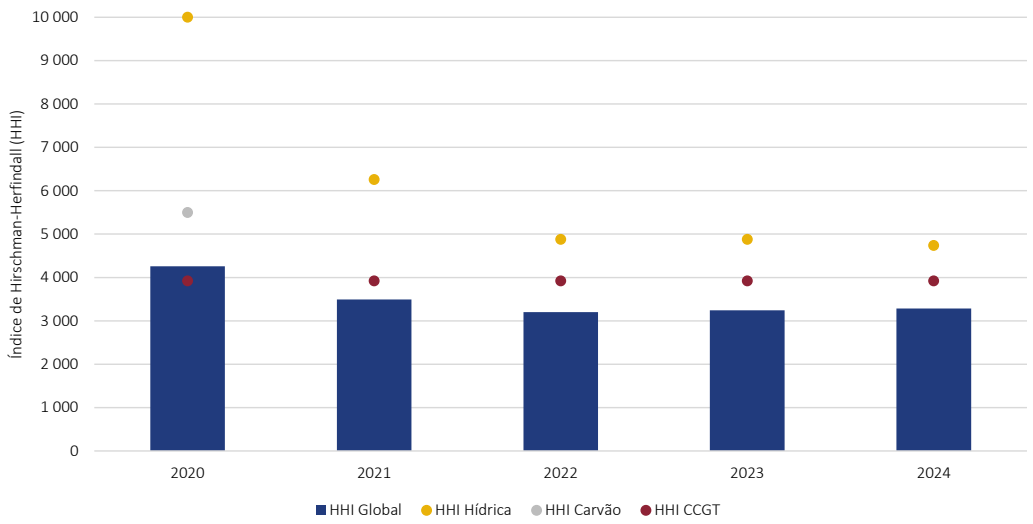
Fonte: dados REN e grupo EDP

Os valores do HHI para a capacidade instalada demonstram que, no segmento de produção de energia elétrica a partir de centrais de ciclo combinado a gás natural, não se registaram alterações na concentração de mercado. Relativamente à hídrica, observou-se, i) em 2021, a evolução resultante da venda de ativos

[77] 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.

de geração hídricos efetuada pela EDP à Movhera; ii) em 2022, o efeito da entrada da nova capacidade de produção dos ativos de geração da Iberdrola; e iii) em 2024, o resultado da conclusão do complexo eletroprodutor do Tâmega da Iberdrola. Salienta-se também, e como referido anteriormente, a cessação, em 2021, das centrais termoelétricas a carvão como meio de produção de energia elétrica.

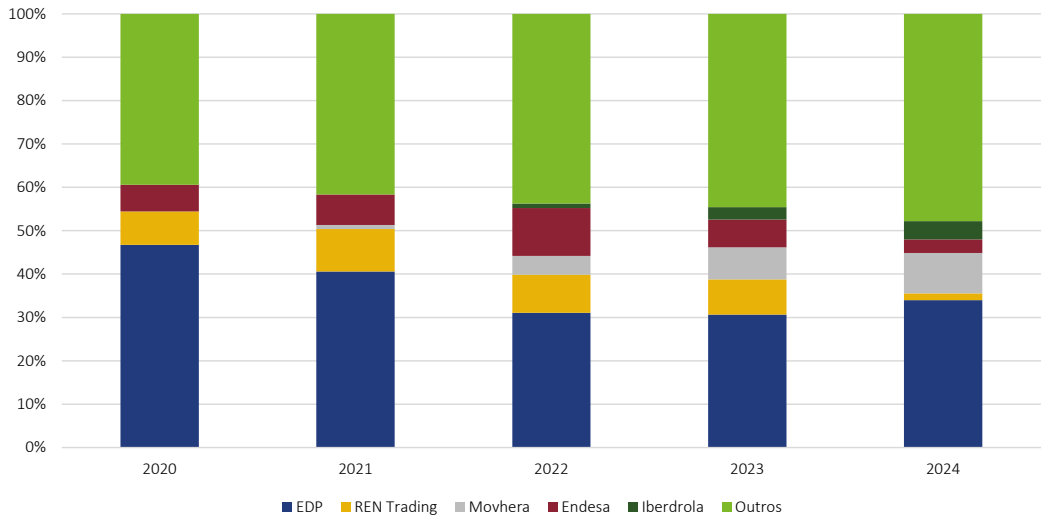
Figura 3-38 – Concentração em termos de capacidade instalada, 2020 a 2024



Fonte: dados REN e grupo EDP

A evolução das quotas de produção de energia elétrica por agente é apresentada na Figura 3-39.

Figura 3-39 – Quotas de energia elétrica produzida por agente, 2020 a 2024

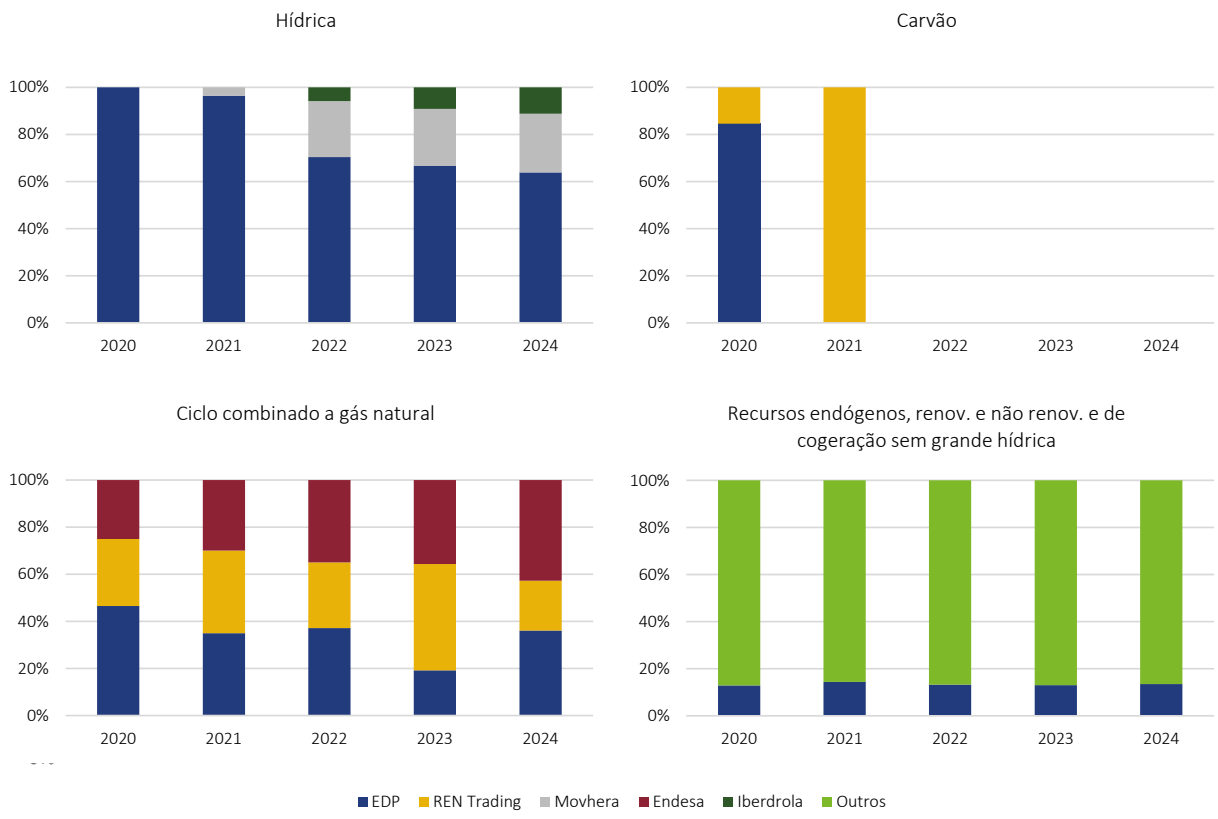


Fonte: dados REN e grupo EDP. Não inclui os valores resultantes do saldo importador da interligação entre Portugal e Espanha.

Do ponto de vista global, em 2021, há a salientar uma diminuição da participação do grupo EDP na produção total de eletricidade em Portugal Continental, fundamentalmente em resultado da diminuição da produção hidroelétrica devido a um regime hidrológico menos favorável, da concretização da venda de ativos de geração hídricos, do fecho da central termoelétrica a carvão de Sines e de uma diminuição relativa da produção verificada nas suas centrais de ciclo combinado. Já em 2022, salienta-se uma diminuição da participação do grupo EDP devida, também, a um regime hidrológico desfavorável e à energia elétrica produzida pelos novos ativos hídricos da Iberdrola. Em 2023 e em 2024 observou-se um aumento da relevância dos agentes que detêm essencialmente ativos eletroprodutores hídricos.

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 3-40.

Figura 3-40 – Quotas de energia elétrica produzida por agente nas diferentes tecnologias, 2020 a 2024



Fonte: dados REN e grupo EDP

Em termos de energia elétrica produzida, o período entre 2020 e 2024 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 2020 e 2024, a situação tem-se mantido sem variações significativas apesar de uma tendência decrescente do operador EDP.

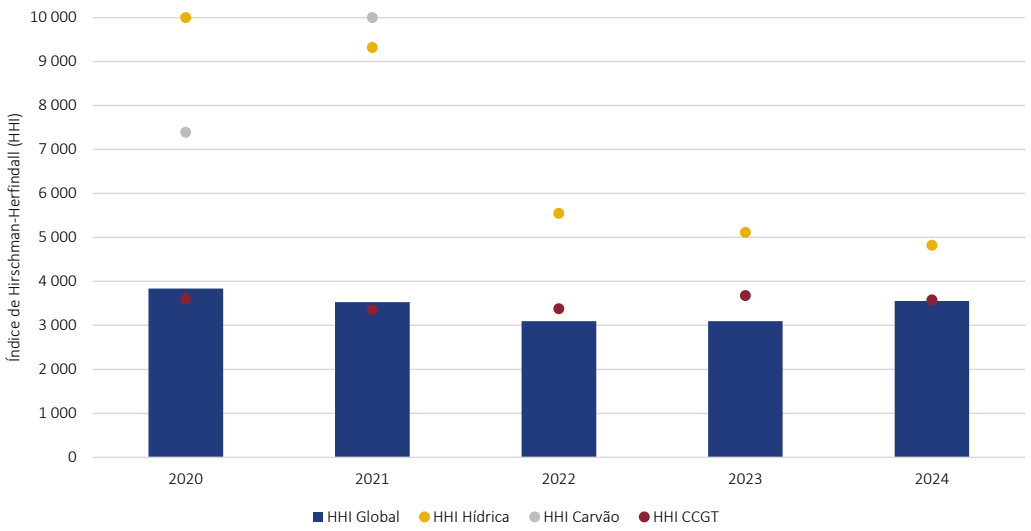
Relativamente à tecnologia hídrica, em 2020 manteve-se a presença exclusiva do operador dominante EDP em resultado de ser detentor de todos os grandes aproveitamentos hídricos. Em 2021, a venda de ativos hídricos da EDP à Movhera provocou alterações das quotas relativas. Verificou-se uma evolução semelhante em 2022, 2023 e 2024 com a entrada em produção dos novos ativos da Iberdrola.

No caso das centrais de ciclo combinado a gás natural, ocorreu uma diminuição global na produção de energia elétrica em 2024 face ao ano anterior. Esta variação, de cerca de 4,6 TWh em termos absolutos, resultou da diminuição geral de produção dos grupos de ciclo combinado a gás natural da EDP (centrais de Lares e do Ribatejo), da Endesa (Pego) e da central gerida pela REN Trading (central da Turbogás).

Relativamente às centrais termoelétricas a carvão, não se verificou produção de energia elétrica em 2024 tal como nos dois anos anteriores. Esta situação resultou do término da produção de eletricidade a partir de carvão na sequência do fecho da central termoelétrica de Sines no início de 2021 (Grupo EDP) e do fecho em novembro de 2021 da central termoelétrica do Pego (gerida pela REN Trading).

Os indicadores de concentração global, relativos a 2024, registam uma concentração empresarial superior à que ocorrera em 2023. Esta evolução é sustentada fundamentalmente pela diminuição do nível de produção térmica, em contraste com o aumento do nível de produção hídrica, do grupo EDP.

Figura 3-41 – Concentração em termos de produção de energia elétrica, 2020 a 2024



Fonte: dados REN e grupo EDP

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 a 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

Pareceres sobre operações de concentração

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 estatutos[78], a ERSE deve promover e defender a existência de um ambiente concorrencial, designadamente identificando e notificando à AdC a existência de situações que possam

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

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 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 2024, a ERSE emitiu oito pareceres, solicitados pela AdC, referentes às seguintes operações de concentração relativas ao setor elétrico.

1. Operação de concentração que consistiu na aquisição pela EDP Comercial – Comercialização de Energia, S.A. do controlo exclusivo sobre um conjunto de ativos que correspondem a dois projetos de unidades de pequena produção de eletricidade, situados no Crato e em Trevões, com uma potência instalada total de 17 MW.

A operação incidiu sobre as atividades de comercialização e produção de eletricidade, sendo que as sociedades envolvidas nesta operação atuam no segmento da comercialização de eletricidade e da produção de energia elétrica com utilização de fontes renováveis.

A operação em questão mereceu a oposição da ERSE, devido ao facto de esta ser juridicamente conflituante com o quadro legal em vigor, bem como suscitar sérias dúvidas sobre os efeitos concorrenciais da operação, em especial no âmbito do mercado dos serviços de sistema.

2. Operação de concentração que consistiu na aquisição pela EDPR PT – Promoção e Operação, S.A., do controlo exclusivo sobre a EDPR PT – Parques Eólicos, S.A.

   A operação incidiu sobre a atividade de produção de eletricidade, sendo que as sociedades envolvidas nesta operação atuam no segmento da produção de energia elétrica com utilização de fontes renováveis.

   A operação em questão mereceu a não oposição da ERSE, principalmente pelo facto da EDPR já deter, antes da concretização da operação, uma posição maioritária do capital da Adquirida, pelo que esta não consubstancia uma alteração na estrutura de domínio da EDPR PE, não tendo assim, objetivamente, impactos na estrutura de mercado de produção de eletricidade, nem no mercado de serviços de sistema.

3. Operação de concentração que consistiu na aquisição pela GVK Omega SGPS Unipessoal, Lda. de até 100% das ações da Greenvolt - Energias Renováveis, S.A.

   A operação incidiu sobre a atividade de produção de eletricidade.

   A operação em questão mereceu a não oposição da ERSE, uma vez que a Notificante não detinha quaisquer ativos de produção de eletricidade em Portugal ou na Península Ibérica, e assim a operação se afigurar numa mera transferência de propriedade da Empresa-Alvo, sem qualquer impacto nas quotas de mercado de produção de eletricidade.

4. Operação de concentração que consistiu na aquisição pela Finerge, S.A. do controlo exclusivo sobre as empresas Eólica da Arada – Empreendimentos Eólicos da Serra da Arada, S.A., Eólica da Cabreira, S.A., Eólica de Montemuro, S.A., e Windminho – Energias Renováveis, S.A.

   A operação incidiu sobre a atividade de produção de eletricidade, sendo que as sociedades envolvidas nesta operação atuam no segmento da produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis.

A operação em questão mereceu a não oposição da ERSE, no entanto, foi reafirmada a necessidade de avaliar com especial cuidado eventuais futuras operações de concentração no âmbito da tecnologia eólica.

5. Operação de concentração que consistiu na aquisição, por parte da TOKYO GAS Co, de uma participação de 21,2% no capital social da WINDPLUS, S.A., detida pela OW OFFSHORE S.L

   A operação incidiu sobre a atividade de produção de eletricidade, sendo que a sociedade adquirida detém um único ativo de produção, concretamente o parque WindFloat Atlântico.

   A operação em questão mereceu a não oposição da ERSE, uma vez que não levanta quaisquer dúvidas do ponto de vista concorrencial.

6. Operação de concentração que consistiu na aquisição por parte da empresa ENGIE, S.A., através da sua subsidiária ENGIE Energy Management, S.A. do controlo exclusivo de ativos detidos pela TrustEnergy B.V., sendo esta detida em controlo conjunto pela própria ENGIE e pela Marubeni Corporation.

   A operação incidiu sobre a atividade de produção de eletricidade.

   A operação em questão mereceu a não oposição da ERSE visto que não é suscetível de criar entraves significativos à concorrência.

7. Operação de concentração que consistiu na aquisição por parte da empresa Masdar Espana Holding 2 RSC Limited do controlo exclusivo da Terp Spanish Holdco, S.L.U..

   A operação incidiu sobre a atividade de produção de eletricidade.

   A operação em questão mereceu a não oposição da ERSE visto que não é suscetível de criar entraves significativos à concorrência.

8. Operação de concentração que consistiu na aquisição por parte da empresa First Sentier Invetico S.à r.l. do controlo exclusivo de ativos sobre a Energy Environment and Sustainability, S.L.U., ativa em Portugal através da Magestop – Gestão, Operação e Manutenção de Centrais, Lda..

   A operação incidiu sobre o mercado de operação e manutenção de centrais elétricas.

   A operação em questão mereceu a não oposição da ERSE visto que não é suscetível de criar entraves significativos à concorrência.

Adicionalmente, foi emitido um parecer da ERSE à AdC sobre a proposta de compromissos adicionais apresentados pela EDPR PT – Promoção e Operação, S.A. no âmbito da aquisição do controlo exclusivo sobre a EDPR PT – Parques Eólicos, S.A.. Neste parecer, a ERSE entendeu apresentar a sua não oposição aos compromissos apresentados, reiterando que é desejável que os relatórios efetuados por um eventual mandatário designado pela Notificante sejam submetidos à valorização crítica da ERSE, enquanto regulador setorial, assim que sejam enviados para conhecimento da AdC para aferição do cumprimento dos compromissos.

Leilões PRG

Em outubro de 2024, a ERSE promoveu uma consulta pública (Consulta Pública n.º 125) relativa à alteração de regras para a colocação, em mercado a prazo, da energia proveniente de produção em regime de remuneração garantida (anteriores leilões PRE, atualmente mais corretamente designados como leilões PRG, à luz do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual e do RRC).

Os leilões de PRG são um relevante instrumento de nivelamento da concorrência em mercado grossista, em particular na vertente do aprovisionamento de energia elétrica por parte de comercializadores não verticalmente integrados. Este mecanismo permite ainda que se reduzam ou mitiguem alguns dos riscos de volatilidade de preço de aprovisionamento, em particular para os mencionados comercializadores, o que lhes confere condições concorrencialmente mais niveladas de abordagem ao mercado retalhista de eletricidade.

As regras colocadas em consulta pública permitem a modulação da modalidade de contratação – contrato bilateral ou contratação de produto padronizado em mercado organizado, assim ajustando o perfil de contratação às características e necessidades de cada agente comercializador. Por outro lado, estas regras permitem ainda que, com caráter opcional, outros agentes produtores se possam juntar às ofertas de venda colocadas em representação do sistema elétrico (pelo AUR), tornando disponível a pequenos produtores independentes um mecanismo de descoberta de preço a prazo que, por norma, está mais acessível a produtores de maior dimensão relativa.

DESENVOLVIMENTOS REGULAMENTARES

Valor de pagamento por conta a aplicar em 2024 aos produtores de energia elétrica abrangidos pelo mecanismo de equilíbrio concorrencial

O Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, na sua redação atual, estatui a possibilidade de definição, pelo membro do Governo responsável pela área da energia, sob proposta da ERSE, de um valor de pagamento por conta para os produtores de eletricidade.

A suspensão de medidas fiscais em Espanha, que afetavam a formação do preço da energia elétrica em referencial grossista, levou à suspensão no terceiro trimestre de 2021[79], pelo membro do Governo responsável pela área da energia, da aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial sendo, sucessivamente, prorrogada até ao final do ano de 2023, em simetria com o verificado no Reino de Espanha.

Em 27 de dezembro de 2023, o Governo do Reino de Espanha reintroduziu as medidas fiscais de forma faseada para o ano de 2024.

Na sua proposta, a ERSE sugeriu a definição de um único valor anual de pagamento por conta. Contudo, tendo o Governo do Reino de Espanha determinado a reintrodução de medidas fiscais de forma faseada, o membro do Governo responsável pela área da energia determinou a definição de um valor de pagamento por conta, em linha com a evolução faseada da reintrodução das medidas fiscais em Espanha.

O Despacho n.º 3034/2024, publicado no Diário da República, 2.ª Série, n.º 58, de 21 de março de 2024, com produção de efeitos a partir de 1 de janeiro de 2024, veio, assim, a estabelecer os valores de pagamento por conta a aplicar em 2024 aos produtores de energia elétrica abrangidos pelo mecanismo de equilíbrio concorrencial.

O pagamento por conta a aplicar para o ano de 2024, independentemente da tecnologia de geração empregue na produção de energia elétrica pelos centros eletroprodutores abrangidos, assumiu os seguintes valores: 1.º trimestre de 2024: 2,16 EUR/MWh, por unidade de energia injetada na RESP; 2.º trimestre de 2024: 3,24 EUR/MWh, por unidade de energia injetada na RESP; 3.º e 4.º trimestres de 2024: 4,31 EUR/MWh, por unidade de energia injetada na RESP.

Alteração do prazo de vigência da unidade de desvios de comercialização

O fim da unidade de desvios de comercialização (udc) após o período transitório implica que os agentes de mercado comercializadores que queiram aproveitar o benefício estatístico da consolidação dos desvios em

[79] Despacho n.º 6398-A/2021, publicado no Diário da República, 2ª série, nº 124, de 29 de junho de 2021

carteira, devem contratar em mercado um agente de mercado responsável pela liquidação dos desvios (BRP) que lhes preste o serviço.

Considerando a proximidade da data do fim da vigência da udc, na sequência da produção de efeitos da metodologia de tratamento dos desvios pelo GGS, os pequenos comercializadores a atuar no mercado liberalizado solicitaram à ERSE a prorrogação do prazo de vigência da udc, ainda transitório, sendo esta fundamentada pelo facto da inexistência, à data, de BRP em regime de mercado que acautelem o tratamento dos desvios dos pequenos comercializadores até aqui acolhidos na udc.

Assim, a ERSE, através da Diretiva n.º 11/2024, de 22 de março, procedeu à alteração do MPGGS, prorrogando o prazo de vigência da udc até 30 de junho de 2025.

Alteração ao regime de gestão de riscos e garantias no SEN e no SNG, através da Diretiva n.º 7/2021 [80], de 15 de abril

Em 23 de janeiro de 2024, a ERSE lançou a Consulta Pública n.º 119 que incluiu uma proposta de Diretiva para a repartição do financiamento dos custos com a tarifa social (TS) para o período de 18 de novembro a 31 de dezembro de 2023 e para o ano de 2024.

Foi, também, apresentada uma proposta de Diretiva sobre os procedimentos de operacionalização do financiamento dos custos com a tarifa social, no quadro do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, com a redação dada pelo Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro, onde foi suscitada a inclusão, no âmbito do regime de gestão de riscos e garantias, dos custos de financiamento da tarifa social, porquanto a natureza das responsabilidades e o titular do processo de faturação é similar à que, já hoje, se integra no perímetro de encargos sujeitos ao regime de gestão de riscos e garantias, através de responsabilidades constituídas junto do GGS.

Na sequência desta consulta, entendeu a ERSE proceder à adaptação do regime de gestão de riscos e garantias, por forma a acomodar a integração das responsabilidades decorrentes do financiamento da tarifa social, através da Diretiva n.º 15/2024, de 28 de maio.

[80] https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/diretiva/7-2021-161433228

3.2.2 MERCADO RETALHISTA

O ano de 2024 foi marcado por uma significativa variabilidade de preços da eletricidade nos mercados grossistas, tendo-se verificado, em geral, preços bastante reduzidos no primeiro semestre do ano, e preços significativamente mais elevados na segunda metade de 2024. Tais oscilações não comprometeram, contudo, o reforço do peso do mercado liberalizado, em clientes e em consumo, no setor elétrico.

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 de eletricidade sobre as ofertas disponíveis, continuam a permitir a entrada de novos comercializadores no mercado livre. O ano de 2024 também ficou marcado pelo aumento do número de comercializadores em regime de mercado, face a 2023, existindo agora 37 comercializadores de eletricidade no mercado liberalizado, nos diversos segmentos de clientes, e 36 no segmento de clientes em BTN.

A penetração no mercado liberalizado, quer em número de clientes, quer em consumo, subiu ou manteve-se, face a 2023, em todos os segmentos de clientes. O segmento com menor penetração, o dos clientes fornecidos em BTN, passou a ter uma penetração próxima dos 87%, face aos 86% verificados no final de 2023.

A intensidade de mudança de comercializador em 2024 subiu significativamente, em número de clientes, face a 2023, e atingiu os 23%, mais 6 pontos percentuais do que no ano anterior. Em consumo, a intensidade de mudança em 2024 manteve-se aproximadamente nos 25% registados no ano anterior, uma vez que, apesar do significativo aumento do consumo de mudança no segmento doméstico, existiu uma redução, também considerável, no consumo de mudança no segmento dos grandes clientes.

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

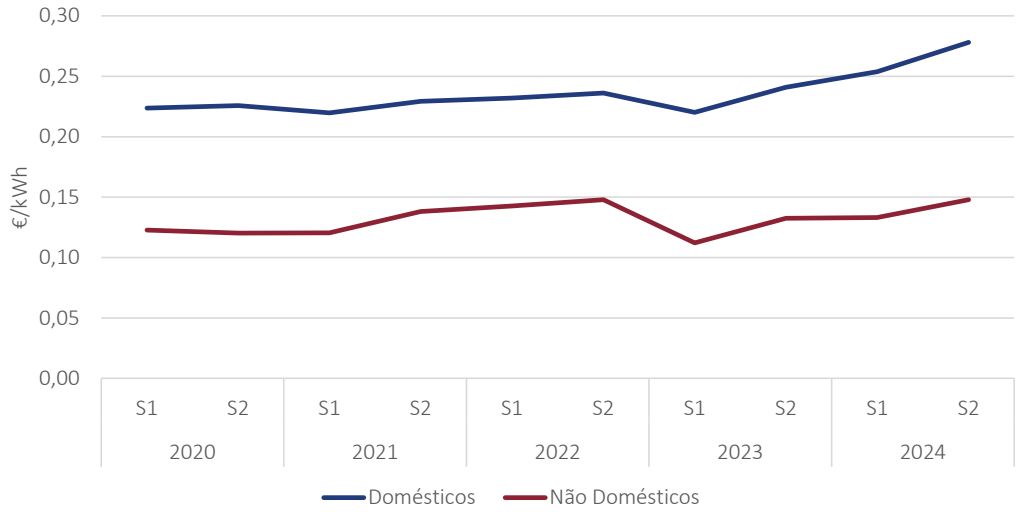
A ERSE recebe dos comercializadores, trimestralmente, informação sobre os preços médios faturados no mercado retalhista de eletricidade que utiliza nas suas funções de monitorização e supervisão desse mercado, bem como para divulgação dos preços médios.

O formato de reporte desta informação alterou-se a partir do 4.º trimestre de 2024, com a publicação da Diretiva n.º 16/2024, de 20 de junho, que passou a incluir mais informação sobre o tipo de preço praticado (fixo, indexado e dinâmico) ou o tipo de cliente (ex.: clientes com tarifa social).

No ano de 2024, verificou-se um aumento dos preços médios da eletricidade, mais acentuado para os consumidores domésticos do que para os não domésticos[81]. Apesar de a evolução dos preços da eletricidade depender de uma diversidade de fatores, como os preços dos mercados grossistas, a evolução dos custos das redes, dos custos da proteção ambiental, bem como níveis de impostos aplicáveis, o aumento dos preços em 2024 deveu-se em boa parte aos aumentos das tarifas reguladas de Acesso às Redes face ao ano anterior. Em 2023, as tarifas de Acesso às Redes tinham sido negativas, por via de CIEG também negativos, o que permitiu mitigar o acréscimo de preços dos mercados grossistas verificado nesse período, beneficiando todos os consumidores no preço final.

[81] A Figura 3-42 apresenta os preços dos consumidores não domésticos sem IVA pelo facto de ser uma componente do preço recuperada por estes, sendo esta também a metodologia adotada pelo Eurostat nos seus relatórios.

Figura 3-42 – Evolução dos preços médios da eletricidade para os consumidores domésticos (com IVA, taxas e outros impostos) e não domésticos (sem IVA)



Fonte: Eurostat, ERSE

A ERSE recebe também, de forma permanente, informação atualizada[82] sobre os preços de referência[83] que os comercializadores praticam ou preveem praticar para os fornecimentos de eletricidade em BT. Esta informação[84] é divulgada no simulador de preços de energia da ERSE[85], que é uma importante ferramenta de apoio aos consumidores, para a escolha do seu fornecedor de energia. Complementarmente, são publicados boletins trimestrais sobre os preços de referência praticados no mercado em BTN[86].

No último trimestre de 2024, existiam, para o consumidor tipo 2[87], 23 comercializadores em mercado com 393 ofertas comerciais, das quais 252 eram ofertas exclusivamente de eletricidade e 141 eram ofertas duais[88], o que corresponde a um acréscimo de comercializadores (+3) e do número de ofertas (+5) face ao último trimestre de 2023.

[82] É devido o envio em base anual e sempre que haja alguma alteração de preços ou condições contratuais.

[83] Conjunto de tarifas, opções tarifárias, respetivos preços e indexantes por variável de faturação, bem como as condições de aplicação das tarifas (características de consumo, duração dos contratos e condições de revisibilidade dos preços).

[84] 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.

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

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

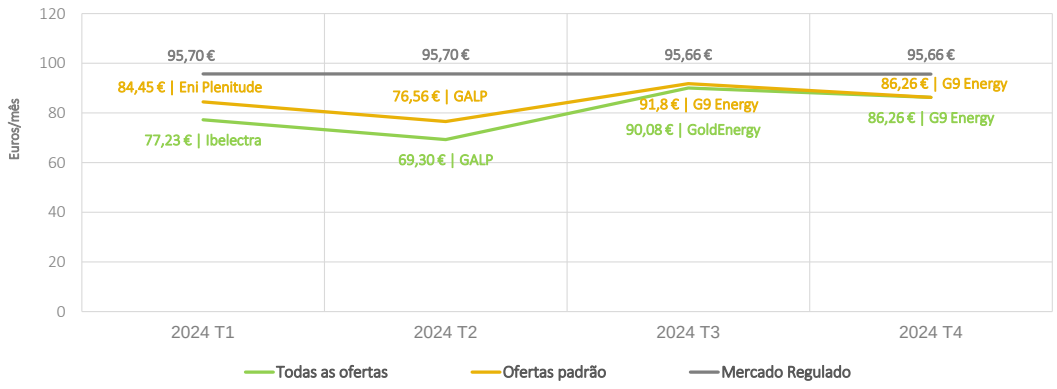
[87] Trata-se do tipo de consumidor com consumo anual de 5 000 kWh, dos quais 40% em período de vazio, e potência contratada de 6,9 kVA.

[88] Ofertas integradas de gás e de eletricidade.

A Figura 3-43 e a Figura 3-44 mostram a evolução das faturas[89] mensais das ofertas comerciais mais competitivas de eletricidade e duais, respetivamente, face à Tarifa Regulada. Para a eletricidade, o diferencial foi sempre favorável às ofertas de mercado, tendo-se registado, no último trimestre do ano de 2024, uma fatura de 86,26 euros/mês da oferta mais competitiva (desconto de 10% e poupança mensal de 9,40 euros face à Tarifa Regulada). Nas ofertas duais a poupança da oferta mais competitiva no final do ano de 2024 era de apenas 1%, pese embora se tenham registado poupanças mais significativas durante o primeiro semestre do ano.

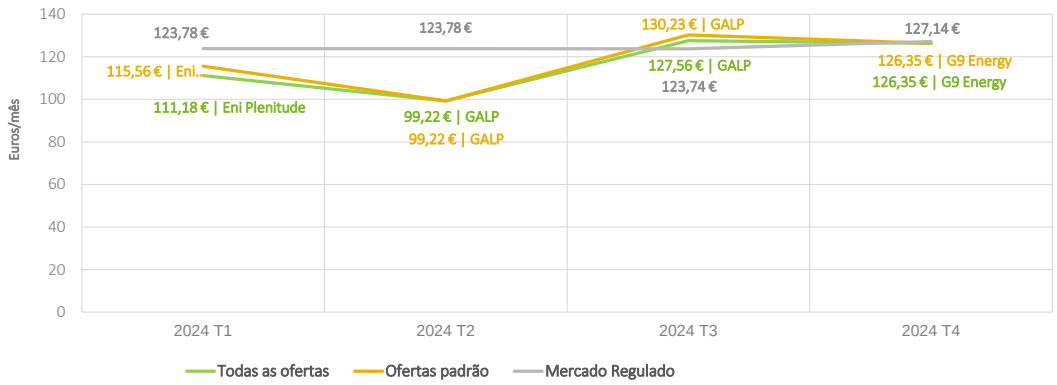
Para mais detalhe sobre as comparações para outros tipos de cliente, bem como sobre a metodologia de comparação utilizada, nomeadamente quanto ao tipo de ofertas e às componentes incluídas, pode ser consultado o Boletim das Ofertas Comerciais de Eletricidade do 4.º trimestre de 2024.

Figura 3-43 – Fatura mensal da oferta de eletricidade mais competitiva em 2024 - consumidor tipo 2



[89] Os preços apresentados incluem as taxas e impostos aplicáveis, exceto a taxa DGEG para a eletricidade e a TOS para o gás natural. A análise inclui a totalidade das ofertas comerciais, ou seja, para além das ofertas padrão (sem qualquer tipo de restrição), inclui as ofertas condicionadas, com fidelização e indexadas. Não são consideradas as ofertas comerciais com serviços adicionais obrigatórios.

Figura 3-44 – Fatura mensal da oferta dual mais competitiva em 2024 - consumidor tipo 2



Fonte: dados ERSE

TRANSPARÊNCIA

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:

- Comparação de preços no mercado para fornecimentos em Portugal continental em BTN[90];
- Potência contratada[91];
- Rotulagem de eletricidade[92].

A ERSE verifica a divulgação nos sites dos comercializadores das ofertas que estes praticam no mercado. Quando se verificam discrepâncias ou lacunas, nomeadamente em termos de preços ou de condições comerciais, a ERSE reserva-se o direito de não publicar as ofertas comerciais no seu simulador, até estarem ultrapassadas as questões identificadas.

Adicionalmente, é disponibilizada no site da ERSE uma lista interativa dos "Preços das Ofertas Comerciais de energia em mercado"[93], que permite identificar a melhor oferta no mercado e acompanhar a constante alteração de preços e das condições das ofertas de eletricidade e gás natural.

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

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

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

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

Além do simulador e da lista dos "Preços das Ofertas Comerciais de energia em mercado", a ERSE disponibiliza ainda, em formato aberto e atualizado, 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, garantindo o acesso à informação a todos os interessados.

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.

A ERSE mantém igualmente disponível uma calculadora da tarifa social[94]. 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 [95] regras que preveem obrigações de divulgação e de conteúdo, de forma harmonizada, 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 retalhista de eletricidade.

No âmbito do exercício do regime equiparado[96], os comercializadores devem 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

[94] Disponível desde 2017, em https://www.erse.pt/media/1jshsbih/desconto-tarifa-social-t1_2024-g%C3%A1s.xlsx.

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

[96] Aprovado pela Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto e pela Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro, na sua redação atual.

ao preço praticado pelo comercializador, o cliente[97] 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[98].

Em termos regulamentares, mantém-se a obrigação dos comercializadores com mais de cinco mil clientes[99] divulgarem publicamente[100] 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 oito 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.

Também consta do RRC, a obrigação de os comercializadores com mais de 50 mil clientes disponibilizarem tarifários indexados, e de os comercializadores com mais de 200 mil clientes disponibilizarem tarifários dinâmicos[101].

Cabe ainda referir as regras relativas à informação a disponibilizar nas faturas dos clientes, designadamente quanto à parcela das tarifas de acesso, à parcela CIEG e à rotulagem de energia elétrica[102].

As regras de acesso à informação dos consumos de energia elétrica, pelos clientes, estão reguladas pela ERSE nos termos do RRC, do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados [103] e do RSRI [104]. Todas as instalações em MAT, AT, MT e BTE e a quase totalidade das instalações em BTN estão equipadas com sistemas de medição com leitura remota (telecontagem), com periodicidade diária e recolha dos registos quarto-horários.

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

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

[99] Nos termos do artigo 378.º, n.º 3, 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".

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

[101] Nos termos do n.º 2 e do n.º 3 do artigo 15.º do RRC.

[102] Nos termos dos artigos 45.º, 46.º, 54.º a 56.º do RRC.

[103] Aprovado pela Diretiva n.º 5/2016, de 26 de fevereiro.

[104] Aprovado pelo Regulamento n.º 817/2023, de 27 de julho.

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, determinou que, até ao final de 2024, todos os clientes em Portugal continental tenham contadores inteligentes nas suas instalações. O cronograma de instalação dos contadores inteligentes e a sua integração nas infraestruturas das redes inteligentes obedeceu ao previsto no Despacho n.º 14064/2022 [105], de 6 de dezembro, para os operadores de rede de distribuição em Portugal continental.

Os principais serviços das redes inteligentes incluem, nomeadamente, faturação baseada em consumos reais, minimizando 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, ativação e restabelecimento de fornecimento).

Nos termos da Diretiva n.º 19/2024, de 19 de agosto, a ERSE aprovou os indicadores de desempenho das redes inteligentes de energia elétrica. Até 15 de maio de 2025, com referência aos anos de 2023 e 2024, os operadores de rede de Portugal continental e das Regiões Autónomas devem reportar os indicadores de desempenho das redes inteligentes.

Nas instalações ligadas em BTN sem contador inteligente ou não integradas em rede inteligente, a recolha da leitura deve ser realizada localmente, em 92% dos casos, com intervalos não superiores a 96 dias [106]. 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 [107]. As leituras do contador pelo cliente e pelo ORD têm o mesmo valor jurídico para efeitos da faturação.

EFICÁCIA DA CONCORRÊNCIA

O processo de liberalização do setor elétrico em Portugal continental tem vindo a consolidar-se de forma progressiva, apesar da crise energética e da instabilidade 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

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

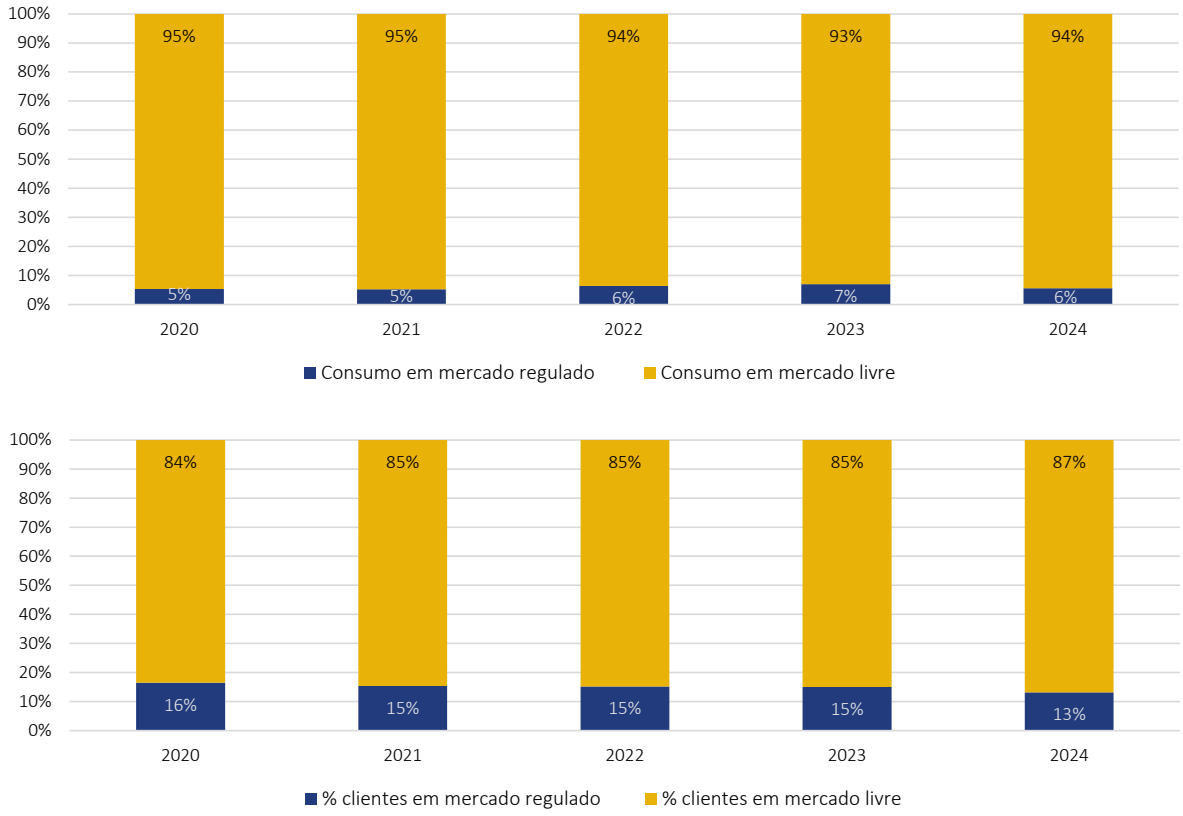
[106] Nos termos do Regulamento da Qualidade de Serviço, artigo 86.º, a obrigação de leitura dos equipamentos de medição, é realizada através de um indicador geral, calculado através do quociente entre o número de leituras locais com intervalo face à leitura local anterior inferior ou igual a 96 dias e o número total de leituras locais. O padrão definido para este indicador é de 92%.

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

clientes, incluindo os clientes residenciais, tem contribuído, apesar das sucessivas prolações, para alertar para a necessidade de os clientes optarem por um comercializador em regime de mercado liberalizado.

A evolução do consumo e do número de clientes no mercado liberalizado e no mercado regulado em Portugal continental, entre 2020 e 2024, pode ser observada na Figura 3-45.

Figura 3-45 – Repartição do consumo e do número de clientes entre mercado regulado e mercado liberalizado, 2020 a 2024



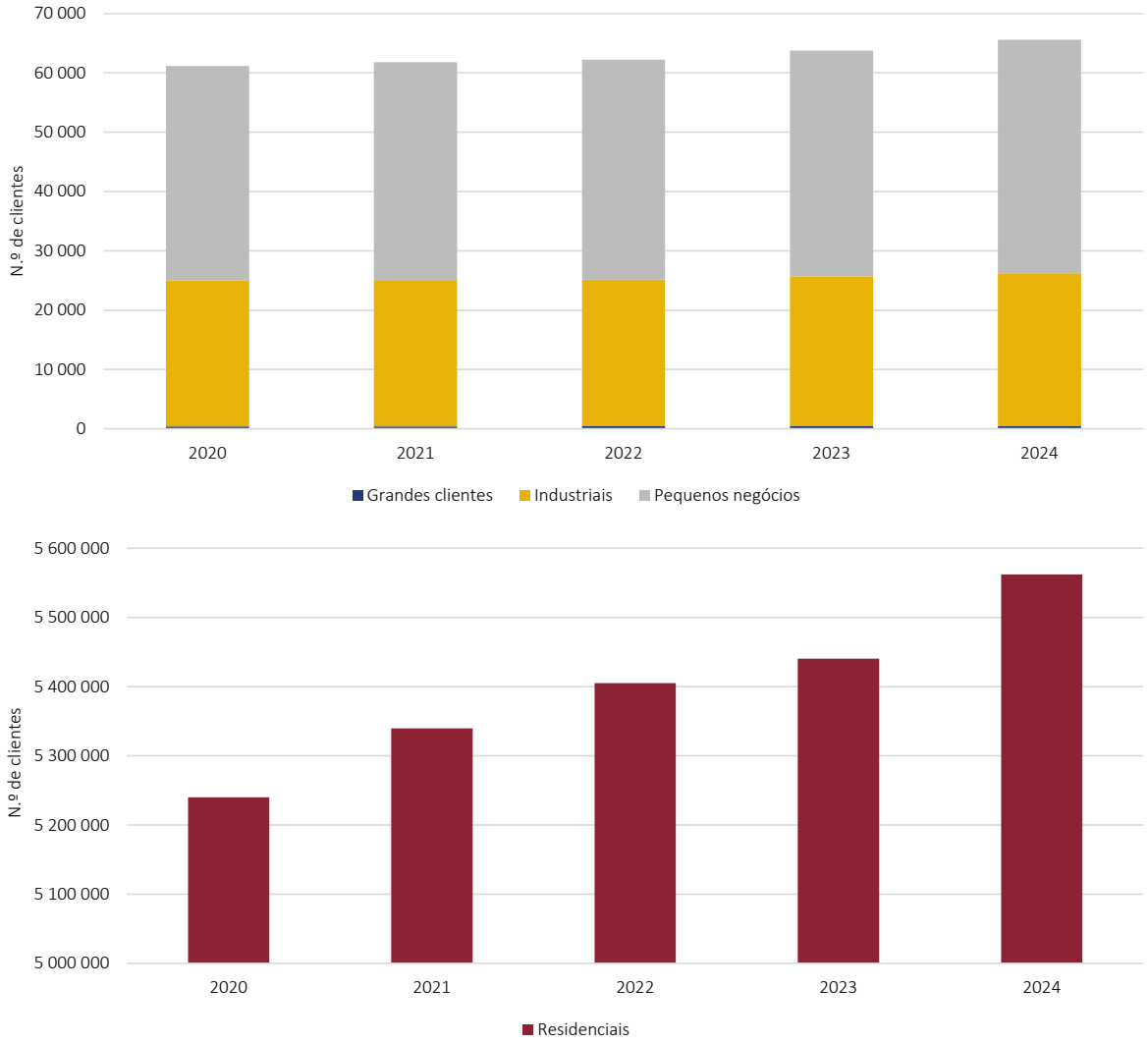
Fonte: dados OLMC

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 2024, o consumo em mercado liberalizado representava cerca de 94% do consumo total.

Na Figura 3-46 é possível observar que o número de clientes no mercado liberalizado subiu, em todos os segmentos, face a 2020.

Em 2024, continua a verificar-se um crescimento de entre 2% e 4% no mercado livre nos segmentos de clientes MAT [108], AT, MT e BTE.

Figura 3-46 – Evolução do mercado liberalizado em Portugal continental, 2020 a 2024



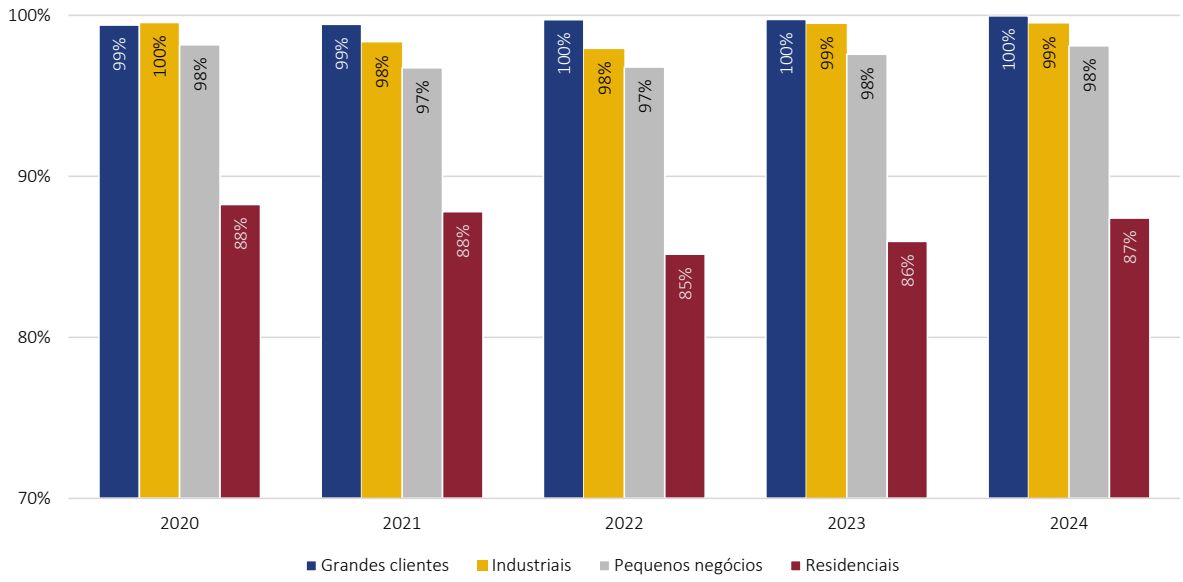
Fonte: dados OLMC

A penetração do mercado liberalizado em cada segmento de clientes, em consumo, é apresentada na Figura 3-47. Em 2024, a quase totalidade do consumo de grandes clientes, de clientes industriais e de pequenos negócios foi assegurada por comercializadores em mercado livre.

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

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, o grau de penetração subiu 1 p.p. em 2024, face ao ano precedente, registando cerca de 87% dos clientes deste segmento no mercado livre.

Figura 3-47 – Penetração do mercado liberalizado por segmento de clientes, 2020 a 2024

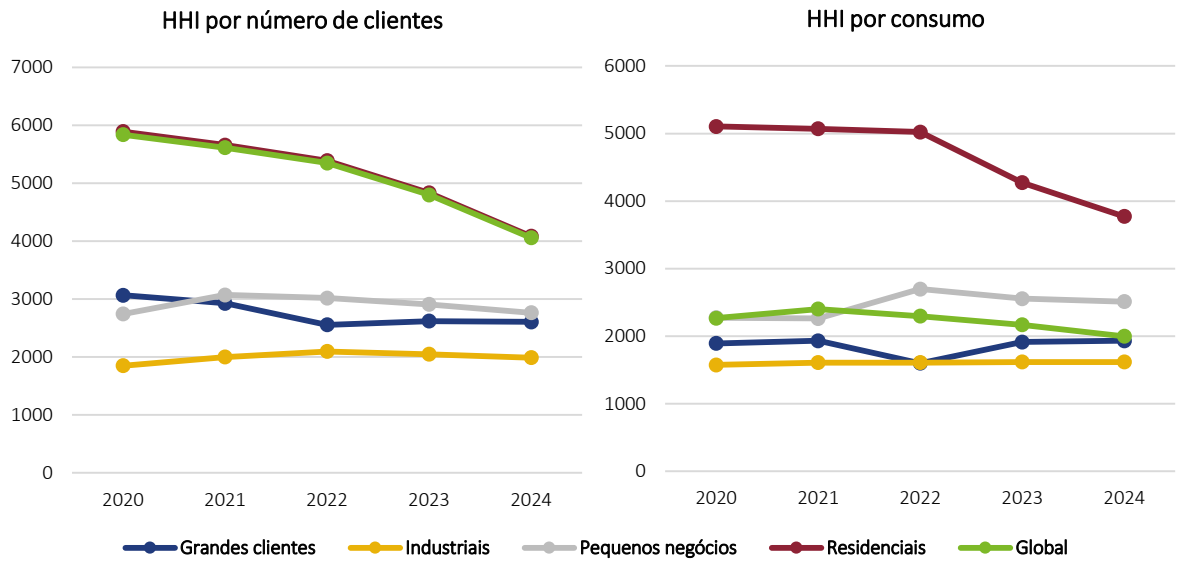


Fonte: dados OLMC

No mercado liberalizado, uma análise por segmentos permite verificar que, em 2024, os segmentos de grandes clientes e de clientes industriais são os mais disputados, quer em número de clientes, quer em consumo, apresentando os menores níveis de HHI. 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 2024, essencialmente devido à concentração no segmento residencial. Contudo, observa-se desde 2020, uma tendência decrescente do HHI, sobretudo em termos de número de clientes, conforme apresentado na Figura 3-48.

Figura 3-48 – Evolução da concentração do mercado em número de clientes e consumo, 2020 a 2024 (HHI)



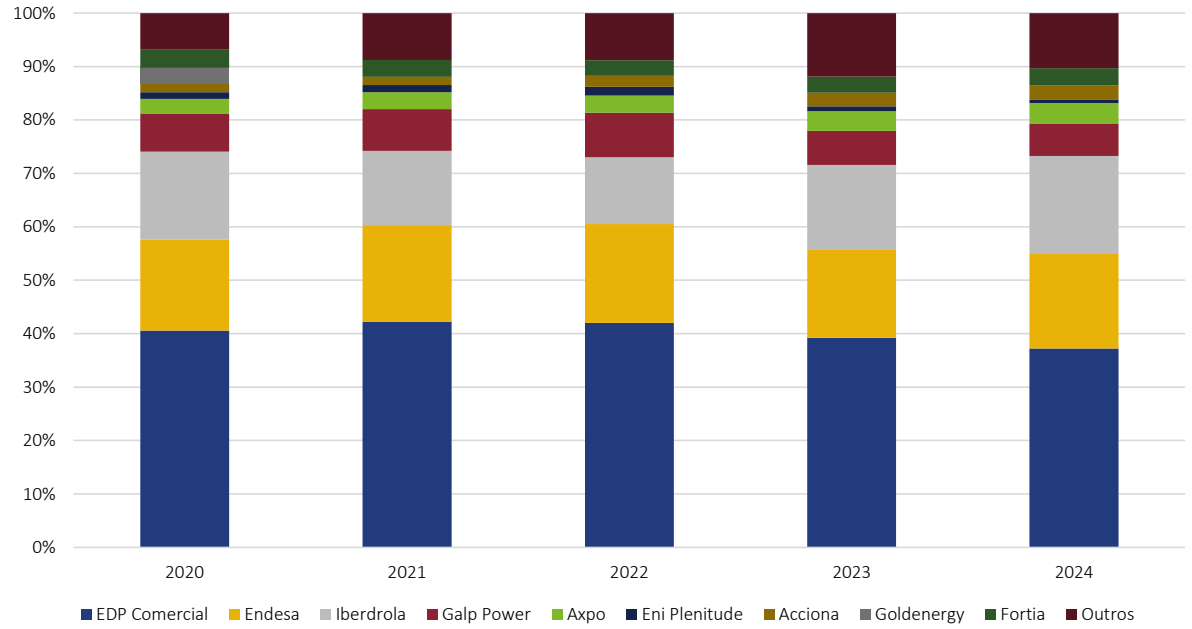
Fonte: dados OLMC

A aposta de cada comercializador em termos do seu foco comercial traduz-se na evolução das quotas de mercado, em consumo e em número de clientes, por segmento. 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 2024, cerca de 36% (consumo) dos fornecimentos de eletricidade em mercado no último ano, conforme se pode ver pela Figura 3-49.

Ainda assim, é de referir que o comercializador dominante, a EDP Comercial, registou a perda de 5 p.p. da sua quota de mercado relativamente a 2020.

No início do ano de 2024, verificou-se a saída de um comercializador do mercado live de eletricidade, motivada por situação de insolvência. Perante este cenário, foi acionado o mecanismo de fornecimento supletivo, assegurando a continuidade do fornecimento de energia elétrica, pelo comercializador de último recurso, aos clientes anteriormente contratualizados com o referido comercializador.

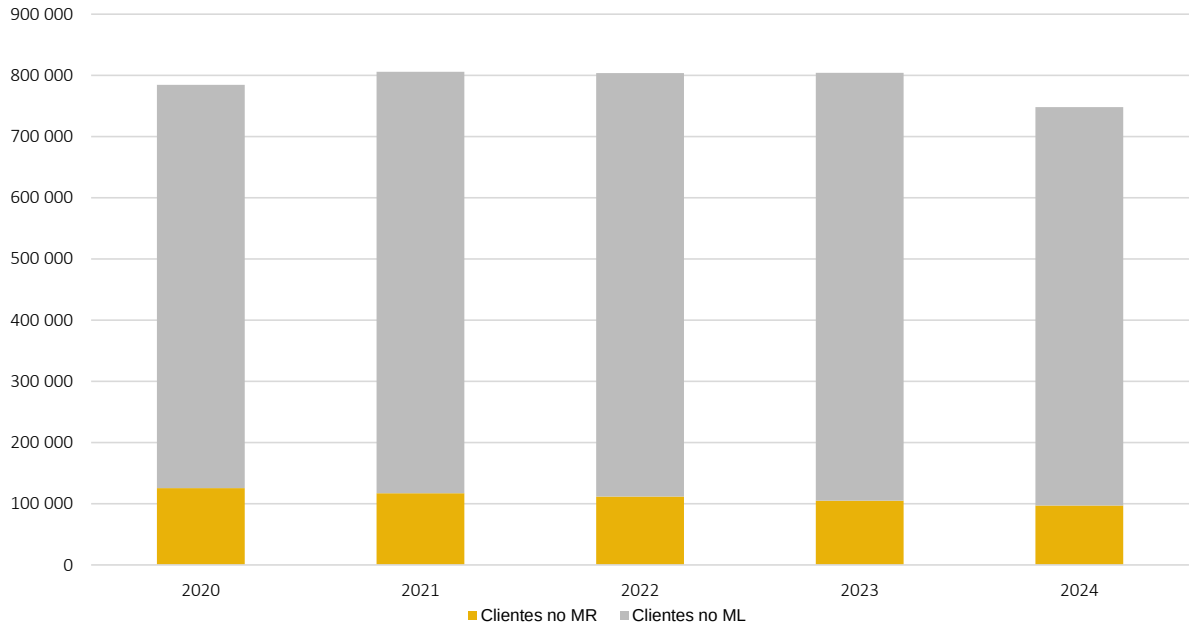
Figura 3-49 – Estrutura dos fornecimentos no mercado liberalizado por comercializador, em consumo, 2020 a 2024



Fonte: dados OLMC

No final de 2024, existiam 748 208 consumidores de eletricidade abrangidos pela tarifa social, 96 984 no mercado regulado e 651 224 no mercado liberalizado. No global, 13% dos consumidores de eletricidade em Portugal continental têm tarifa social, valor que em 2014, antes da atribuição automática, era inferior a 50 000. A evolução recente do número de clientes abrangidos pela tarifa social pode ser observada na Figura 3-50.

Figura 3-50 – Número de clientes abrangidos pela tarifa social, no setor elétrico, 2020 a 2024

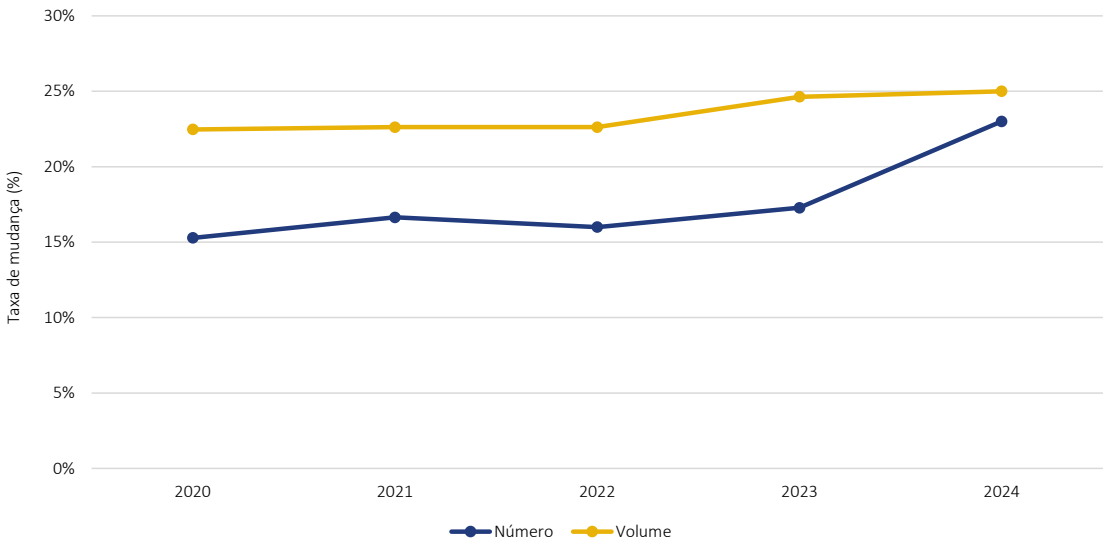


Fonte: dados dos comercializadores

As taxas de mudança de comercializador[109] continuaram, em 2024, a ter um valor significativo, com cerca de 23% dos consumidores de eletricidade a mudarem de fornecedor (*vide* Figura 3-51); observando-se, desde 2020, um crescimento consistente, quer em termos de número de clientes, quer em termos de consumo.

[109] 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 2024 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 2024 a dividir pelo consumo anual médio em Portugal continental durante esse ano.

Figura 3-51 – Mudança de comercializador, 2020 a 2024



Fonte: dados OLMC

A ERSE disponibiliza no seu site uma análise evolutiva do mercado retalhista[110], em forma de relatório mensal, onde são evidenciadas as questões de pressão competitiva no mercado em cada um dos segmentos que o compõem.

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

PREÇOS DE FORNECIMENTO

No decurso de 2024, 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, no âmbito do mercado livre.

No que respeita ao mercado regulado, a ERSE procedeu à aprovação das tarifas e preços para a energia elétrica, através da Diretiva n.º 10/2024, de 7 de fevereiro.

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

Em junho de 2024, foi publicada a Diretiva n.º 17/2024, de 24 de junho, que aprovou uma fixação excecional de tarifas e preços de energia elétrica, com efeitos de 1 de junho a 31 de dezembro de 2024, impactando nos preços das tarifas de Acesso às Redes.

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

Desde 1 de janeiro de 2013[111], as tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN, publicadas pela ERSE para Portugal continental[112], passaram a ter um caráter transitório[113], aplicando-se exclusivamente aos fornecimentos do CUR em BTN[114]. As tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais aprovadas pela ERSE são determinadas pela soma das tarifas de Acesso às Redes, da tarifa de Energia e da tarifa de Comercialização.

O CUR assegura ainda, nos termos da lei, o fornecimento aos clientes que não transitaram para o mercado livre, aos que regressem ao CUR por via do regime equiparado[115], bem como nas situações de fornecimento supletivo, previstas na lei[116], designadamente, em locais onde não exista oferta dos comercializadores de eletricidade em regime de mercado liberalizado e em situações cujo comercializador tenha ficado impedido de exercer a atividade de comercialização.

As situações descritas integram o conceito de fornecimento supletivo[117], aplicando-se as tarifas transitórias vigentes e, após a extinção destas, as tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo.

Adicionalmente, estas tarifas são aplicáveis em todas as situações em que, após a extinção da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do respetivo nível de tensão, os clientes continuem a ser fornecidos pelo CUR.

---

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

[112] 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 (EU) 2019/944/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho.

[113] 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 sua redação atual.

[114] Em 2024, nos termos previstos no artigo 289.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, as tarifas transitórias apenas se aplicam aos fornecimentos em BTN, encontrando-se extintas as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MAT, AT, MT e BTE.

[115] Aprovado pela Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, e pela Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro, na sua redação atual.

[116] Nos termos do artigo 140.º, n.º 3, do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação vigente, com densificação no RRC.

[117] Nos termos do n.º 5, do artigo 24.º, do Regulamento Tarifário.

MEDIDAS PARA PROMOVER A CONCORRÊNCIA EFETIVA

No decorrer de 2024 não foram desenvolvidas novas medidas específicas para a promoção da concorrência efetiva, no entanto, a ERSE, no âmbito das suas competências, acompanha esta matéria, tanto mais que este é um elemento essencial ao regular funcionamento dos mercados.

DESENVOLVIMENTOS REGULAMENTARES

REPORTE DOS PREÇOS DE REFERÊNCIA DAS OFERTAS COMERCIAIS E DOS PREÇOS MÉDIOS FATURADOS DE ELETRICIDADE E GÁS

Em 2024, a ERSE procedeu, através da Diretiva n.º 16/2024, de 20 de junho, à alteração dos procedimentos de reporte dos preços de referência das ofertas comerciais e dos preços médios faturados de eletricidade e gás.

A obrigação de reporte de informação à ERSE por parte dos comercializadores está consagrada nos diplomas de enquadramento do setor elétrico e do setor do gás, e visa proporcionar a participação ativa dos consumidores, tanto na produção, como nos mercados. Em concreto, o reporte desta informação visa dar cumprimento à obrigação de os Estados-Membros garantirem que os consumidores domésticos e as pequenas empresas têm acesso gratuito a informação acerca de preços e condições contratuais em função do seu perfil de consumo, inserindo-se no âmbito das atribuições da ERSE, nomeadamente na defesa do interesse público, na proteção dos direitos e dos interesses dos consumidores em relação a preços, à forma e qualidade da prestação de serviços, promovendo a sua informação e esclarecimento.

As principais alterações destes procedimentos dizem respeito à unificação das regras aplicáveis ao setor elétrico e do gás, num único regime, a clarificação das obrigações que impendem sobre os comercializadores que atuem, no mercado, através da intermediação de comercialização, a disponibilização dos novos formulários para o reporte das ofertas dinâmicas e indexadas, a alteração da discriminação de reporte dos preços médios e a alteração do reporte da informação da faturação, em euros, em substituição dos valores de preços médios, em EUR/kWh.

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 dos 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 referido 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.

Ao contrário dos anos de 2022 e de 2023, nos quais não se verificou um diferimento dos sobrecustos com a aquisição de energia a produtores de energia elétrica, através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração, com remuneração garantida, em 2024 voltou a registar-se o diferimento daqueles sobrecustos.

Os saldos finais em dívida, em 2024, das principais rubricas do défice tarifário do setor elétrico encontram-se apresentados no Quadro 3-13.

Quadro 3-13– Défice tarifário, 2024

	Saldo em dívida em 2024 (10^3 EUR)
Défice tarifário 2009	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	278 453
Diferimento do sobrecusto PRE de 2024	1 716 609
Total	**1 995 062**

3.3 SEGURANÇA DO ABASTECIMENTO

No quadro legal português, as competências relativas à segurança do abastecimento no SEN são da responsabilidade do Governo, que delegou na DGEG a responsabilidade da sua monitorização [118]. Contudo, a ERSE acompanha a evolução da capacidade instalada e da procura de eletricidade, que de seguida se desenvolve.

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

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

- Centros eletroprodutores 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 eletroprodutores 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

[118] Conforme estabelecido no artigo 247.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual, e nas alíneas b), s) e w) do n.º 2 do artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 130/2014, de 29 de agosto, na sua redação atual.

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 eletroprodutores que tenham obtido reconhecimento de elegibilidade durante o ano de 2020.

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.

Durante o ano de 2024, nos proveitos de 2025 da atividade de Gestão Global do Sistema, foi reconhecida a repercussão de 15,58 milhões de euros na parcela de custos com mecanismos de capacidade, que dizem respeito aos incentivos à garantia de potência das centrais de Daivões e Gouvães dos anos de 2022 e 2023. Para estas duas centrais, fica por repercutir o valor do incentivo referente ao ano de 2024.

Relativamente ao reconhecimento de elegibilidade da central de Alto Tâmega, para receber o incentivo à garantia de potência e a aprovação do montante do incentivo para o primeiro ano (2024), aguardam-se esclarecimentos da DGEG sobre a tramitação do processo, motivo pelo qual também não se procedeu à sua repercussão nos proveitos de 2025.

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 destinados a assegurar um adequado grau de cobertura da procura de eletricidade e uma adequada gestão da disponibilidade dos centros eletroprodutores.

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 2024, não ocorreu a realização do leilão da reserva de segurança, considerando o determinado pela Portaria n.º 93/2018, de 3 de abril e a evolução do enquadramento legislativo europeu, em particular o Regulamento (UE) 2024/1747 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho de

2024, que altera os Regulamentos (UE) 2019/942 e (UE) 2019/943, no que diz respeito à melhoria da configuração do mercado da eletricidade da União, no que aos mecanismos de capacidade se refere.

Assim, para o ano de 2024, 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.

Banda de Reserva de Restabelecimento da Frequência com ativação manual (BmFRR)

A operacionalização do mercado de BmFRR, tal como fixado no MPGGS, é feita através de um leilão competitivo, aberto a todos os produtores de energia elétrica, consumidores de energia elétrica e a instalações de armazenamento, devidamente habilitados para o efeito. São elegíveis, para a prestação do serviço de BmFRR, instalações de produção, instalações de consumo e instalações de armazenamento, desde que ligadas em MAT, AT ou MT, com potência elegível igual ou superior a 1 MW.

No dia 25 de junho de 2024, foi realizado o segundo leilão competitivo de BmFRR, para as seguintes maturidades:

- BmFRR JUL-2024, produto mensal para as 2 976 quarto-horas do mês de julho de 2024, com uma procura requerida pelo ORT de 100 MW/quarto-hora ao preço de reserva de 10 EUR/MW/quarto-hora;

- BmFRR AGO-2024, produto mensal para as 2 976 quarto-horas do mês de agosto de 2024, com uma procura requerida pelo ORT de 100 MW/quarto-hora ao preço de reserva de 10 EUR/MW/quarto-hora;

- BmFRR SET-2024, produto mensal para as 2 880 quarto-horas do mês de março de 2024, com uma procura requerida pelo ORT de 100 MW/quarto-hora ao preço de reserva de 10 EUR/MW/quarto-hora.

No âmbito do processo de leilão, resultou adjudicado:

- Para o produto BmFRR JUL-2024, uma potência de 16 MW/quarto-hora relativa à BmFRR, a 3 instalações consumidoras adjudicatárias, o que correspondeu a cerca de 16% das necessidades requeridas pelo ORT, ao preço de equilíbrio de 10 EUR/MW/quarto-hora;

- Para o produto BmFRR AGO-2024, uma potência de 20 MW/quarto-hora relativa à BmFRR, a 3 instalações consumidoras adjudicatárias, o que correspondeu a cerca de 20% das necessidades requeridas pelo ORT, ao preço de equilíbrio de 10 EUR/MW/quarto-hora;

- Para o produto BmFRR SET-2024, uma potência de 32 MW/quarto-hora relativa à BmFRR, a 4 instalações consumidoras adjudicatárias, o que correspondeu a cerca de 32% das necessidades requeridas pelo ORT, ao preço de equilíbrio de 10 EUR/MW/quarto-hora.

No dia 26 de setembro de 2024, foi realizado o terceiro leilão competitivo de BmFRR, para as seguintes maturidades:

- BmFRR OUT-2024, produto mensal para as 2 980 quarto-horas do mês de outubro de 2024, com uma procura requerida pelo ORT de 100 MW/quarto-hora ao preço de reserva de 10 EUR/MW/quarto-hora;

- BmFRR NOV-2024, produto mensal para as 2 880 quarto-horas do mês de novembro de 2024, com uma procura requerida pelo ORT de 100 MW/quarto-hora ao preço de reserva de 10 EUR/MW/quarto-hora;

- BmFRR DEZ-2024, produto mensal para as 2 976 quarto-horas do mês de dezembro de 2024, com uma procura requerida pelo ORT de 100 MW/quarto-hora ao preço de reserva de 10 EUR/MW/quarto-hora.

No âmbito do processo de leilão, resultou adjudicado:

- Para o produto BmFRR OUT-2024, uma potência de 42 MW/quarto-hora relativa à BmFRR, a 6 instalações consumidoras adjudicatárias, o que correspondeu a cerca de 42% das necessidades requeridas pelo ORT, ao preço de equilíbrio de 10 EUR/MW/quarto-hora;

- Para o produto BmFRR NOV-2024, uma potência de 42 MW/quarto-hora relativa à BmFRR, a 6 instalações consumidoras adjudicatárias, o que correspondeu a cerca de 42% das necessidades requeridas pelo ORT, ao preço de equilíbrio de 10 EUR/MW/quarto-hora;

- Para o produto BmFRR DEZ-2024, uma potência de 23 MW/quarto-hora relativa à BmFRR, a 4 instalações consumidoras adjudicatárias, o que correspondeu a cerca de 23% das necessidades requeridas pelo ORT, ao preço de equilíbrio de 10 EUR/MW/quarto-hora.

Nos dias 11 e 12 de dezembro de 2024, foi realizado o quarto leilão competitivo de BmFRR, para as seguintes maturidades:

- BmFRR ANO-2025, produto anual para as 35 040 quarto-horas do ano de 2025, com uma procura requerida pelo ORT de 200 MW/quarto-hora ao preço de reserva de 11 EUR/MW/quarto-hora;
- BmFRR TRIM01-2025, produto trimestral para as 8 636 quarto-horas do 1.º trimestre de 2025, com uma procura requerida pelo ORT de 150 MW/quarto-hora ao preço de reserva de 9 EUR/MW/quarto-hora;
- BmFRR JAN-2025, produto mensal para as 2 976 quarto-horas do mês de janeiro de 2025, com uma procura requerida pelo ORT de 150 MW/quarto-hora ao preço de reserva de 9 EUR/MW/quarto-hora;
- BmFRR FEV-2025, produto mensal para as 2 688 quarto-horas do mês de fevereiro de 2025, com uma procura requerida pelo ORT de 150 MW/quarto-hora ao preço de reserva de 9 EUR/MW/quarto-hora;
- BmFRR MAR-2025, produto mensal para as 2 972 quarto-horas do mês de março de 2025, com uma procura requerida pelo ORT de 150 MW/quarto-hora ao preço de reserva de 9 EUR/MW/quarto-hora.

No âmbito do processo de leilão, resultou adjudicado:

- BmFRR ANO-2025, uma potência de 200 MW/quarto-hora relativa à BmFRR, a 17 instalações consumidoras adjudicatárias, o que correspondeu à totalidade das necessidades requeridas pelo ORT, ao preço de equilíbrio de 10 EUR/MW/quarto-hora;
- BmFRR TRIM01-2025, uma potência de 150 MW/quarto-hora relativa à BmFRR, a 20 instalações consumidoras adjudicatárias, o que correspondeu à totalidade das necessidades requeridas pelo ORT, ao preço de equilíbrio de 9 EUR/MW/quarto-hora;
- BmFRR JAN-2025, uma potência de 54 MW/quarto-hora relativa à BmFRR, a 7 instalações consumidoras adjudicatárias, o que correspondeu a cerca de 36% das necessidades requeridas pelo ORT, ao preço de equilíbrio de 9 EUR/MW/quarto-hora;

- BmFRR FEV-2025, uma potência de 54 MW/quarto-hora relativa à BmFRR, a 7 instalações consumidoras adjudicatárias, o que correspondeu a cerca de 36% das necessidades requeridas pelo ORT, ao preço de equilíbrio de 9 EUR/MW/quarto-hora;

- BmFRR MAR-2025, uma potência de 45 MW/quarto-hora relativa à BmFRR, a 6 instalações consumidoras adjudicatárias, o que correspondeu a cerca de 30% das necessidades requeridas pelo ORT, ao preço de equilíbrio de 9 EUR/MW/quarto-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 de eletricidade, referida à capacidade de produção instalada, aumentou em 2024, para 57%, face ao valor verificado em 2023 (56%), resultado de uma quase estagnação da ponta de consumo e do aumento da potência total instalada. Por outro lado, verificou-se um aumento da percentagem de centrais despacháveis [119] 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 3-14.

Quadro 3-14 – Margem de capacidade do SEN

	2023 (MW)	2024 (MW)	Variação
Potência total instalada	**21 362**	**22 813**	**6,79%**
Potência renovável	16 900	18 364	8,66%
Potência não renovável	4 462	4 449	-0,29%
Potência máxima anual	**9 362**	**9 739**	**4,03%**
Margem de capacidade	**12 000**	**13 074**	**8,95%**
Margem de capacidade / Potência total instalada	56%	57%	
Centrais Despacháveis	**11 611**	**12 112**	**4,31%**
Centrais Não Despacháveis	**9 751**	**10 701**	**9,74%**

Fonte: dados REN

[119] Conceito associado a centrais habilitadas a participar no mercado de serviços de sistema. Por outro lado, o artigo 31.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, prevê como controláveis (sujeitas a ajustamento da potência ativa injetada na RESP por instrução da GGS) todos os centros eletroprodutores ou instalações de armazenamento com potência instalada superior a 1 MW, bem como as UPAC que prevejam injetar excedentes superiores a 1 MVA.

Um sinal do dinamismo do setor elétrico, que se observa no final de 2024, é a potência (banda) de 375 MW em centrais renováveis, solares e eólicas, incluindo baterias, habilitada a participar nos mercados de balanço.

A satisfação do consumo pelos diversos meios de abastecimento, ocorrida em 2024, é apresentada no Quadro 3-15.

Quadro 3-15 – Abastecimento do consumo

	2023 (GWh)	2024 (GWh)	Variação
Produção total	**44 129**	**45 640**	**3%**
Produção renovável	34 097	40 533	19%
Produção não renovável	10 032	5 107	-49%
Saldo importador	10 233	10 465	2%
Bombagem hidroelétrica	-3 625	-4 744	31%
Consumo nacional	**50 737**	**51 361**	**1,2%**

Fonte: dados REN

Verifica-se que o consumo de energia elétrica referido à emissão em 2024 se situou em 51,36 TWh, registando-se um aumento de 1,2% face a 2023 [120].

O Quadro 3-16 apresenta a evolução do consumo por nível de tensão, no referencial de saída (ou seja, não incluindo perdas).

[120] Considerando a produção para autoconsumo estimada para 2024 (Fonte: Estatísticas Rápidas das Renováveis da DGEG), o consumo bruto de eletricidade cresceu aproximadamente 2,3%, sendo que parte desta produção para autoconsumo corresponde a um consumo que não usa a RESP.

Quadro 3-16 - Evolução do consumo por nível de tensão

(GWh)	2021	2022	2023	2024
Muito Alta Tensão (MAT)	2 282	2 242	2 368	2 514
Alta Tensão (AT)	6 826	6 862	6 677	6 889
Média Tensão (MT)	14 416	14 898	14 701	14 734
Baixa Tensão (BT)	21 240	21 504	22 245	22 437
Total	**44 764**	**45 505**	**45 991**	**46 574**

Fonte: dados E-REDES

Em 2024, verificaram-se boas condições hidrológicas, com um índice de produtibilidade hidroelétrica[121] de 1,16, o que representa um significativo aumento do índice em relação a 2023 (ano mais seco). As centrais hidroelétricas [122] abasteceram 28% do consumo, valor superior ao verificado no ano anterior. A restante produção renovável manteve uma quota equivalente à do ano anterior, ainda que com aumento do solar. As centrais térmicas não renováveis asseguraram, em 2024, uma quota de cerca de 10%, inferior aos valores verificados em 2023, com aproximadamente 9,3% da produção a partir de centrais a gás natural e 0,5% a partir de outras fontes não renováveis.

Nas trocas internacionais registou-se um saldo importador de 10 465 GWh, equivalente a 20% do consumo, verificando-se um reforço da tendência importadora do ano anterior.

A repartição percentual da produção de eletricidade por fonte de energia é apresentada no Quadro 3-17. Adicionalmente, importa referir que os dados no Quadro 3-17 não contemplam o consumo abastecido através de autoconsumo, o qual atingiu em 2024 o valor estimado de 1 865 GWh [123], ou seja, 3,5% do consumo nacional.

[121] 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.

[122] Incluindo bombagem.

[123] Considerando a produção estimada para autoconsumo de 2 400 GWh no ano de 2024 (Fonte: Estatísticas Rápidas das Renováveis da DGEG) e o excedente de 535 GWh (Fonte: DGEG e E-REDES).

Quadro 3-17 – Repartição da produção por fonte de energia, 2023 e 2024

	2023	2024
Produção renovável	**77,3%**	**88,8%**
Hídrica	33,2%	40,2%
Eólica	29,3%	31,0%
Biomassa	6,6%	6,9%
Solar	8,2%	10,7%
Produção não renovável	**22,7%**	**11,2%**
Carvão	0,0%	0,0%
Gás natural	22,3%	10,6%
Outros	0,4%	0,5%

Fonte: dados REN

A evolução da potência máxima anual e a sua variação em relação ao ano anterior é apresentada no Quadro seguinte. No tocante à potência máxima solicitada à RESP em 2024, esta ocorreu no dia 8 de janeiro, atingindo o valor de 9 739 MW o que, face ao máximo histórico (ponta de 2021), representou uma diminuição de 149 MW (1,5%).

Quadro 3-18 – Potência máxima anual

Ano	Dia	Potência (MW)	Variação (%)
2020	13/jan	8 906	
2021	12/jan	9 888	11,0
2022	26/jan	8 595	-13,1
2023	26/jan	9 362	8,9
2024	08/jan	9 739	4,0

Fonte: dados REN

A evolução da potência instalada, no final de cada ano, é apresentada no Quadro 3-19, não incluindo a parcela de aproximadamente 2 100 MW de potência instalada para produção em autoconsumo[124]. No final do ano de 2024, a potência instalada era de 22 810 MW, repartida, em termos de potência, cerca de 70%

[124] Fonte: Estatísticas Rápidas das Renováveis da DGEG

em instalações ligadas à RNT, e os restantes 30% à RND e redes de distribuição em baixa tensão. A potência comprometida é de aproximadamente 11 600 MW[125].

Quadro 3-19 – Potência instalada do parque eletroprodutor

	2023 (MW)	2024 (MW)	Variação (MW)
PARQUE RENOVÁVEL	**16 901**	**18 363**	**1 462**
Hídrico	8 216	8 376	160
Bombagem	3 585	3 585	0
Eólico	5 374	5 408	34
Biomassa	700	707	7
da qual Cogeração	345	352	7
Solar	2 611	3 872	1 261
PARQUE NÃO RENOVÁVEL	**4 462**	**4 447**	**-15**
Carvão	0	0	0
Gás natural	4 434	4 419	-15
da qual Cogeração	604	590	-14
Outros	28	28	0
da qual Cogeração	28	28	0
TOTAL	**21 363**	**22 810**	**1 447**

Fonte: dados REN

Em 2024, os principais desenvolvimentos da RNT foram os seguintes:

- Reforços de transformação nas subestações de Ourique, com a segunda e terceira unidades 150/60 kV (126 MVA), e do Fundão, com a segunda unidade 400/ 220 kV (450 MVA);
- Construção do Posto de Corte de Panóias, bem como das linhas de Panóias – Tavira e Ferreira do Alentejo - Panóias a 400 kV;
- Conclusão dos novos painéis de linha nas seguintes subestações: Ferro, Porto Alto, Tavira, Tunes, Pego e Divor, para possibilitar a ligação de nova produção renovável à RNT.

[125] Valor estimado da potência que já se encontra atribuída/comprometida para a concretização de novos centros eletroprodutores, que, no entanto, ainda não se encontram ligados à RESP (estão em fase de licenciamento/construção). Não inclui UPAC/UPP.

O Quadro 3-20 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. Em 2024, a tipologia aérea correspondia a 99% da rede de MAT, enquanto na distribuição, esta proporção assumia os valores 94%, 79% e 77% das redes em AT, MT e BT, respetivamente.

Quadro 3-20 - Extensão das redes de transporte e de distribuição

(km)	2021	2022	2023	2024
Rede de transporte				
Muito Alta Tensão (MAT)	**9 348**	**9 424**	**9 409**	**9 661**
Rede de distribuição	**230 676**	**232 089**	**234 669**	**236 137**
Alta Tensão (AT)	9 607	9 637	9 674	9 771
Média Tensão (MT)	74 380	74 701	75 047	75 442
Baixa Tensão (BT)	146 689	147 751	149 948	150 924

Fonte: dados REN e dados E-REDES

3.3.2 MONITORIZAÇÃO DOS INVESTIMENTOS EM PRODUÇÃO

Relativamente a novos investimentos em produção no parque térmico durante 2024, não houve desenvolvimentos significativos. Quanto à central termoelétrica de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro, devido ao atraso do procedimento concorrencial para a manutenção em serviço da mesma, de acordo com os cenários previstos no Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional para o período de 2025 a 2040 (RMSA-E 2024), entrou em vigor, a 30 de março de 2024, o Acordo de Prestação Transitória de Serviços pela Central da Tapada do Outeiro, celebrado entre a REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. e a Turbogás.

Esse acordo prevê que a mobilização e operação dos grupos da Central devem ser efetuadas quando estejam esgotadas as soluções de mercado do lado da produção.

No caso do parque hidroelétrico, não existiram desenvolvimentos significativos. Nas restantes tecnologias, a fotovoltaica registou um crescimento de 1 261 MW, destacando-se as centrais de Santas, Rio Maior, Fundão, Cabeço Vermelho e Encarnado, com 156 MW, 150 MW, 110 MW, 80 MW e 67 MW,

respetivamente. Acrescem a este valor os 516 MW de potência adicional instalada para produção solar em autoconsumo[126].

Relativamente a previsões da evolução da potência instalada para produção de energia elétrica a partir de fontes de energia renováveis, o RMSA-E 2024 tem como base os cenários em estudo no âmbito da revisão do Plano Nacional de Energia e Clima 2030 (PNEC) e no Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050), concretizando-se nos valores indicados no Quadro 3-21 (para o cenário "Conservador"). Estes valores contemplam a produção de hidrogénio verde (e respetivos eletrolisadores) a partir de geração elétrica, parte da mesma interligada com o SEN, o que foi também considerado na proposta de atualização do PNEC.

Quadro 3-21 – Evolução prevista para potência instalada em energias renováveis em 2025, 2030 e 2035

	2025 (MW)	2030 (MW)	2035 (MW)
Hídrica (> 30 MW)	7 592	7 598	7 598
Hídrica (< 30 MW)	620	620	620
Eólica	5 950	9 305	12 255
Solar	5 638	10 966	13 775
Biomassa / Biogás	317	347	328
Resíduos Sólidos Urbanos	77	84	80

Fonte: dados RMSA-E 2024

[126] Fonte: Estatísticas Rápidas das Renováveis da DGEG

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 adota o modelo de compensação da rede de transporte previsto pelo Código de rede europeu para a compensação das redes de transporte de gás[127] e pelo Código de rede europeu para a interoperabilidade e regras de intercâmbio de dados[128].

O modelo de compensação estabelecido no Código de rede europeu prevê a possibilidade de negociação, na plataforma MIBGAS, de produtos com entrega no VTP – *Virtual Trading Point*, viabilizando a realização de ações de compensação por parte do GTG, através da compra e venda, em mercado, de produtos standard (diários e intradiários).

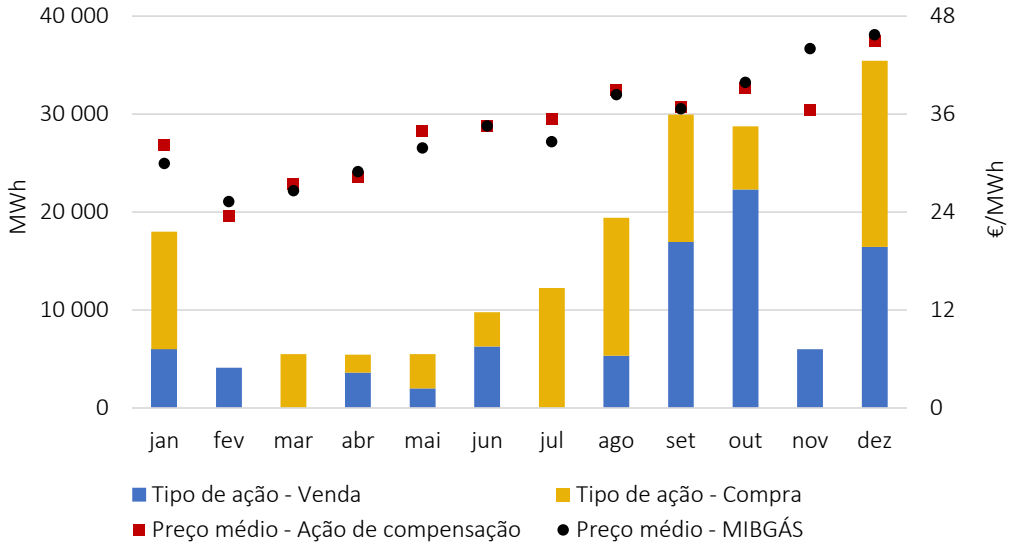
Em 2024, o GTG realizou 82 ações de compensação no mercado organizado através de produtos intradiários negociados no mercado contínuo, das quais 38 correspondentes a ações de venda (a quantidade de energia adjudicada foi 88 990 MWh) e 44 relativas a ações de compra (a quantidade de energia adjudicada foi 91 160 MWh).

A figura seguinte mostra a quantidade de energia adjudicada e os respetivos preços médios resultantes das ações de compensação realizadas em 2024.

[127] Regulamento (UE) n.º 312/2014, de 26 de março

[128] 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 2024



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 os parâmetros de atuação do GTG para o ano gás 2024-25, sob proposta do GTG, onde se inclui o parâmetro associado ao 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*, correspondentes a 330 GWh, e para otimização da gestão comercial das infraestruturas de alta pressão, constituindo a extensão do gás de operação, correspondentes 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 [129]. 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 para o ano gás 2024-2025 foram atingidos prémios, revelando um interesse dos agentes pelo serviço.

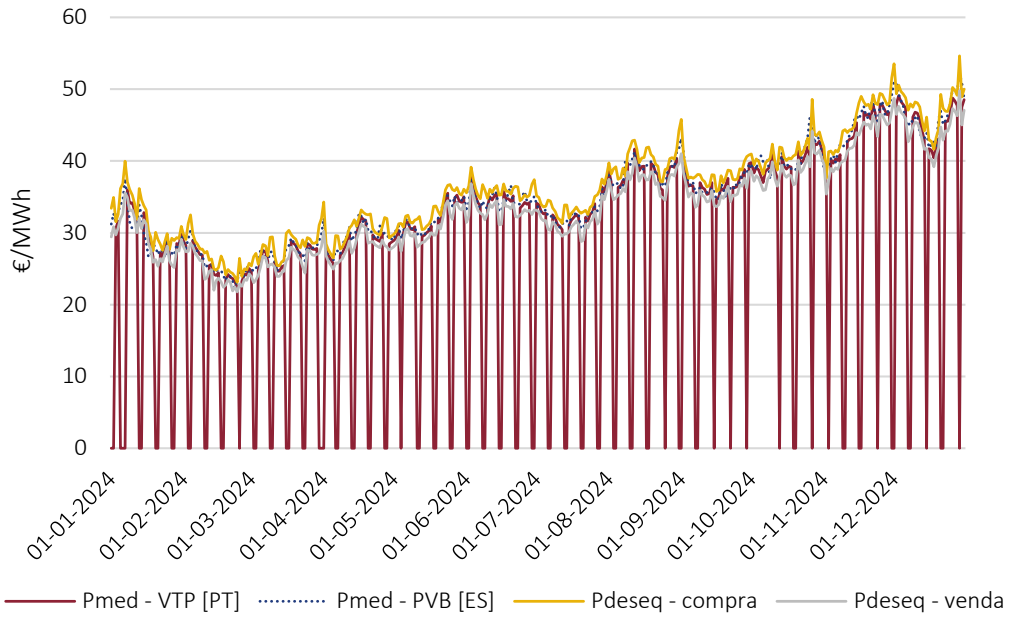
A conciliação financeira dos desequilíbrios dos agentes de mercado é feita segundo o código de rede europeu, aplicando preços de desequilíbrio diários indexados ao mercado grossista. A Figura 4-2 apresenta

[129] As condições de oferta do serviço de flexibilidade de *linepack* para 2024-25 foram publicadas pelo ORT [link].

os preços de desequilíbrio aplicados aos agentes de mercado em 2024. A evolução dos preços de desequilíbrio traduz a redução dos preços grossistas do gás.

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%). 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[130].

Figura 4-2 – Preços de desequilíbrio na área de balanço portuguesa, em 2024



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.

[130] De acordo com a Diretiva n.º 13/2022, de 8 de junho, como explicado no ponto relativo aos desenvolvimentos regulamentares. Antes de 1 de julho de 2022, apenas se utilizavam os preços do PVB quando existiam vários dias sem transações no VTP.

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. 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 RNTG 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, de acordo com o código de rede europeu de compensação, através de produtos normalizados 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 RNTG, 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.

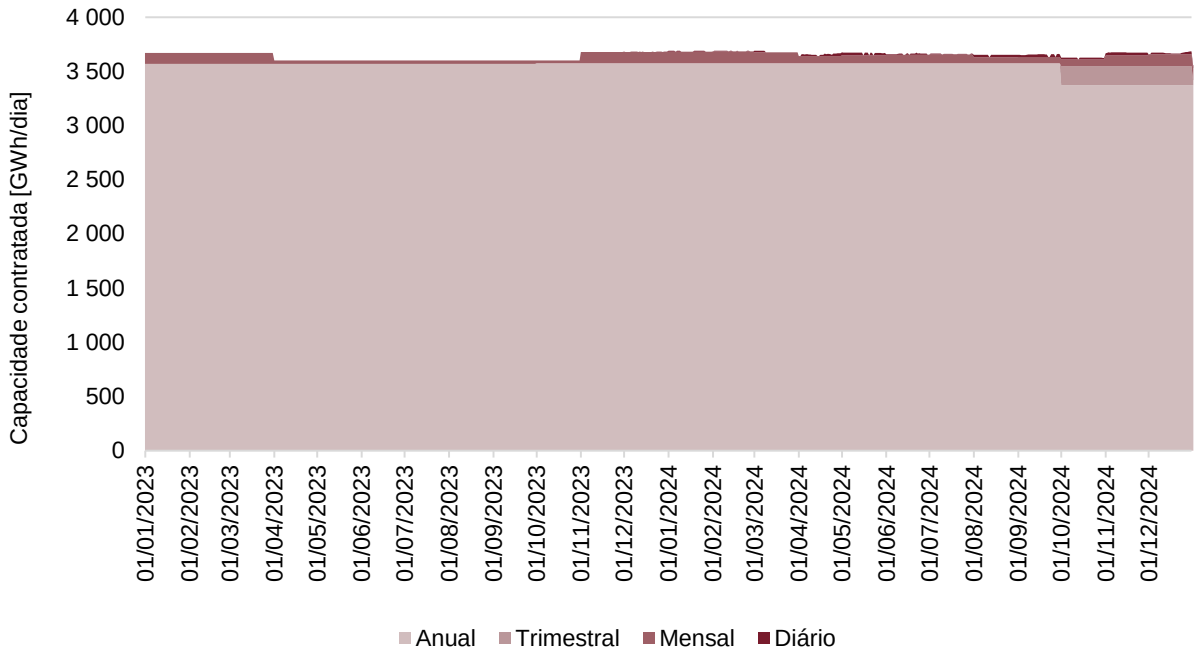
A ERSE monitoriza as condições de acesso às infraestruturas, que disponibilizam produtos de armazenamento, além da RNTG. Em 2024, manteve-se uma elevada utilização destas infraestruturas e da respetiva contratação de capacidade.

Para uma análise mais global sobre a evolução anual da contratação de capacidade de cada infraestrutura de gás sugere-se a consulta do *dashboard* [131] disponibilizado pela ERSE.

[131] Consulte o *dashboard* aqui.

A figura seguinte apresenta a evolução da utilização do armazenamento subterrâneo, pelos agentes de mercado, para os anos de 2023 e 2024. A contratação média da capacidade de armazenamento subterrâneo, durante 2024, foi de 99,3%, um pouco abaixo do registado em 2023 (100%). Os produtos de capacidade anual e mensal foram os mais contratados, com destaque para o produto anual, que foi o dominante nas estratégias de contratação, por ser mais barato do que os produtos de curto prazo.

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



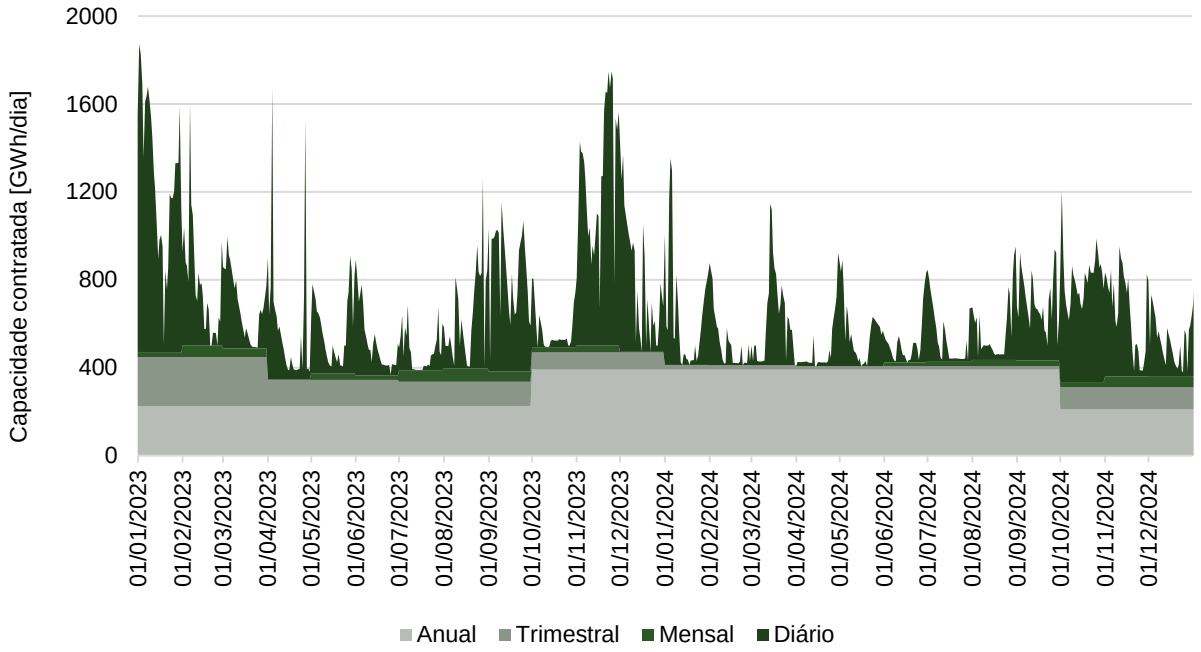
Fonte: dados REN Gasodutos

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. Em 2024, a atribuição de capacidade para reservas de segurança foi cerca de 3,3 TWh/dia e a atribuição comercial correspondeu a cerca de 0,4 TWh/dia.

A contratação de armazenamento comercial do terminal de GNL é uma fonte adicional de flexibilidade para o SNG, embora, devido ao elevado ritmo de receção de navios de GNL (em 2024, o terminal registou a receção de 53 navios metaneiros), a capacidade de armazenamento de GNL tenha ficado mais dedicada a fornecer a flexibilidade operacional do terminal.

A Figura 4-4 mostra a atribuição de capacidade no armazenamento comercial do terminal de GNL, durante os anos de 2023 e 2024.

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



Fonte: dados REN Gasodutos

Em 2024, a capacidade contratada no armazenamento comercial representou 80,4% da total disponível para fins comerciais, registando uma redução de 6,9% face ao período homólogo do ano anterior. O produto anual de armazenamento comercial tornou-se a principal escolha nas estratégias de contratação, ao contrário de 2023, quando a contratação era feita, sobretudo, através dos produtos anual e trimestral.

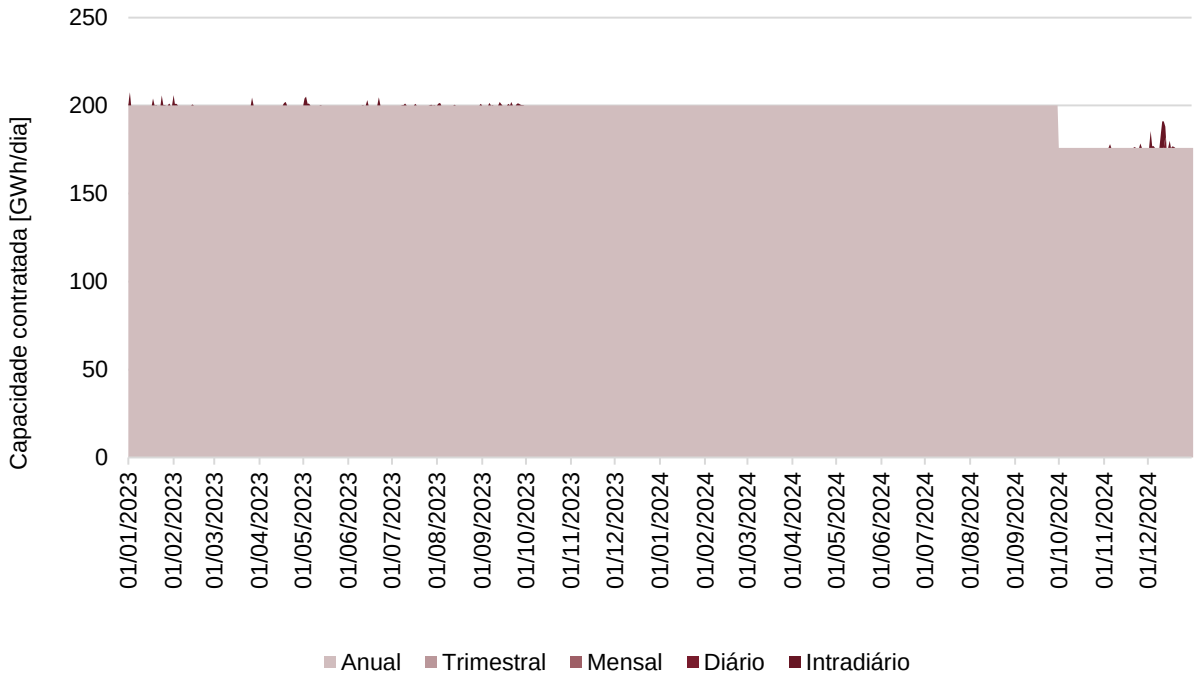
A capacidade comercial de armazenamento de GNL disponibilizada em base anual foi de 500 GWh/dia. Na Figura 4-4 verifica-se a contratação acima deste valor na maior parte do tempo, correspondendo à atribuição de capacidade no curto prazo, que não seja ocupada por *slots* de descarga de navios metaneiros.

A figura seguinte mostra a atribuição de capacidade na regaseificação do terminal de GNL, durante os anos de 2023 e 2024.

Na regaseificação, verificou-se uma redução da capacidade contratada no 4.º trimestre de 2024, tendo sido contratada 176 GWh/dia, resultando numa taxa de contratação de 97,1% ao longo de 2024. Embora a

capacidade contratada de regaseificação tenha sido significativa, atingindo 194 GWh/dia, a capacidade nomeada foi apenas de 129 GWh/dia.

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[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

[132] Designadamente, os operadores das redes de distribuição, ORT, operador de armazenamento subterrâneo e operador de terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL.

proveniente dos navios metaneiros, carga de cisternas com GNL (para fornecimento das unidades autónomas de GNL) e injeção de gás na RNTG.

Em 2024, os aspetos mais significativos, em termos de desempenho do terminal de GNL, foram os seguintes:

- O terminal abasteceu 7 332 cisternas de GNL (tendo aumentado face ao valor registado em 2023, que correspondeu a 6 805 cisternas);
- Os enchimentos de cisternas com atraso corresponderam a cerca de 12% do número total de enchimentos. As principais causas de atraso foram a indisponibilidade das baías de enchimento, o arrefecimento de cisternas, 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 53 (face a 56 operações de descarga realizadas em 2023);
- Registaram-se situações de atraso na descarga de seis navios metaneiros.

A continuidade do serviço de fornecimento da RNTG 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 2024, não se registaram interrupções de fornecimento em pontos de saída na RNTG, tal como no ano anterior.

Nas redes de distribuição, como na RNTG, o desempenho é avaliado através de indicadores que consideram o número e a duração das interrupções. Em 2024, das 11 redes de distribuição existentes, três não registaram interrupções (Duriensegás, Paxgás e Sonorgás) e apenas 1,1% dos cerca de 1,56 milhões de instalações de clientes registaram interrupções. Cerca de 36% das interrupções ocorridas nas redes de distribuição foram devidas a casos fortuitos ou de força maior, motivadas maioritariamente 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 2024, verificou-se o cumprimento integral dos limites regulamentares das características do gás, por ponto de monitorização da RNTG.

Todos os operadores das redes de distribuição apresentaram informação sobre a monitorização da pressão nas suas redes. Em 2024, a pressão de fornecimento foi monitorizada em 468 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

APURAMENTO DO PODER CALORÍFICO SUPERIOR (PCS) NA CIRCUNSTÂNCIA DE INJEÇÕES DE GÁS RENOVÁVEL OU DE BAIXO TEOR DE CARBONO INTERNAS À REDE DE DISTRIBUIÇÃO

O desenvolvimento de projetos comerciais para injeção de gases de origem renovável ou de baixo teor de carbono na rede nacional de gás, motivou a publicação, em 22 de outubro de 2024, da Nota Interpretativa da aplicação da Diretiva n.º 7/2018, com o objetivo de clarificar o quadro de regras aplicável ao apuramento do poder calorífico superior (PCS) quando essas injeções ocorrem ao nível da Rede Nacional de Distribuição de Gás (RNDG).

A Nota Interpretativa conclui, justificadamente, pela aplicabilidade à determinação do PCS na RNDG do disposto no ponto 21.5 do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor do gás natural, com as necessárias adaptações.

Quanto à medição do PCS, a sua determinação na RNDG não apresenta especificidades face à forma de apuramento definida no Guia para a RNTG. A aplicação analógica do regime previsto para a RNTG assegura que não são impostos encargos superiores e indevidos aos clientes finais (o que sucederia, por via da consideração do PCS apurado na RNTG para conversão da energia de gases renováveis ou de baixo teor de carbono).

[133] Disponível no site da ERSE.

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 [134], tal como descrito no ponto 4.1.1.2.

O serviço de flexibilidade de *linepack* é prestado através de leilões específicos com um preço de reserva aprovado pela ERSE.

LISTA DE PONTOS RELEVANTES DA REDE PÚBLICA DE GÁS

A ERSE aprovou a lista de pontos relevantes da Rede Pública de Gás (RPG) para o ano-gás 2024/25, após proposta apresentada pelo GTG, conforme previsto no Regulamento de Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações (RARII[135]).

A lista aprovada de pontos relevantes da RPG inclui as diversas infraestruturas da RNTG, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL estabelecidas de acordo com os critérios previstos no artigo 19.º do RARII.

Além da lista de pontos relevantes da RPG, foi também disponibilizada a lista de Unidades Autónomas de Gás (UAG) em que são incluídas as UAG Privativas existentes em Portugal continental, bem como uma lista dos portos onde é previsível que venham a ocorrer operações de *bunkering* (carregamento de navios com GNL para consumos auxiliares e propulsão, com recurso a camiões cisterna provenientes do terminal GNL de Sines). Foi também incluído um ponto de entrada por importação (cisternas carregadas em terminais em Espanha). Adicionalmente, prevendo-se no ano-gás 2024/25 o surgimento de novos produtores de gases renováveis liquefeitos com entrega nas redes não interligadas, foram também disponibilizadas as listas desses pontos. Essa lista encontra-se disponível na página de internet do GTG[136].

[134] As condições de oferta do serviço de flexibilidade de *linepack* para 2024-2025 foram publicadas pelo ORT [link].

[135] Regulamento n.º 407/2021, de 12 de maio

[136] Lista de pontos revelantes da RPG para o ano-gás 2024/25 (link).

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, 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, das tarifas de uso das infraestruturas, e ainda 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 a 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 de Acesso às Redes e de uso das infraestruturas de gás natural, vigentes em 2024[137], resultam das regras aprovadas na revisão regulamentar de 2021[138] (ano gás 2022-2023) e na revisão regulamentar de 2023[139] (ano gás 2023-2024).

PROCEDIMENTOS E METODOLOGIA DE CÁLCULO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES E DE USO 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, Uso da Rede de Distribuição em MP e Uso da Rede de Distribuição em 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.

[137] Correspondem às tarifas aprovadas para o ano gás 2023-2024, que vigoraram de 1 de outubro de 2023 a 30 de setembro de 2024, e às aprovadas para o ano gás 2024-2025, que vigoram de 1 de outubro de 2024 a 30 de setembro de 2025.

[138] Regulamento n.º 368/2021, de 28 de abril, na redação do Regulamento n.º 583/2022, de 28 de junho.

[139] Regulamento n.º 825/2023, de 28 de julho.

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 às Redes por cada variável de faturação são obtidos por adição dos correspondentes preços das tarifas por atividade. Na medida em que as tarifas que compõem essa soma são baseadas nos custos marginais, são evitadas 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 incluem as tarifas de Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte e Uso da Rede de Distribuição, e as tarifas de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e Uso do Armazenamento Subterrâneo, 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 do Uso 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 de Uso 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		●	●	●

⊙ - Dependente da opção tarifária

Quadro 4-2 – Estrutura das tarifas de Uso das Infraestruturas de gás natural

Tarifas de Uso 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 DE USO DAS INFRAESTRUTURAS

As tarifas de Acesso às Redes aplicáveis em 2024, correspondem às tarifas aprovadas para o ano gás 2023-2024[141], que vigoraram de 1 de outubro de 2023 a 30 de setembro de 2024, e às aprovadas para o ano gás 2024-2025[142], que vigoram de 1 de outubro de 2024 a 30 de setembro de 2025[143].

Para o ano gás 2024-2025, as tarifas de Acesso às Redes e de uso das infraestruturas, para a procura prevista para esse ano, sofreram evoluções conforme o Quadro 4-3 e o Quadro 4-4 ilustram. A variação é justificada por uma redução significativa da procura, que se acentua desde 2022.

Quadro 4-3 – Evolução tarifária de Uso das infraestruturas em Alta Pressão, do Uso das Redes e do Uso Global do Sistema[144], para o ano gás 2024-2025

Tarifas por atividade	Preço médio 2023-2024 (EUR/MWh)*	Preço médio 2024-2025 (EUR/MWh)	Variação
Uso do Terminal de GNL (Sines)	0,50	0,50	0,5%
Uso do Armazenamento Subterrâneo	5,50	5,53	0,5%
Uso da Rede de Transporte	1,22	1,29	5,2%
Uso da Rede de Distribuição	9,76	11,02	12,9%
Uso Global do Sistema	0,46	0,55	18,4%

* Aplicação das tarifas de 2023-2024 à procura prevista para 2024-2025.

Fonte: dados ERSE

A diminuição do consumo do gás resulta, entre outros fatores, da crise energética de preços e da resposta europeia para redução da dependência externa face aos combustíveis fósseis, estabelecendo objetivos de redução do consumo de gás. Para o ano gás 2024-2025, foi prevista uma diminuição na procura de gás, de 8%, face ao implícito nas tarifas em vigor. Esta redução da procura de gás é mais acentuada nos clientes de Média Pressão e de Baixa Pressão, prevendo-se uma redução de 11% dos consumos nas redes de

[141] Publicadas através da Diretiva n.º 13/2023, de 25 de julho.

[142] Publicadas através da Diretiva n.º 18/2024, de 16 de julho.

[143] Desde 2019 que o período de vigência das tarifas reguladas passou a ser coincidente com o ano de atribuição de capacidade, previsto no Regulamento (UE) 2017/460.

[144] A partir do ano gás 2023-2024, os proveitos do OLMC são recuperados pela parcela I da tarifa de UGS, sendo eliminada a tarifa autónoma de OLMC.

distribuição de gás. Como os custos das infraestruturas são principalmente fixos, a diminuição da procura gera um aumento destes custos por unidade de gás natural consumida, cujo efeito nas tarifas de Acesso às Redes acresce ao incremento causado pelos desvios de faturação incluídos nos proveitos a recuperar pelas tarifas.

Quadro 4-4 – Evolução tarifária do Acesso às Redes para o ano gás 2024-2025, por tipologia de clientes em cada nível de pressão

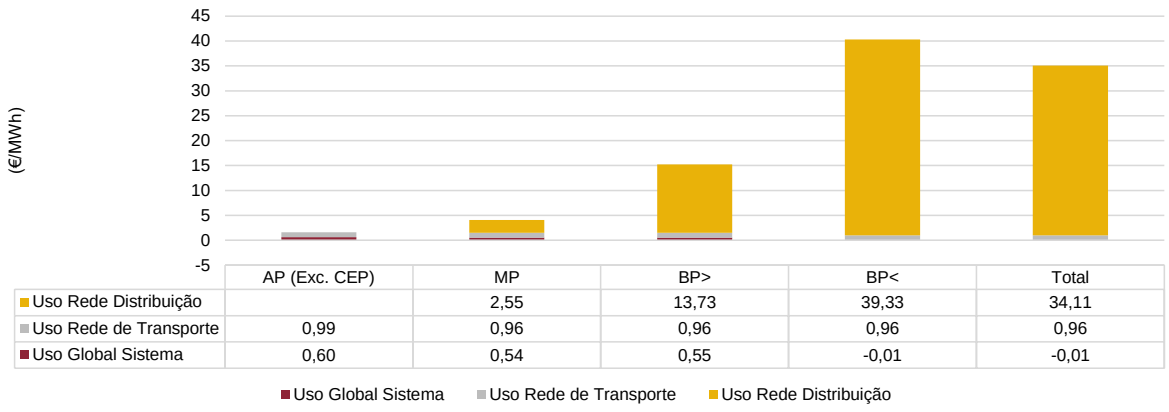
Tarifas de Acesso às Redes por nível de pressão	Preço médio 2023-2024 (EUR/MWh)*	Preço médio 2024-2025 (EUR/MWh)	Variação
Centros eletroprodutores	1,62	1,79	10,3%
Clientes em Alta Pressão	1,36	1,46	7,3%
Clientes em Média Pressão	3,58	4,05	13,2%
Clientes em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m3	13,45	15,24	13,3%
Clientes em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m3	35,39	40,29	13,8%

* Aplicação das tarifas de 2023-2024 à procura prevista para 2024-2025.

Fonte: dados ERSE

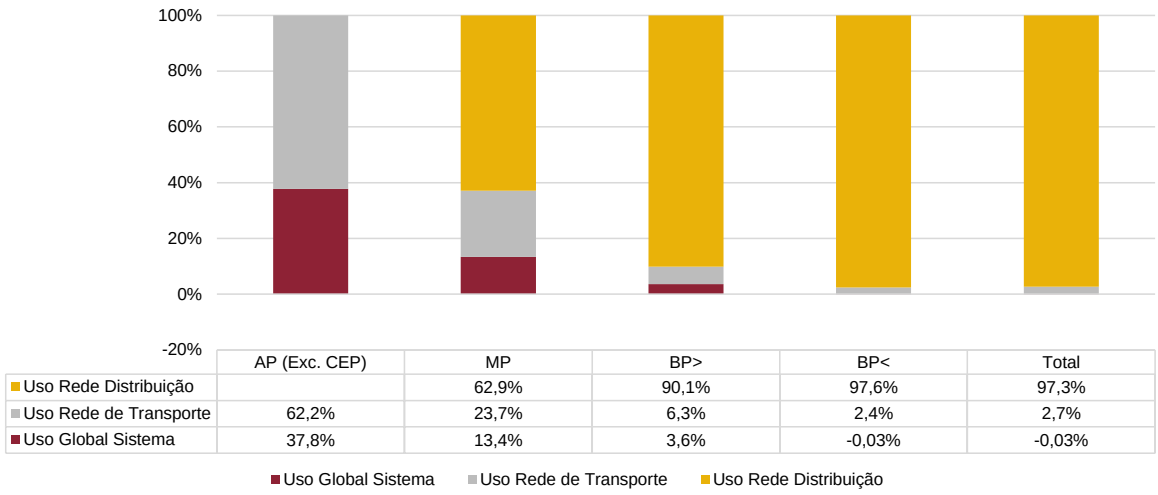
Nas figuras seguintes apresenta-se a decomposição e a estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes, pelas várias tarifas que as compõem, para cada nível de pressão. O preço médio da tarifa de acesso em Alta Pressão não inclui os centros eletroprodutores (CEP).

Figura 4-6 – Decomposição do preço médio das tarifas de Acesso às Redes no ano gás 2024-2025



Fonte: dados ERSE

Figura 4-7 – Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes no ano gás 2024-2025



	AP (Exc. CEP)	MP	BP>	BP<	Total
Uso Rede Distribuição		62,9%	90,1%	97,6%	97,3%
Uso Rede de Transporte	62,2%	23,7%	6,3%	2,4%	2,7%
Uso Global Sistema	37,8%	13,4%	3,6%	-0,03%	-0,03%

Fonte: dados ERSE

DESENVOLVIMENTOS REGULAMENTARES

REVISÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO

Em abril de 2024, foi aprovada a decisão fundamentada da ERSE através da Diretiva n.º 12/2024, de 10 de abril, que aprova a metodologia de determinação dos preços de referência da tarifa de Uso da Rede de Transporte de gás. A ERSE decidiu manter a metodologia de preço de referência vigente, embora sujeita à atualização de parâmetros que condicionam a estrutura tarifária daí resultante, a qual teve efeitos a partir do ano gás 2024-2025.

A decisão fundamentada foi aprovada na sequência da realização da Consulta Pública n.º 117, lançada em outubro de 2023, nos termos do artigo 26.º do Código de Rede relativo a Estruturas Tarifárias Harmonizadas para o transporte de gás, aprovado pelo Regulamento (UE) 2017/460 da Comissão, de 16 de março.

METODOLOGIAS DE REGULAÇÃO PARA A DETERMINAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

O ano de 2024 foi o primeiro ano do período de regulação 2024-2027, e não se registaram alterações nas metodologias de regulação aplicadas.

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*[145] ao OPEX e uma metodologia de custos aceites em base anual no caso do CAPE. No que respeita aos custos com aquisição de energia elétrica, aceites fora da base de custos OPEX, os mesmos passaram a estar indexados à variação mensal do preço spot no mercado grossista, acrescida no primeiro ano de uma margem de comercialização de 3% [146]. 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*[147] no OPEX e uma metodologia de custos aceites em base anual no CAPEX. Tal como na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, 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 AP é aplicada uma regulação do tipo *price cap*[148] 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 OLMC[149] é aplicada uma metodologia de regulação do tipo *revenue cap* ao nível do OPEX e de custos aceites ao nível do CAPEX;

[145] O indutor de custos que determina a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa é a energia regaseificada.

[146] Nos anos seguintes do período de regulação é aplicado um fator de eficiência de 1%.

[147] O indutor de custos que determina a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa é a energia extraída/injetada.

[148] O indutor de custos que determina a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa é a capacidade utilizada na ótica comercial.

[149] Atividade que gere o processo de mudança de comercializador de eletricidade e gás natural.

- Na atividade de Distribuição de gás natural é igualmente empregue no OPEX uma metodologia do tipo *price cap*[150] e no CAPEX uma metodologia de custos aceites;
- Na atividade de Comercialização de último recurso retalhista (CURR) é aplicada uma metodologia do tipo *price cap* [151], acrescida da remuneração do fundo de maneio. Tal como previsto nos seus contratos de concessão, as empresas concessionárias tinham direito a um proveito adicional de 4 euros por cliente (número de clientes no início de cada período de regulação), que, de acordo com o disposto nos mesmos contratos, cessou em 2023 (quinto 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 passaram a ser de: (i) 1,5% na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL; (ii) 2% na atividade de Transporte; (iii) 1,5% na atividade de Gestão Técnica Global de Sistema; (iv) 1,5% na atividade de Armazenamento Subterrâneo; (v) 1,5% na atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador (vi) entre 1,5% e 4,5% por empresa, no caso da distribuição; e (vii) 1% para todos as empresas CUR.

Neste período de regulação manteve-se o 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. Foi igualmente mantida a 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 [152]. Assim, as taxas de remuneração do ativo regulado são atualizadas com base na cotação média diária das Obrigações do Tesouro da República Portuguesa a 10 anos. 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

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

[151] O indutor de custos que determina a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa é o número médio de clientes.

[152]Para o ano de 2024 as taxas de remuneração do ativo foram: atividades de alta pressão – 5,30%; atividade de distribuição – 5,70%.

das redes de distribuição de gás natural propuseram contra a ERSE, impugnando as 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.

O Tribunal Administrativo de Círculo de Lisboa, por sentença de 6 de janeiro de 2023, 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)".

Neste momento, carecem ainda de decisão judicial as ações que dizem respeito aos anos posteriores a 2014. Não obstante, os argumentos aduzidos pelas empresas impugnantes são em tudo idênticos aos referentes aos anos anteriores.

ENCARGOS DE LIGAÇÃO ÀS REDES

A ligação de uma instalação à RPG 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[153], da responsabilidade da ERSE, e cuja revisão mais recente ocorreu em 2023, onde se introduziram as condições comerciais de ligação à rede dos produtores de gás.

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 conhecidas, 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.

Assim, em relação à obrigação de ligação à rede, o ORT é obrigado a proporcionar ligação aos clientes e produtores que a requisitem, enquanto os operadores das redes de distribuição têm obrigação de ligação apenas das instalações de produtores e 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 ou de produtores, 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.

[153] Regulamento n.º 827/2023, de 28 de julho, retificado pela Declaração de Retificação n.º 830/2023, de 31 de outubro.

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 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 (UE) 2024/1789 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho de 2024, relativo aos mercados internos do gás renovável, do gás natural e do hidrogénio.

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*[154]) 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[155].

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 do Anexo I do Regulamento (UE) 2024/1789 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho de 2024, relativo aos mercados internos do gás renovável, do gás natural e do hidrogénio.

[154] 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.

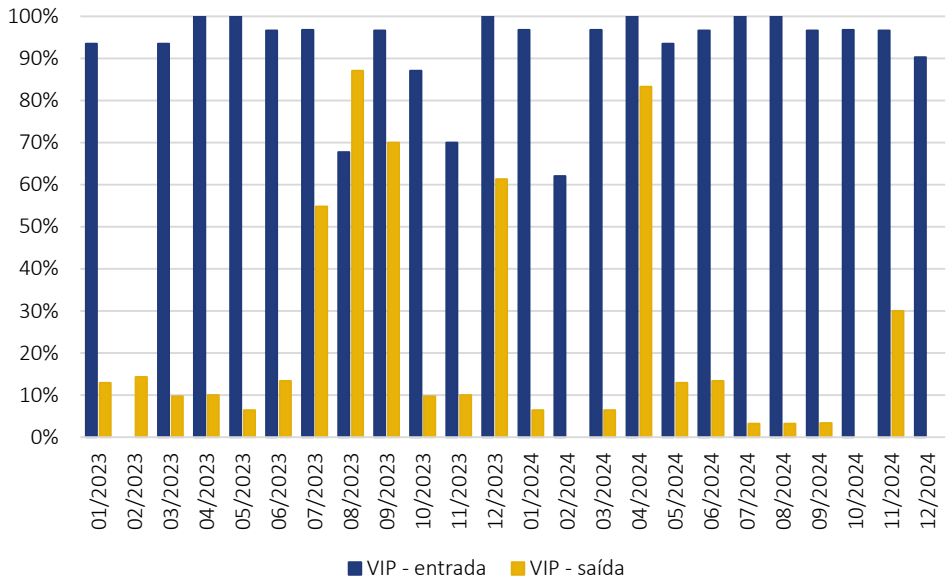
[155] www.prisma-capacity.eu

Os ORT de Portugal e Espanha aplicam um mecanismo de atribuição harmonizada da capacidade interruptível no VIP Ibérico[156], aprovado em 2023 no âmbito da Iniciativa Regional de Gás do Sul.

MECANISMOS DE GESTÃO DE CONGESTIONAMENTOS

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 2024, a implementação da metodologia harmonizada de sobrerreserva e resgate no VIP Ibérico resultou na disponibilização de sobrecapacidade em 344 dias (em 2023 foram 308 dias), no sentido de Espanha para Portugal, e 49 dias (em 2023 foram 110 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 14,3 GWh/dia (13,2 GWh/dia em 2023) e 3,6 GWh/dia (4,5 GWh/dia em 2023), nos sentidos mencionados. A figura seguinte ilustra a oferta de capacidade por esta via. A capacidade oferecida não foi contratada.

Figura 4-8 – Percentagem mensal de dias com oferta de capacidade firme no VIP Ibérico pelo mecanismo de sobrerreserva e resgate, em 2023 e 2024



Fonte: ENTSOG, cálculo ERSE

[156] Disponível online [link].

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 Gasodutos 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.

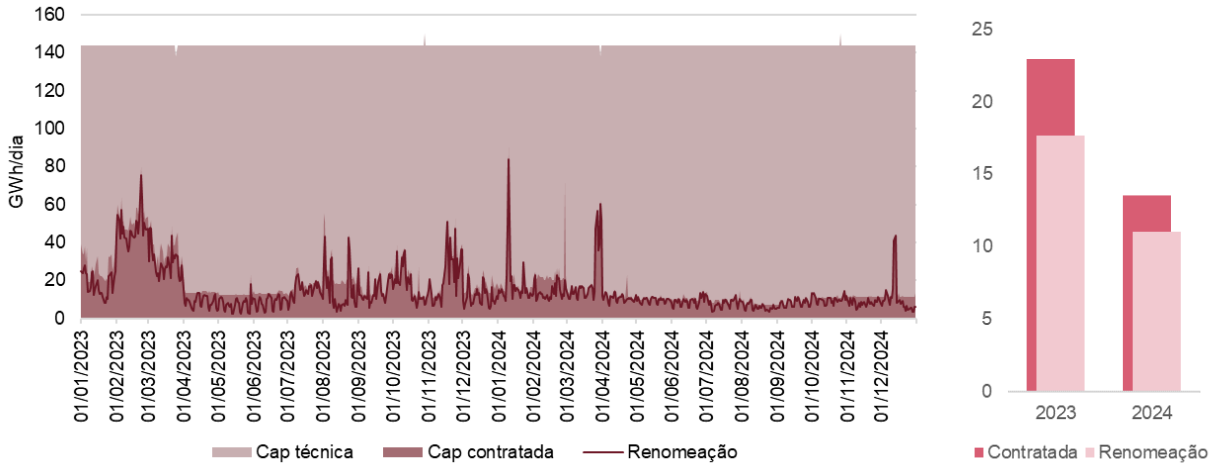
ACESSO ÀS INTERLIGAÇÕES

O acesso às interligações ocorre 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 2024, não se registaram situações em que a procura por capacidade no VIP excedesse a oferta, salvo um dia em que se esgotou a capacidade de exportação oferecida. A utilização do terminal de GNL em Sines manteve-se como fonte de aprovisionamento principal do mercado português. A contratação de capacidade no sentido exportador (de Portugal para Espanha) cresceu significativamente (20% face a 2023), correspondendo a um valor médio de 33,9 GWh/dia. No sentido importador, a capacidade atribuída reduziu-se significativamente (41% face a 2023), correspondendo a um valor médio de 13,5 GWh/dia. A contratação no sentido exportador foi significativamente superior à contratação para importação.

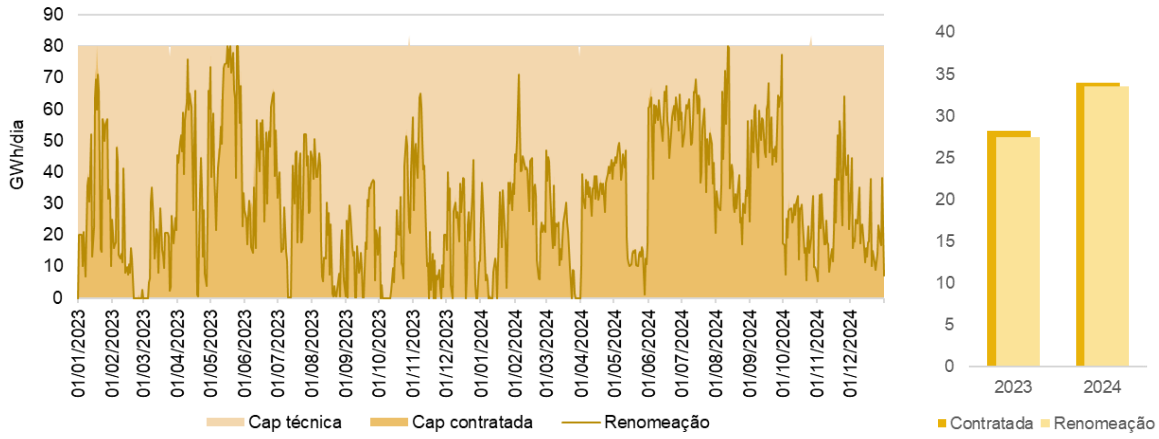
As duas figuras seguintes ilustram a reserva de capacidade no VIP Ibérico, comparando com as nomeações submetidas pelos agentes de mercado e a capacidade técnica máxima oferecida no VIP, quer no sentido importador (entrada), quer exportador (saída).

Figura 4-9 – Capacidade contratada e nomeações no VIP Ibérico em 2023 e 2024 (importação)



Fonte: dados REN Gasodutos

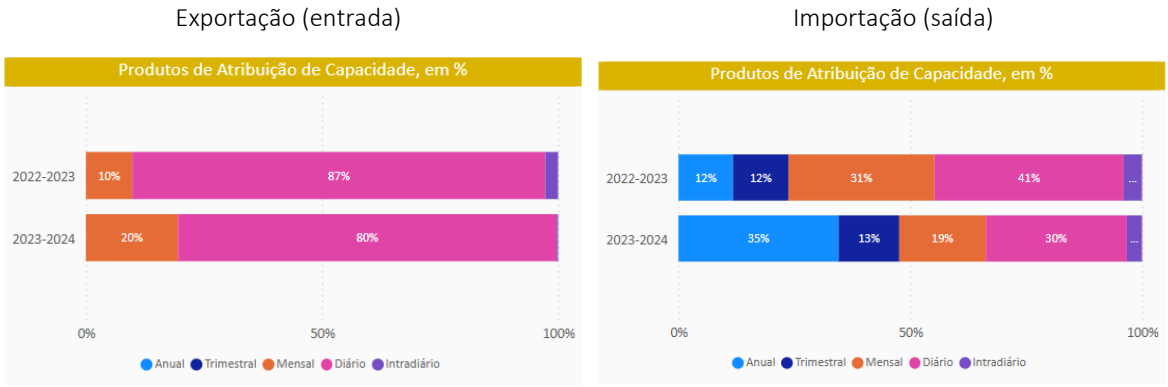
Figura 4-10 – Capacidade contratada e nomeações no VIP Ibérico em 2023 e 2024 (exportação)



Fonte: dados REN Gasodutos

Nos dois sentidos do VIP Ibérico, os agentes de mercado utilizam a capacidade contratada em níveis muito elevados (99% na exportação e 82% na importação), resultando de uma estrutura de contratação centrada no curto prazo.

Figura 4-11 – Estrutura de contratação de capacidade no VIP Ibérico nos anos-gás 2022-23 e 2023-24



Fonte: dados 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 dos operadores da RNDG

Os operadores das redes de distribuição de gás [157] apresentaram à DGEG e à ERSE, propostas de planos quinquenais de desenvolvimento e investimento das redes de distribuição de gás, para o período 2025-2029 (PDIRD-G 2024).

Por sua vez, no âmbito das suas competências, nos termos do n.º 2 do artigo 89.º do Decreto-Lei n.º 62/2020 de 28 de agosto, a ERSE promoveu uma consulta pública, entre 3 de junho e o dia 16 de julho de 2024, dispondo dos 22 dias subsequentes para elaboração do respetivo relatório que, juntamente com os contributos recebidos e nesse mesmo prazo foi levado ao conhecimento da DGEG, dos operadores da RNDG e do operador da RNTG.

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

A avaliação da ERSE à Proposta de PDIRD-G 2024, 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. No atual cenário de incerteza quanto à evolução do consumo de gás nas próximas décadas, que apresenta, contudo, uma tendência de diminuição, é importante adotar uma estratégia prudente na aprovação de investimentos, que deve ser aplicada já nas atuais propostas de PDIRD-G 2024, na medida em que esses ativos serão remunerados por um longo período de tempo.

A ERSE recomendou, assim, que as decisões de investimento dos ORD estejam alinhadas com a evolução do consumo de gás, por forma a evitar um agravamento das tarifas a suportar pelos clientes, sobretudo os domésticos. Este agravamento, não só penaliza diretamente estes clientes como pode, inclusive, acelerar a eletrificação neste segmento de consumo e antecipar a saída gradual do setor do gás, acarretando um agravamento de custos para os clientes de segmentos superiores (nomeadamente de média pressão ou de baixa pressão com consumos superiores), onde a eletrificação ocorrerá a ritmo mais lento, criando assim problemas ao nível de competitividade destas indústrias, recomendando ainda assim prudência na aprovação e execução dos mesmos.

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

Desde 16 de março de 2021, encontra-se em funcionamento o mercado organizado para a negociação de produtos com entrega no *virtual trading point* (VTP) em Portugal, na plataforma MIBGAS[158]. Em 2024, apesar de o volume de transações em mercado organizado ter registado níveis baixos, atingiu-se um valor de 620 GWh, o que mais que triplica o volume verificado em 2023 (170 GWh). Esta melhoria da liquidez em mercado organizado também se verifica quando expressa em percentagem de procura na RNTG (1,2% em 2024, face a 0,3% em 2023), bem como em percentagem do total de trocas entre agentes no VTP (6,1% em 2024, face a 1,6% em 2023).

[158] Embora se trate da mesma plataforma de negociação utilizada para o mercado espanhol, a negociação de produtos com entrega em Portugal tem regras próprias, apesar de muito semelhantes às que vigoram para Espanha.

O peso das ações de compensação do GTG, no total das transações em mercado organizado, sofreu, em 2024, uma redução, passando de 36% para 30%, isto apesar de o volume total de ações de compensação (180 GWh) ter registado um aumento de 29%. A redução do peso das ações de compensação do GTG deve-se, exclusivamente, a uma maior dinâmica de mercado, uma vez que o volume de transações em mercado organizado de gás, sem a intervenção do GTG, aumentou significativamente face a 2023, atingindo um volume de 438 GWh.

O mercado de gás português, contrariamente ao que sucede em Espanha, tem uma elevada concentração dos aprovisionamentos, que são quase totalmente assegurados pelos quatro maiores agentes de mercado[159]. A menor atomização do mercado português[160] em comparação, por exemplo, com o mercado espanhol[161], facilita a realização de contratos bilaterais entre agentes de mercado, o que não ajuda ao fomento de liquidez do mercado organizado de gás, que tem funcionado, principalmente, para trocas pontuais de excedentes entre os agentes de mercado.

Em termos de preço, em 2024, a média aritmética do preço de referência do produto D+1 diário em Portugal foi de 37,4 EUR/MWh, ligeiramente acima da média aritmética do preço de referência do produto D+1 diário em Espanha (37,3 EUR/MWh).

Na Figura 4-12 pode observar-se que existe uma boa correlação entre os preços mensais[162] nos mercados organizados de Espanha e de Portugal ao longo de 2024, com o diferencial de preços entre Espanha e Portugal a variar entre -0,3 EUR/MWh em janeiro (mais barato em Espanha) e 0,2 EUR/MWh em abril (mais barato em Portugal). Estas comparações devem, no entanto, ser observadas com a devida cautela, tendo em conta a menor liquidez do mercado organizado de gás português.

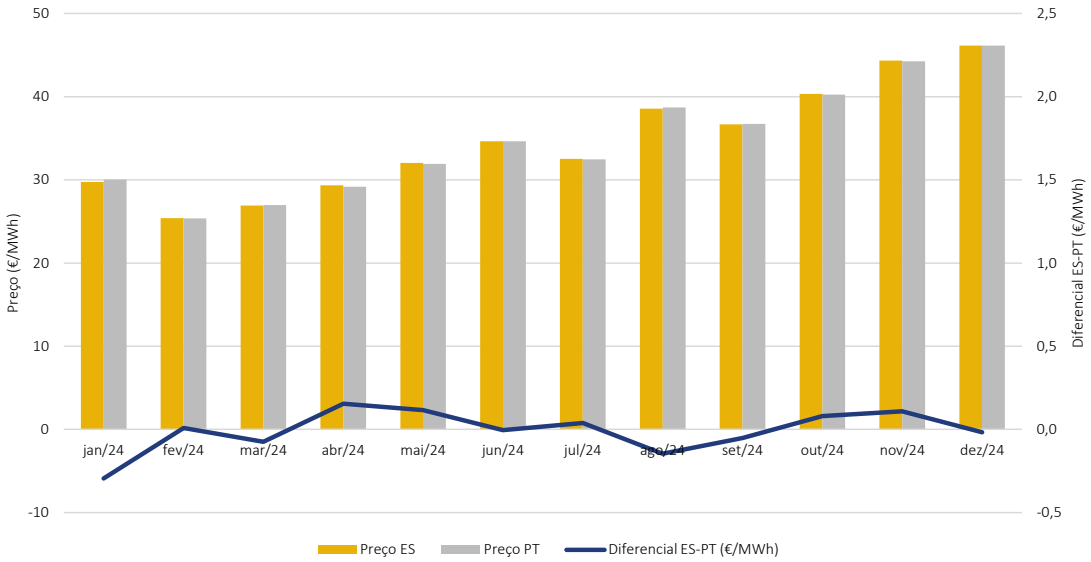
[159] Galp, EDP, Endesa e Naturgy são responsáveis por cerca de 96% das entradas na RNTG.

[160] Os restantes 4% de entradas foram assegurados por cerca de 12 agentes de mercado.

[161] A plataforma do MIBGAS regista quase 200 agentes de mercado inscritos.

[162] Utilizou-se para Espanha a média aritmética do preço de referência do produto D+1 e para Portugal o preço médio ponderado de todas as transações.

Figura 4-12 – Preços no mercado organizado em Espanha e Portugal, 2024



Fonte: dados MIBGAS

Ao longo de 2023 foram regulamentadas as obrigações de atuação como criador de mercado por parte das entidades classificadas como operadores dominantes[163], tendo-se iniciado essa atuação no início de 2024, o que contribuiu para uma melhoria da liquidez no mercado organizado do gás e para a formação, mais consistente e numa base diária, de um preço explícito para o mercado grossista do gás em Portugal.

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.

As entradas através do terminal de GNL tornaram-se predominantes nos anos mais recentes. Efetivamente, o aprovisionamento de gás natural através das interligações com Espanha tornou-se pouco significativo e deve-se, em parte, a agentes de mercado 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.

[163] Os grupos Galp e EDP foram classificados como operadores dominantes por atingirem, de acordo com o Decreto-Lei n.º 70/2022, de 14 de outubro, uma quota de mercado superior a 20% nas nomeações de entrada ou no volume de gás natural comercializado a clientes finais ou em número de clientes.

Em termos líquidos, o ano de 2024 registou um saldo exportador de gás natural através das interligações, o que significa que o volume total de entradas na RNTG com origem em descargas de GNL permitiu abastecer a totalidade do consumo nacional de gás e ainda foi suficiente para assegurar alguma exportação por gasoduto.

O fornecimento através do terminal de GNL está em parte assente em contratos de GNL com a Nigéria, de cláusula de *take-or-pay*, que obedece a regras de preço contratualmente definidas, tendo subjacente, em 2024, um volume de cerca de 2,9 bcm.

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. Tal sucede no caso do SNG 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 (UE) 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.

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 (UE) 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

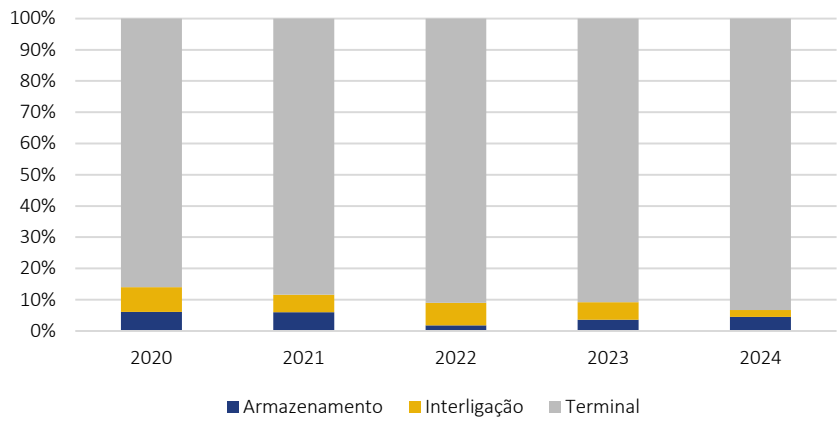
por parte da REN Gasodutos, enquanto GTG, bem como os desvios significativos na previsão de consumo agregado do sistema ou de cada agente em particular.

A comunicação de informação privilegiada é efetuada de forma centralizada, através de um portal gerido pela REN Gasodutos[164]. Durante 2024, foram comunicados 127 factos relevantes. Destes, a larga maioria (96%) corresponde a comunicação de indisponibilidades do armazenamento subterrâneo e apenas cinco (4%) a indisponibilidades do terminal de GNL.

APROVISIONAMENTO DE GÁS NATURAL

A caracterização das injeções na RNTG é efetuada na Figura 4-13.

Figura 4-13 - Repartição das injeções na RNTG por infraestrutura, 2020 a 2024



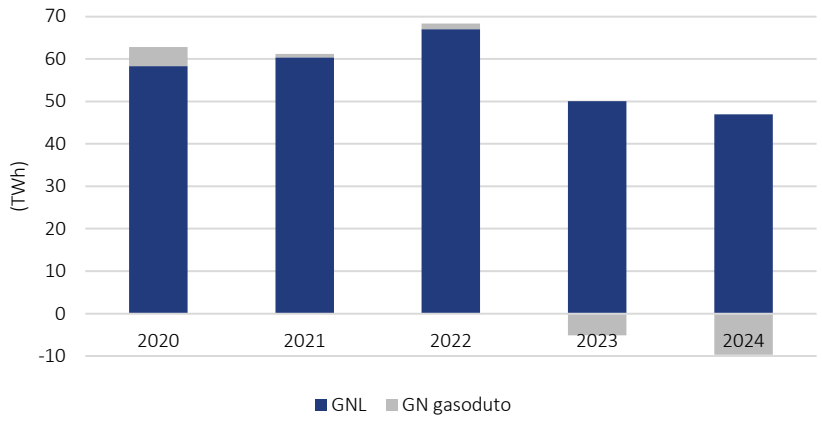
Fonte: dados REN Gasodutos, REN Armazenamento e REN Atlântico

O Terminal de Sines manteve em 2024 a sua importância como principal via de aprovisionamento, representando cerca de 93% do volume total de gás que entrou na rede nacional.

Na Figura 4-14 observa-se a evolução dos volumes do saldo importador de gás natural, sendo que, em 2024, se importou um volume total de 37,3 TWh, em saldo. Tal como no ano anterior, verificou-se um saldo importador negativo por gasoduto.

[164] https://mercado.ren.pt/PT/Gas/InfoMercado/UMMs/Paginas/default.aspx

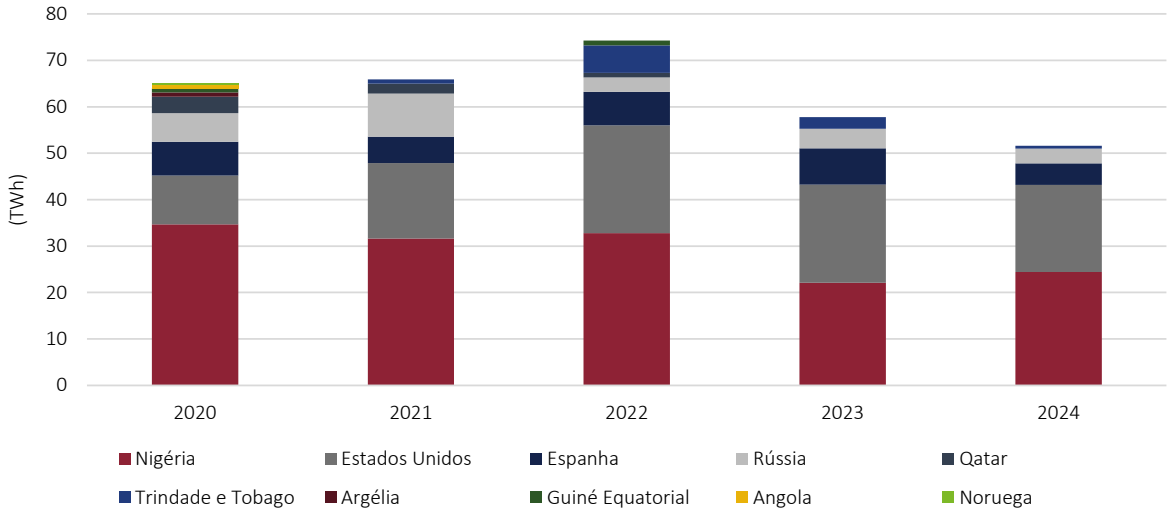
Figura 4-14 – Evolução dos volumes do saldo importador de gás natural, 2020 a 2024



Fonte: EUROSTAT, elaboração ERSE

A Figura 4-15 apresenta a proveniência do gás natural importado entre 2020 e 2024.

Figura 4-15 – Origem do gás natural importado, 2020 a 2024



Fonte: EUROSTAT, elaboração ERSE

A principal origem do aprovisionamento em 2024 continuou a ser a Nigéria, seguindo-se os Estados Unidos da América, que manteve, em termos relativos, a proporção relativa do ano anterior. Acrescente-se que Espanha manteve a terceira posição como fonte de aprovisionamento de gás. Destacam-se a Rússia e Trindade e Tobago nas posições seguintes em aprovisionamento.

EFICÁCIA DA CONCORRÊNCIA

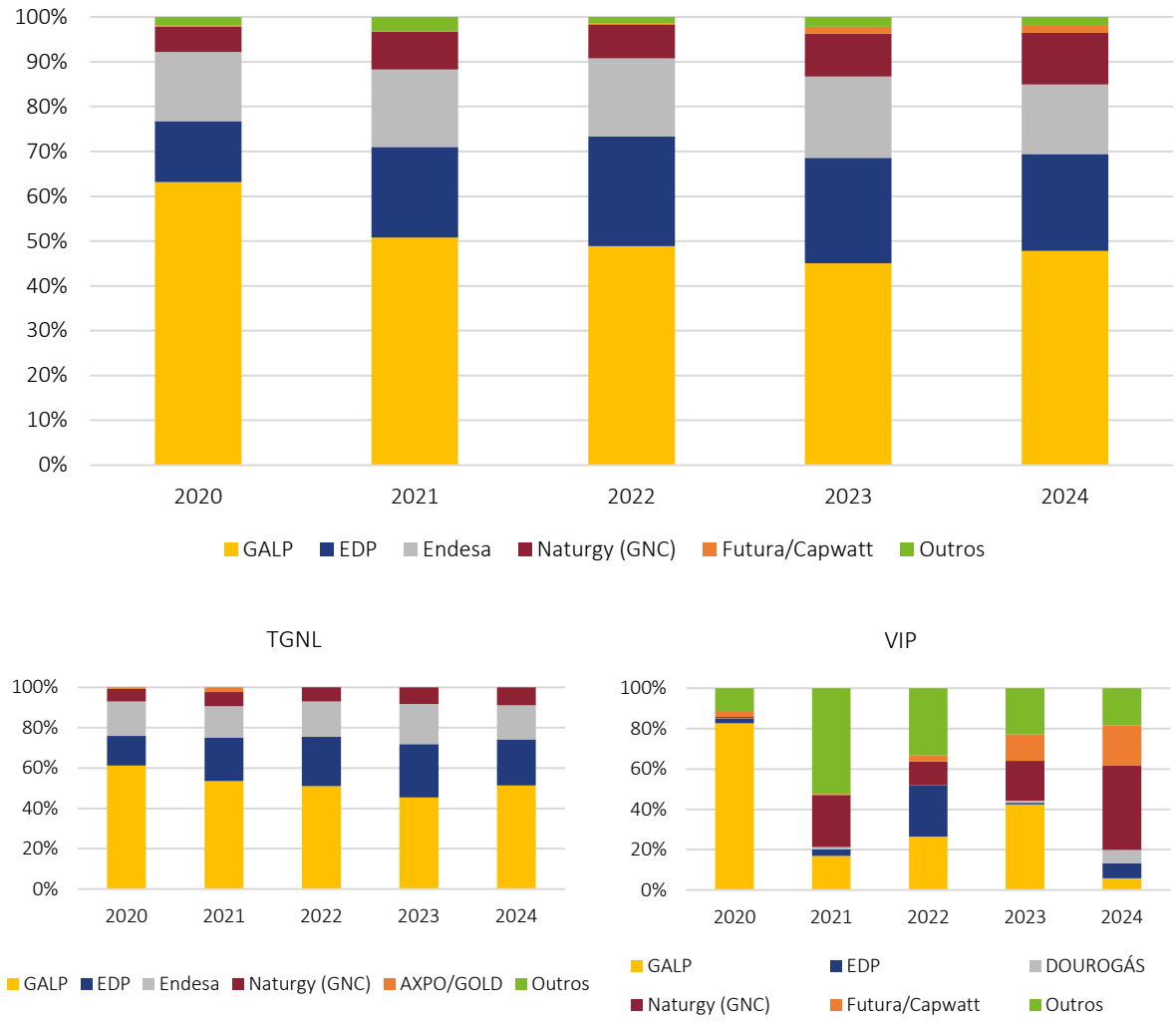
A Figura 4-16 apresenta as entradas de gás natural na RNTG, considerando as interligações por gasoduto (VIP) e o terminal de Sines (TGNL), entre 2020 e 2024, por agente[165], bem como o detalhe das entradas apenas no VIP e a partir do TGNL.

A Galp mantém o maior peso relativo no total das entradas na RNTG, atingindo, em 2024, uma quota de 48%. Nas posições seguintes encontram-se a EDP e a Endesa.

O comportamento das entradas a partir do terminal de GNL é muito parecido com o que se verifica nas entradas totais. A Galp regista uma quota ligeiramente superior a 50%.

[165] O total das entradas considera as atribuições a agentes de mercado, excluindo as atribuições ao GTG que não se devem a razões comerciais. São consideradas as atribuições por grupo económico, com exceção das atribuições aos CURR, que são contabilizadas separadamente.

Figura 4-16 – Entradas na RNTG (TGNL+VIP), 2020 a 2024



Fonte: dados REN, elaboração ERSE

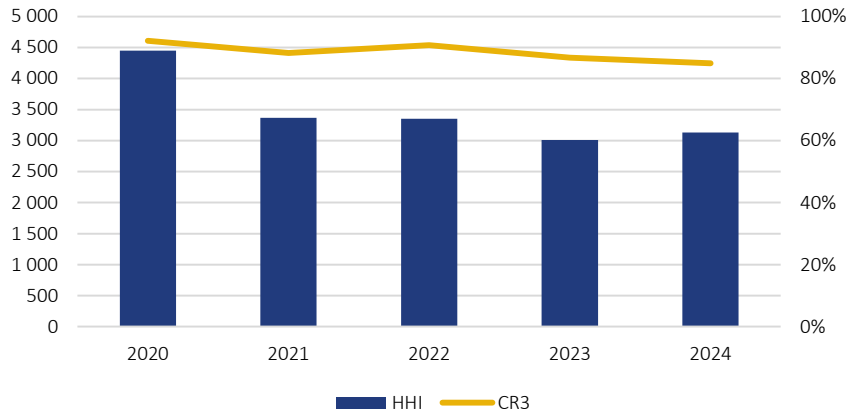
Nas importações a partir do VIP a representação gráfica está muito influenciada pelo facto da esmagadora maioria das entradas na RNTGN se fazerem pelo terminal de GNL e, portanto, observa-se bastante volatilidade dos agentes representativos em termos de peso relativo[166].

A Figura 4-17 apresenta os indicadores de concentração, HHI e CR3[167], nas entradas na RNTG (TGNL+VIP), entre 2020 e 2024.

[166] A opção foi a de individualizar os agentes com as maiores quotas de mercado no último ano do período.

[167] O índice CR3 refere-se à quota de mercado dos três maiores agentes de mercado.

Figura 4-17 – Índices de concentração nas entradas na RNTG (TGNL+VIP), 2020 a 2024

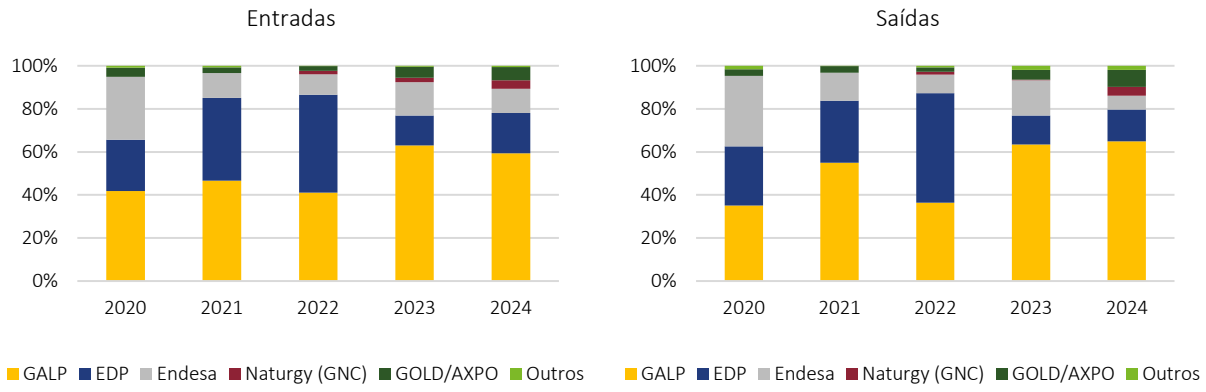


Fonte: dados REN, elaboração ERSE

O valor do HHI, excluindo o máximo verificado em 2020[168], tem-se mantido estável no período em análise, aproximando-se dos 3 100 em 2024. No CR3, tem-se verificado também alguma estabilidade com o valor em 2024 a rondar os 85%.

A Figura 4-18 apresenta a utilização do armazenamento subterrâneo, entre 2020 e 2024.

Figura 4-18 – Utilização do armazenamento subterrâneo, 2020 a 2024



Fonte: dados REN, elaboração ERSE

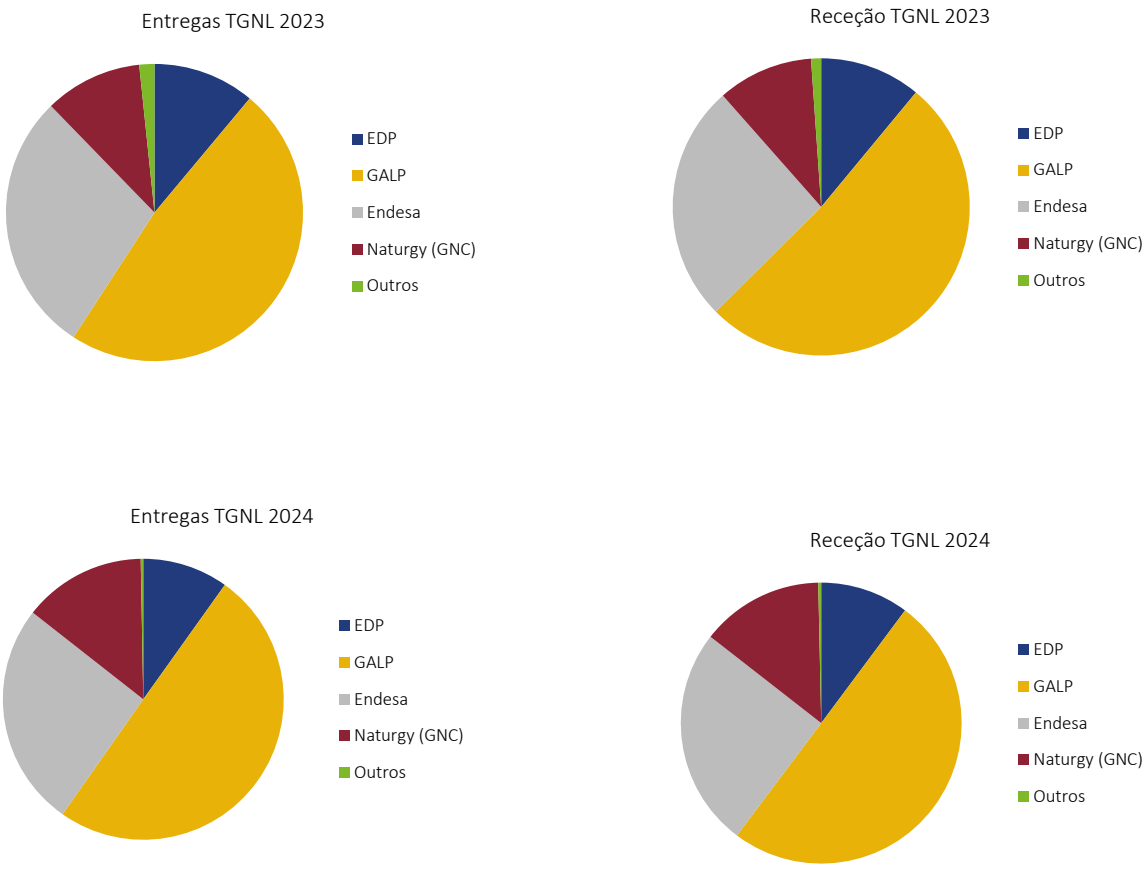
Relativamente às entradas e saídas no armazenamento subterrâneo, salienta-se, em 2024, o facto de a Galp se manter como o principal utilizador, encontrando-se a EDP em segundo, e em terceiro lugar a

[168] O valor do HHI em 2020 é de cerca de 4 450.

Endesa nas entradas e a GOLD/AXPO nas saídas. O peso relativo dos restantes utilizadores manteve-se inalterado.

Na Figura 4-19 encontram-se as quotas de mercado relativas às trocas de existências de GNL no terminal de Sines, em 2023 e 2024.

Figura 4-19 – Trocas no TGNL, 2023 e 2024



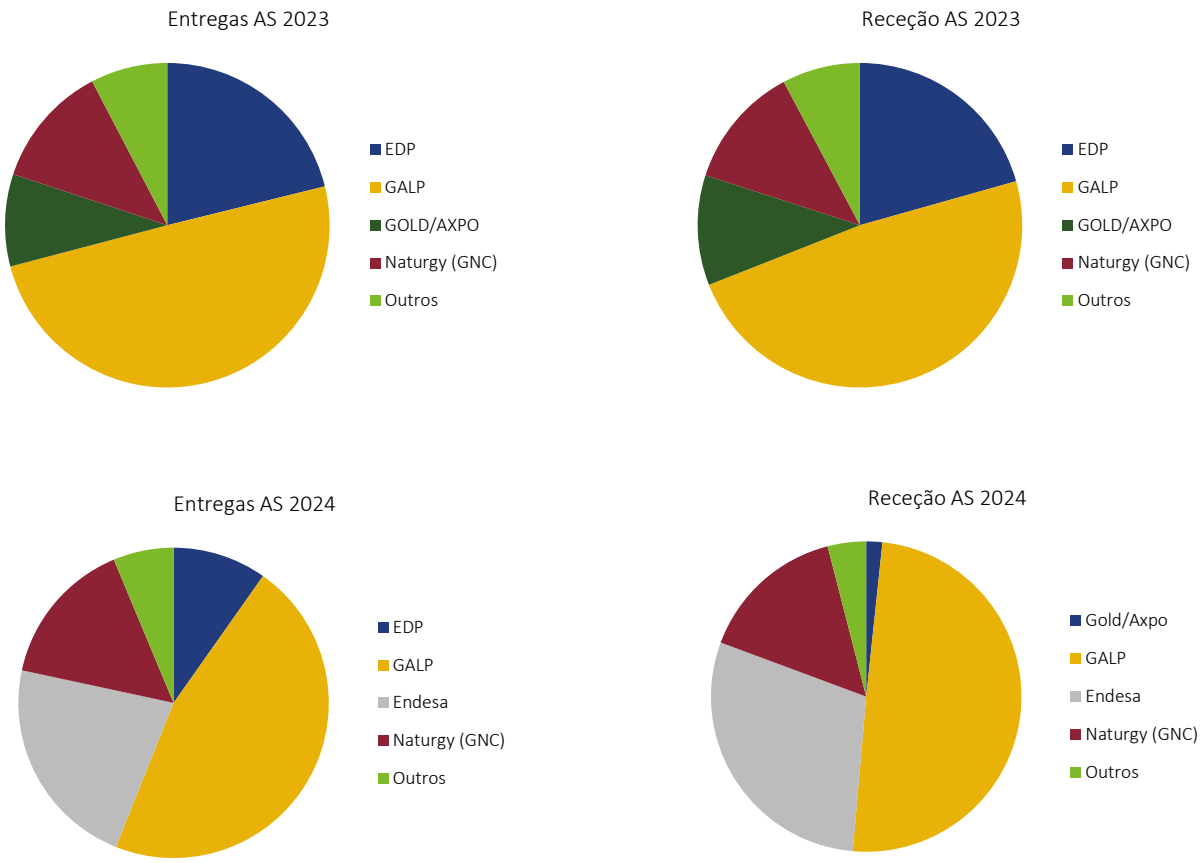
Fonte: dados REN, elaboração ERSE

Não se verificaram alterações significativas em 2024 no que diz respeito aos principais agentes envolvidos em trocas comerciais no TGNL.

As trocas no terminal parecem constituir *swaps* intertemporais entre agentes de mercado, 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 2023 e 2024.

Figura 4-20 - Trocas no AS, 2023 e 2024

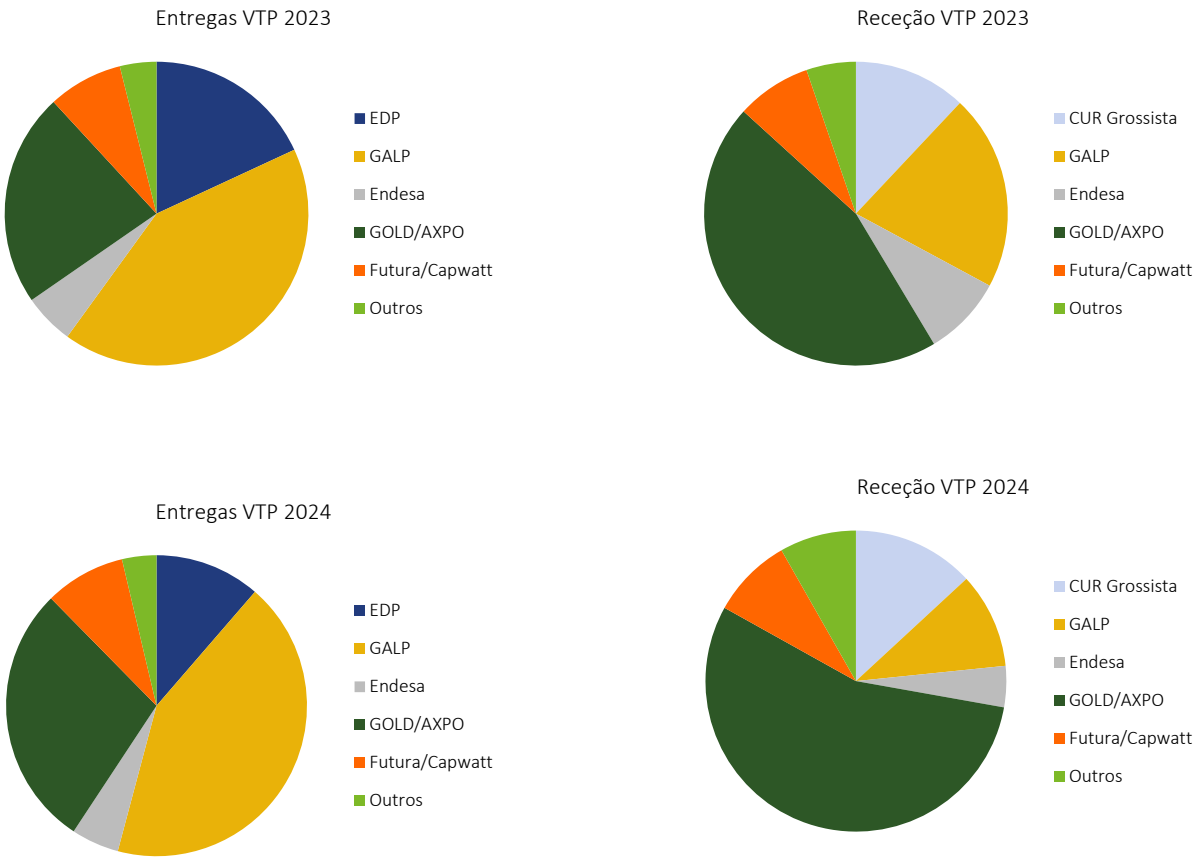


Fonte: dados REN, elaboração ERSE

Em 2023, registou-se um grande equilíbrio entre as quotas de mercado de cada agente em termos de entregas e de receção, o que volta a apontar para uma lógica de *swap* intertemporal entre agentes. Em 2024, registou-se uma maior dispersão dos agentes envolvidos em trocas comerciais no AS, em comparação com o ano de 2023.

Na Figura 4-21 encontram-se as quotas de mercado nas trocas de gás natural no VTP, em 2023 e 2024.

Figura 4-21 – Trocas no VTP, 2023 e 2024

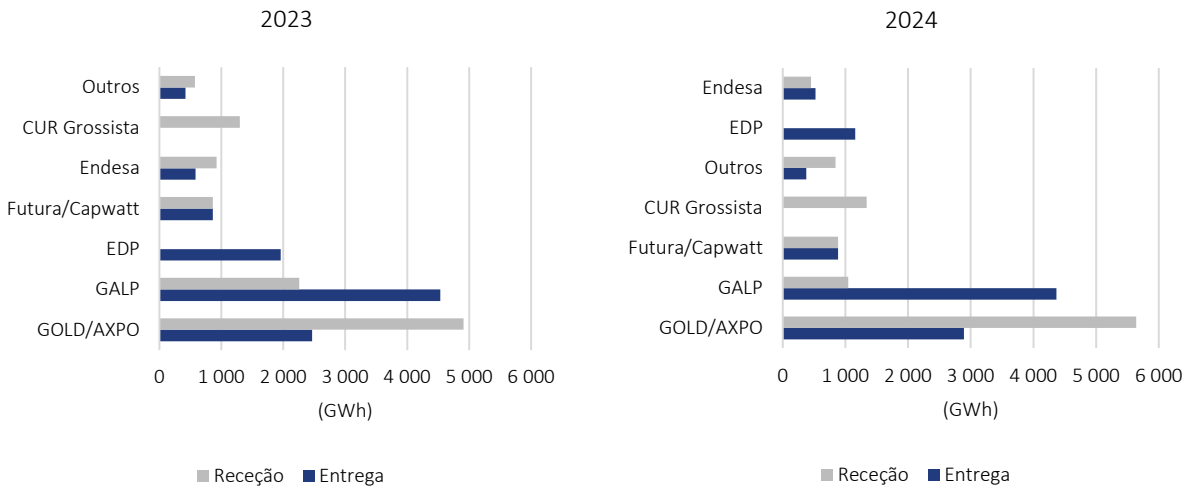


Fonte: dados REN, elaboração ERSE

As trocas no VTP, em 2024, mantiveram a tendência do ano anterior com algumas diferenças a assinalar, nomeadamente:

- Nas entregas, a EDP registou uma descida face ao ano anterior por contrapartida a uma subida da GOLD/AXPO;
- Nas receções, o grupo AXPO mantém-se com a maior quota de mercado com um crescimento acentuado para mais de 50%, verificando-se, por outro lado, descidas da Galp e Endesa.

Figura 4-22 – Trocas no VTP em quantidades, 2023 e 2024



Fonte: dados REN, elaboração ERSE

Na Figura 4-22 observa-se que a tendência geral se manteve face ao ano anterior verificando-se, no entanto, algumas variações em alguns agentes.

A Galp diminuiu os volumes compradores, mantendo aproximadamente os volumes vendedores. A GOLD/AXPO, por seu lado, aumentou ambas as posições. A Endesa reduziu os volumes e inverteu a sua posição de comprador para vendedor.

A EDP manteve a situação exclusivamente vendedora, mas com uma redução de volume.

A Futura/Capwatt e o CUR Grossista mantiveram as suas posições essencialmente inalteradas.

As atuações do GTG no VTP continuam a ser pouco representativas, razão pela qual as quantidades associadas estão agrupadas na categoria "Outros".

4.2.1.2 DESENVOLVIMENTOS REGULAMENTARES

CONCRETIZAÇÃO DO CONCEITO DE OPERADOR DOMINANTE

Em 2024, na sequência da Diretiva n.º 7/2023, de 28 de fevereiro, que estabeleceu as regras para o apuramento das entidades a incluir na lista de operadores dominantes, a ERSE publicou a lista de operadores dominantes, com base na informação de quotas de mercado, aferidas com a informação

referente ao exercício de 2023. As entidades assim definidas pronunciaram-se em audiência de interessados, previamente à publicação da referida lista.

Refira-se, ainda, que, com base no Despacho n.º 7310/2023, de 11 de julho, que estabeleceu as condições aplicáveis aos operadores dominantes do SNG no desempenho do serviço de criação de mercado, os agentes de mercado, classificados nesta categoria, atuaram como tal, em 2024, no âmbito do VTP do MIBGAS, promovendo melhores condições de liquidez para as transações referentes ao SNG.

ALTERAÇÃO AO MANUAL DE PROCEDIMENTOS DA GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SISTEMA NACIONAL DE GÁS (MPGTG)

Com a alteração aprovada pela Diretiva n.º 8/2024, de 16 de janeiro, que aditou os procedimentos n.^{os} 23, 24, 25, 26 e 27 o MPGTG passou a englobar as redes de distribuição não interligadas no modelo de compensação da rede de transporte e balanço das infraestruturas do SNG. As redes não interligadas correspondem a redes abastecidas por GNL através de UAG, transitando para um modelo que é baseado no conceito de "UAG Virtual".

Em paralelo, a alteração do MPGTG implementou também mecanismos de incentivo à compensação na UAG Virtual e de transferências comerciais de gás entre a UAG Virtual e as restantes infraestruturas do SNG.

Esta alteração visou simplificar o processo de balanço comercial dos agentes de mercado, uma vez que a localização dos clientes pertencentes à carteira de compensação do agente de mercado e os pontos de injeção de gases de origem renovável que abasteçam estas redes deixam de ser relevantes para efeitos do balanço comercial do agente de mercado. A compatibilidade deste modelo com a logística de abastecimento de GNL, através de cisternas, às várias UAG é garantida considerando em complementaridade a implementação do Manual da Gestão Logística de Abastecimento das UAG.

4.2.2 MERCADO RETALHISTA

O ano de 2024 foi marcado por uma relativa estabilidade da penetração no mercado liberalizado, depois de um ano de 2023 marcado por um número considerável de clientes que regressaram ao mercado regulado. O nível de penetração dos diversos segmentos manteve-se estável face a 2023, e bastante abaixo dos valores verificados antes da possibilidade de regresso ao mercado regulado dos clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m^3, prevista pelo Decreto-Lei n.º 57-B/2022, de 6 de

setembro. Ainda assim, todos os segmentos de clientes terminaram o ano de 2024 com níveis de penetração superiores a 55%, em número de clientes, e superiores a 60%, em consumo.

No final de 2024, quase 96% dos consumos de gás natural do segmento convencional (excluindo-se os centros eletroprodutores) eram abastecidos por comercializadores em regime de mercado. Já o peso, em número de clientes, no mercado liberalizado ficou acima dos 70%.

No final de 2024, estavam presentes 22 comercializadores no mercado livre de gás natural, 21 dos quais a fornecer clientes com consumos inferiores ou iguais a 500 m^3/ano (segmento residencial).

A intensidade de mudança de comercializador em 2024 foi de, aproximadamente, 17%, tanto em número de clientes, como em consumo.

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

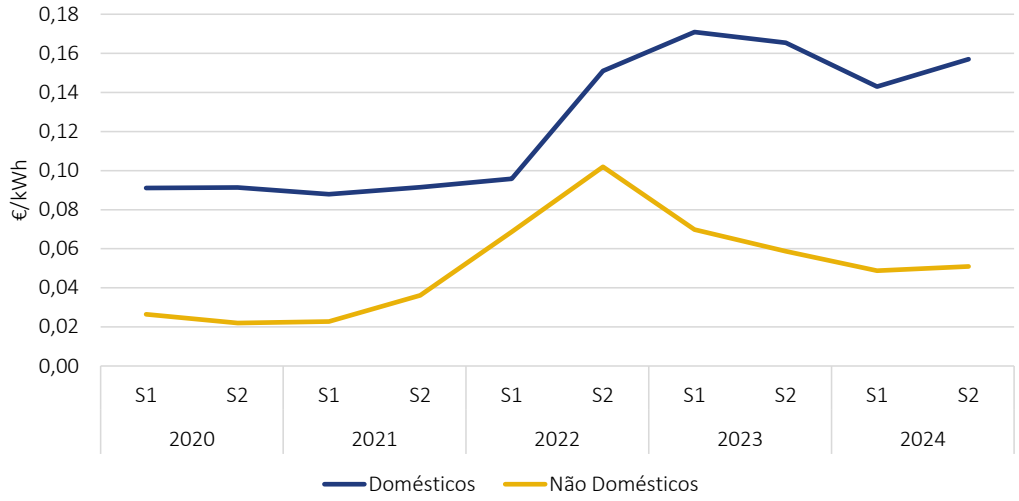
A ERSE recebe dos comercializadores, trimestralmente, informação sobre os preços médios faturados no mercado retalhista de gás natural, que utiliza nas suas funções de monitorização e supervisão desse mercado, bem como na ferramenta de informação para divulgação dos preços médios.

O formato de reporte desta informação alterou-se a partir do 4.º trimestre de 2024, com a publicação da Diretiva n.º 16/2024, de 20 de junho, que passou a incluir mais informação sobre o tipo de preço praticado (fixo e indexado) ou o tipo de cliente (clientes com tarifa social).

No ano de 2024, verificou-se uma descida dos preços médios do gás natural, tanto para os consumidores domésticos, como não domésticos (Figura 4-23)[169]. Apesar de estes preços dependerem de uma diversidade de fatores, como os preços dos mercados grossistas, evolução dos custos das redes, dos custos da proteção ambiental, bem como níveis de impostos aplicáveis, o menor nível de preços do gás natural nos mercados internacionais durante o ano de 2024 parece ter contribuído para a redução dos preços no consumidor final.

[169] Os preços dos consumidores não domésticos são apresentados sem IVA pelo facto de ser uma componente do preço recuperada por estes, sendo esta também a metodologia adotada pelo Eurostat nos seus relatórios.

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

A ERSE recebe também, de forma permanente, informação atualizada[170] sobre os preços de referência[171] que os comercializadores praticam ou preveem praticar para os fornecimentos de gás natural em Baixa Pressão com um consumo anual inferior a 10 000 m³ (BP<). Esta informação[172] é divulgada no simulador de preços de energia da ERSE[173], que é uma importante ferramenta de apoio aos consumidores, para a escolha do seu fornecedor de energia. Complementarmente, são publicados boletins trimestrais sobre os preços de referência praticados no mercado em BP<[174].

No último trimestre de 2024, existiam, para o consumidor tipo 2[175], 12 comercializadores em mercado com 202 ofertas comerciais, das quais 61 eram ofertas exclusivamente de gás natural e 141 eram ofertas duais[176], o que corresponde a uma manutenção do número de comercializadores e a um decréscimo do número de ofertas (- 10) face ao último trimestre de 2023.

[170] É devido o envio em base anual e sempre que haja alguma alteração de preços ou condições contratuais.

[171] Conjunto de tarifas, opções tarifárias, respetivos preços e indexantes por variável de faturação, bem como as condições de aplicação das tarifas (características de consumo, duração dos contratos e condições de revisibilidade dos preços).

[172] 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.

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

[174] Disponíveis nos Boletins das Ofertas Comerciais de Gás Natural.

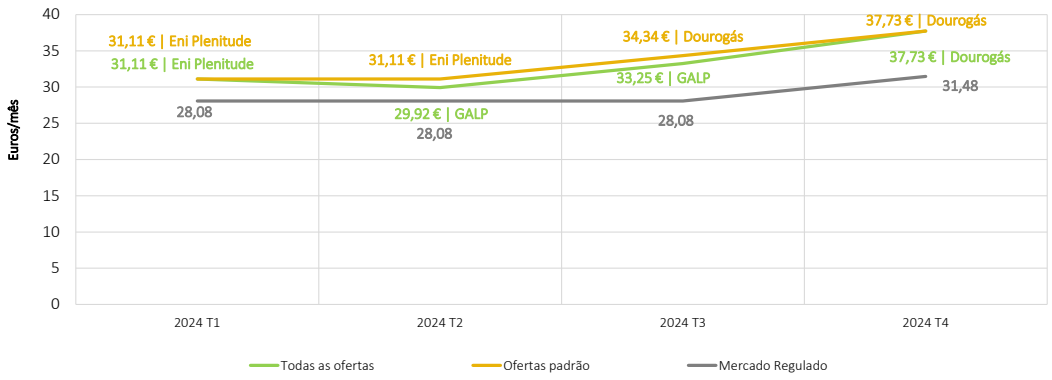
[175] Trata-se do tipo de consumidor com consumo anual de 3 407 kWh, que corresponde a 292 m³.

[176] Ofertas integradas de gás e de eletricidade.

A Figura 4-24 e a Figura 4-25 mostram a evolução das faturas mensais [177] das ofertas comerciais mais competitivas de gás natural e duais, respetivamente, face à Tarifa Regulada. Para o gás natural, a fatura da Tarifa Regulada foi sempre inferior à fatura da oferta mais competitiva em mercado, registando, no final do ano, um valor de 31,48 euros/mês, que contrasta com os 37,73 euros/mês da oferta de mercado mais competitiva. No fornecimento dual, as ofertas de mercado foram mais competitivas que a Tarifa Regulada na primeira metade do ano, situação que se inverteu no 3.º trimestre. No final do ano, as faturas da Tarifa Regulada e da oferta mais competitiva do mercado livre registam valores praticamente idênticos.

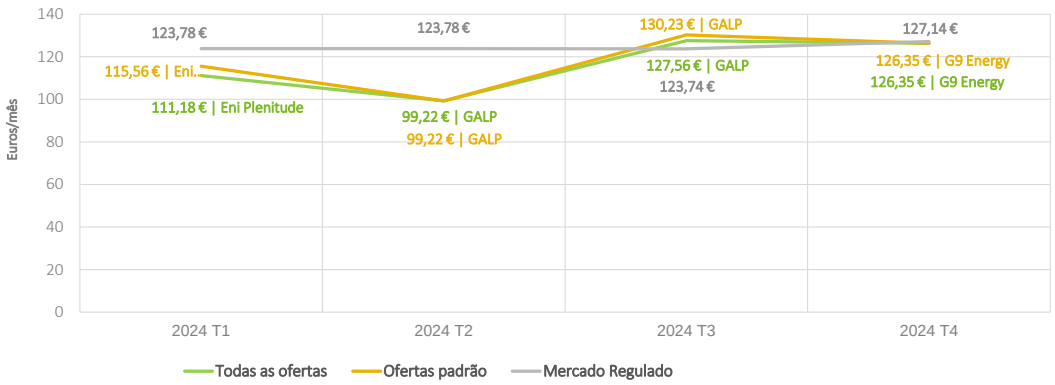
Para mais detalhe sobre as comparações para outros tipos de cliente, bem como sobre a metodologia de comparação utilizada, nomeadamente quanto ao tipo de ofertas e às componentes incluídas, pode ser consultado o Boletim das Ofertas Comerciais de Gás Natural do 4.º trimestre de 2024.

Figura 4-24 – Fatura mensal das ofertas de gás natural mais competitivas em 2024 - consumidor tipo 2



[177] Os preços apresentados incluem as taxas e impostos aplicáveis, exceto a taxa DGEG para a eletricidade e a TOS para o gás natural. A análise inclui as ofertas padrão (sem qualquer tipo de restrição), as ofertas condicionadas, com fidelização e indexadas, mas exclui ofertas com serviços adicionais obrigatórios.

Figura 4-25 – Fatura mensal das ofertas duais mais competitivas em 2024 - consumidor tipo 2



Fonte: dados ERSE

TRANSPARÊNCIA

A ERSE disponibiliza, no seu site, um simulador que permite a comparação dos preços para instalações em BP<[178], de todos os comercializadores registados e em atividade em Portugal continental[179] no mercado do gás natural. Esta ferramenta assegura informação objetiva aos consumidores de gás natural para fazerem as suas opções, de forma fundamentada, nomeadamente quanto à escolha da melhor oferta no mercado.

A ERSE verifica ainda a divulgação nos sites dos comercializadores das ofertas que estes praticam no mercado. Quando se verificam discrepâncias ou lacunas, nomeadamente em termos de preços ou de condições comerciais, a ERSE reserva-se o direito de não publicar as ofertas comerciais no seu simulador, até estarem ultrapassadas as questões identificadas.

A ERSE também disponibiliza uma lista interativa dos "Preços das Ofertas Comerciais de energia em mercado"[180], que permite identificar a melhor oferta no mercado e acompanhar a constante alteração de preços e das condições das ofertas de eletricidade e gás natural.

Além do simulador e da lista dos "Preços das Ofertas Comerciais de energia em mercado", a ERSE disponibiliza ainda, em formato aberto e atualizado, toda a informação de preços de referência e demais

[178] Disponível em https://simulador.precos.erse.pt/gas/.

[179] Nas Regiões Autónomas não há fornecimento de gás natural sujeito a regulação da ERSE.

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

condições contratuais, que serve de base ao funcionamento do simulador de comparação de ofertas em BP<, garantindo o acesso à informação a todos os interessados.

A ERSE mantém, igualmente, disponível uma calculadora da tarifa social [181]. É um instrumento que permite aos beneficiários da tarifa social entender e verificar os descontos da tarifa social nas faturas de gás natural. A calculadora é atualizada periodicamente com os preços das tarifas publicadas pela ERSE.

A ERSE disponibiliza, também, um Simulador da TOS [182] que permite aos consumidores de gás natural estimar, de uma maneira simplificada e intuitiva, os custos decorrentes da TOS (sempre que permitida a sua repercussão), em função do concelho de residência, do nível de pressão, do período de consumo e do consumo no período.

Acresce que os comercializadores que pretendam abastecer clientes em 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[183].

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)[184] 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 RRC e do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados [185].

EFICÁCIA DA CONCORRÊNCIA

Em termos de abertura efetiva do mercado, a Figura 4-26 apresenta a fração do mercado (em consumo), no ano de 2024, que se encontrava a ser abastecida por um comercializador em regime de mercado

[181] Disponível em https://www.erse.pt/media/1jshsbih/desconto-tarifa-social-t1_2024-g%C3%A1s.xlsx.

[182] Disponível em https://www.erse.pt/simuladores/taxa-de-ocupacao-do-subsolo/.

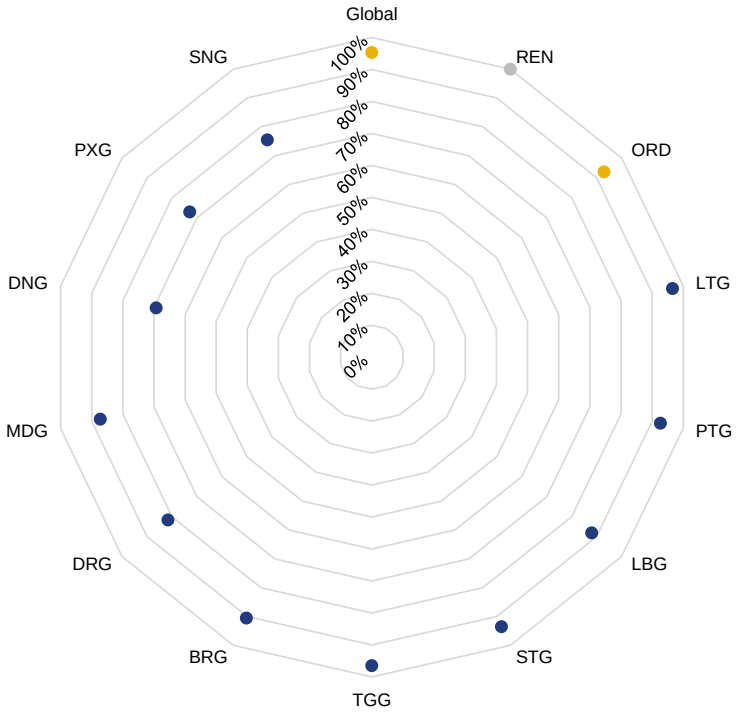
[183] Nos termos do Artigo 15.º, n.º 1 do RRC, aprovado pelo Regulamento n.º 827/2023, de 28 de julho, em conjunto com a Declaração de Retificação n.º 830/2023, de 31 de outubro.

[184] A faturação de gás natural é efetuada em EUR/kWh, nos termos do artigo 22.º do Regulamento Tarifário, aprovado pelo Regulamento n.º 825/2023, de 28 de julho.

[185] Aprovado pela Diretiva n.º 7/2018, de 28 de março.

liberalizado, e mostra que 95% do consumo[186] total foi assegurado por comercializadores em mercado, sendo esse valor genericamente mais elevado nos principais distribuidores de gás natural.

Figura 4-26– Penetração do mercado liberalizado por ORD e ORT (total do consumo em energia, excluindo centros eletroprodutores), 2024

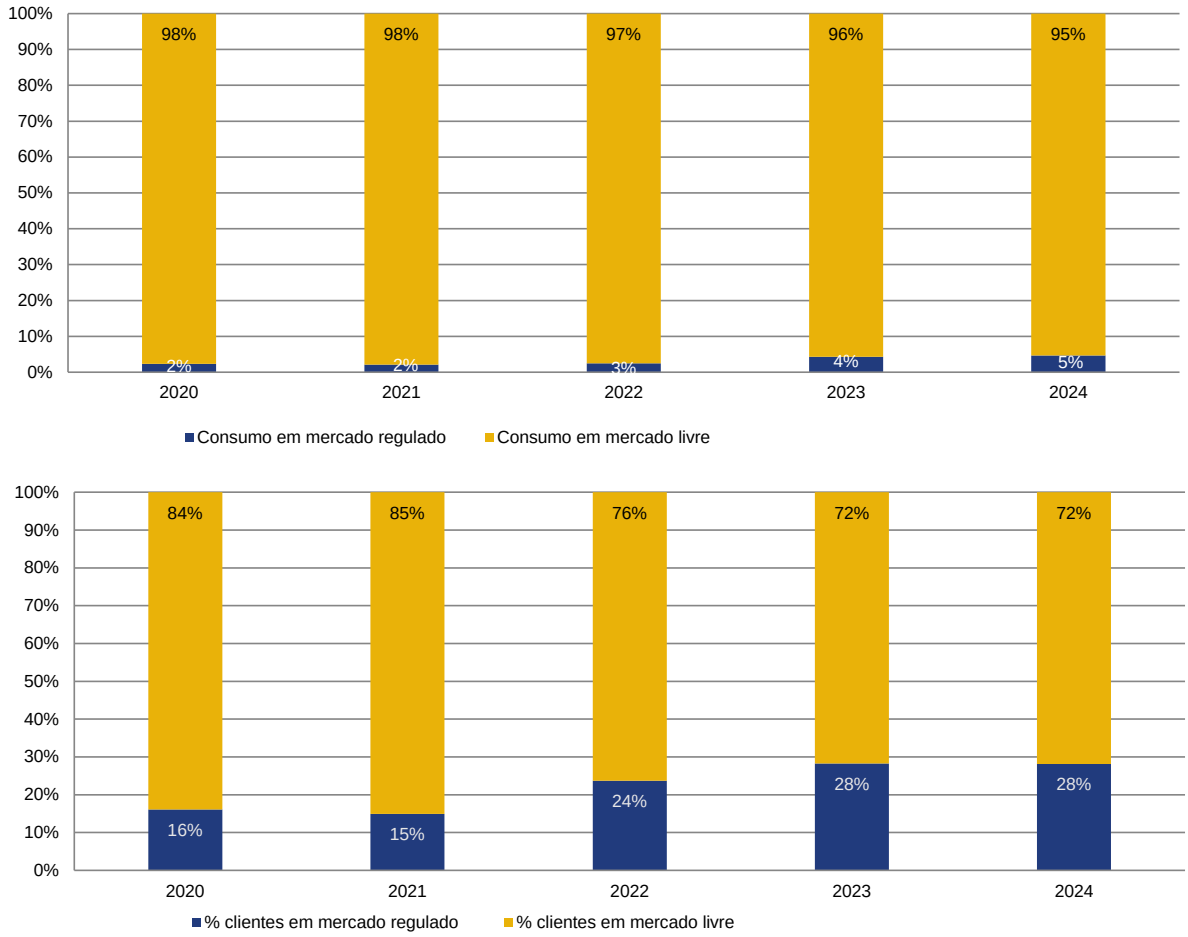


Fonte: dados OLMC. Nota: BRG – Beiragás; DNG – Dianagás; DRG – Duriensegás; LBG – Lisboagás; LTG – Lusitaniagás; MDG – Medigás; PTG – REN Portgás; PXG – Paxgás; SNG – Sonorgás; STG – Setgás; TGG – Tagusgás; REN – REN Gasodutos; ORD – conjunto dos operadores de rede de distribuição; Global – ORD e REN.

A evolução do mercado liberalizado, entre 2020 e 2024, pode ser observada na Figura 4-27.

[186] Excluindo os centros eletroprodutores, 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, 2020 a 2024



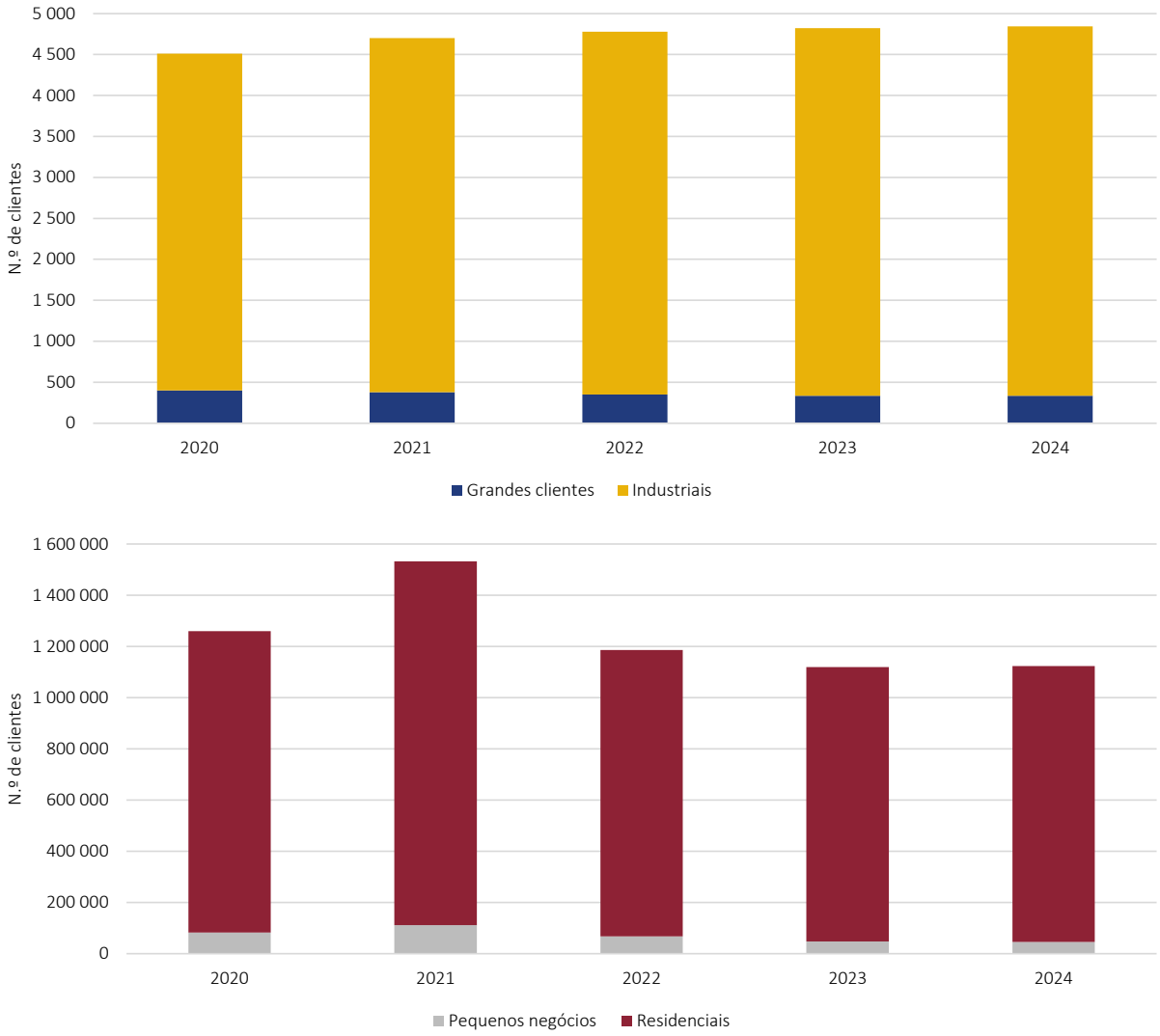
Fonte: dados OLMC

Quanto ao número total de clientes, a redução da dimensão do mercado liberalizado verificada em 2022, 2023 e 2024, face a 2020 e 2021, 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, que passou a vigorar em setembro de 2022[187].

Em 2024, manteve-se o peso dos clientes no mercado livre (*vide* Figura 4-28), estando cerca de 72% dos clientes nesse mercado.

[187] Determinada pelo Decreto-Lei n.º 57-B/2022, de 6 de setembro.

Figura 4-28 – Evolução do mercado liberalizado em Portugal continental, 2020 a 2024

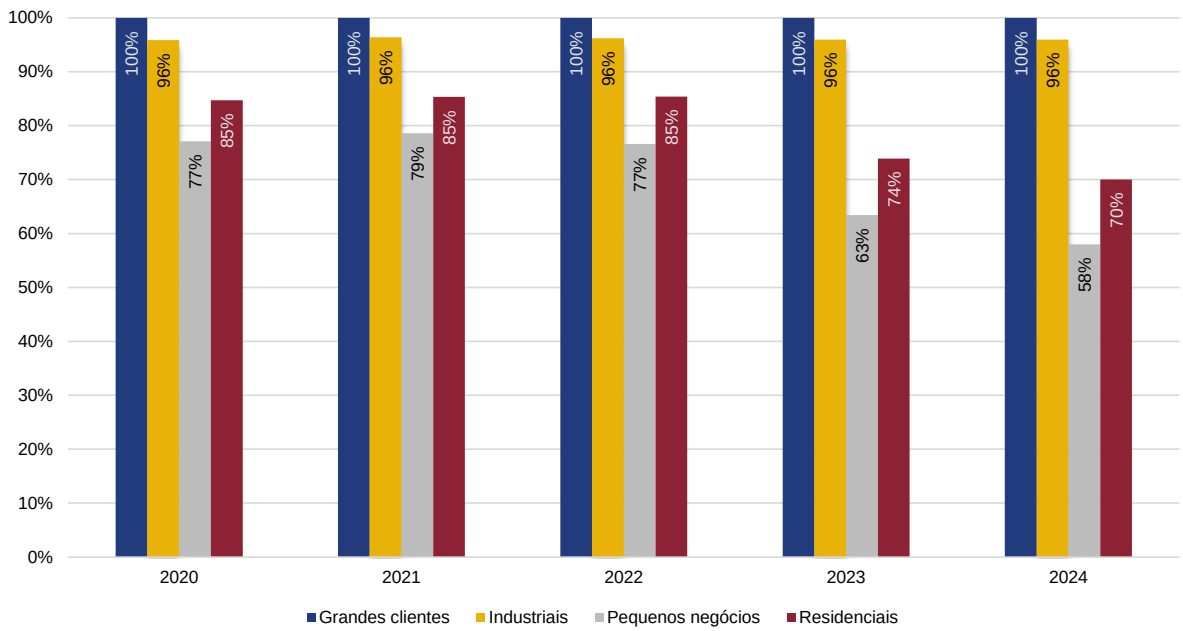


Fonte: dados OLMC

O segmento com maior consumo, referente aos grandes clientes (clientes com um consumo anual superior a um milhão de m^3), manteve-se face a 2023. Os segmentos de clientes industriais e os residenciais aumentaram ligeiramente em cerca de 0,5% e 0,6%, respetivamente, face ao período homólogo. O segmento dos pequenos negócios apresentou uma redução de 4,3%, face ao ano anterior.

Os consumos de cada segmento de clientes que se encontram em mercado liberalizado são apresentados na Figura 4-29, observando-se que a totalidade do consumo de grandes clientes tem sido assegurada por comercializadores em mercado livre.

Figura 4-29 – Penetração do mercado liberalizado por segmento de clientes, 2020 a 2024



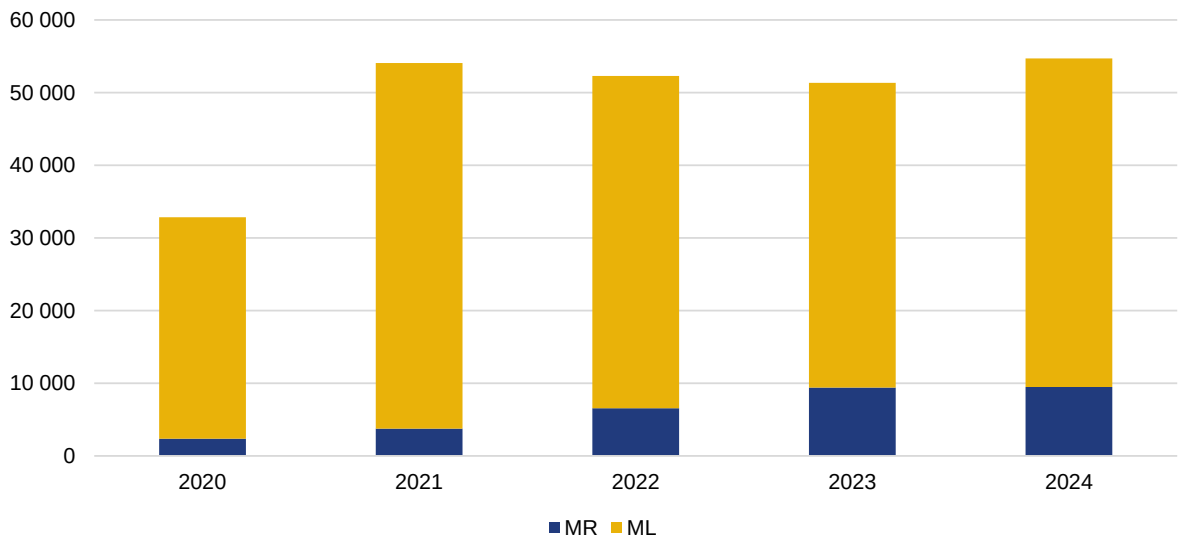
Fonte: dados OLMC

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

O segmento residencial, em termos de número de clientes, é o mais preponderante no mercado livre de gás natural, representando 70% de clientes, mas representando apenas cerca de 6% do consumo total neste mercado.

No final de 2024, existiam 54 703 consumidores de gás natural abrangidos pela tarifa social, 9 468 no mercado regulado e 45 235 no mercado liberalizado, como se pode observar na Figura 4-30. No global, cerca de 3,4% dos consumidores de gás natural em Portugal continental têm tarifa social. Entre 2020 e 2024, observou-se um crescimento significativo no número de beneficiários da tarifa social, de cerca de 64%.

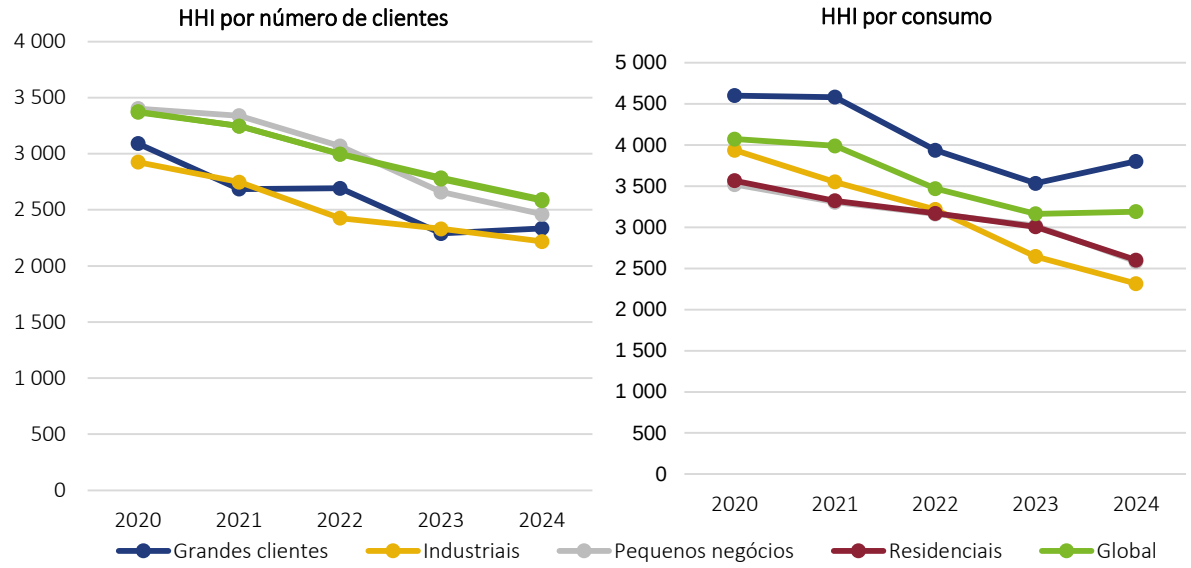
Figura 4-30 – Número de clientes abrangidos pela tarifa social, no SNG, 2020 a 2024



Fonte: dados dos comercializadores

Desde 2020 que se tem vindo a observar uma redução do nível de concentração de mercado em número de clientes. No que se refere ao consumo, de salientar o aumento significativo da concentração do mercado no segmento dos grandes clientes desde 2023, *vide* Figura 4-31.

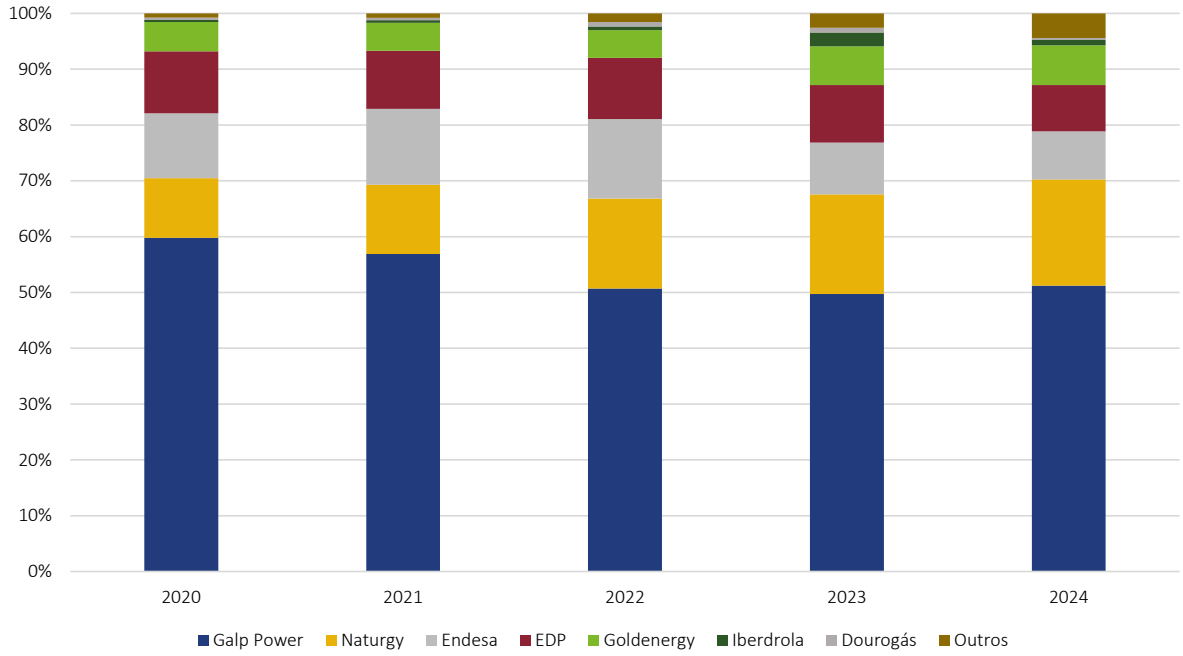
Figura 4-31 – Evolução da concentração do mercado em número de clientes e consumo, 2020 a 2024 (HHI)



Fonte: Dados OLMC

A Galp, o principal operador no mercado do gás natural, registou uma tendência de descida para cerca de 51% de quota de mercado, face aos 60% que detinha em 2020, conforme se pode extrair da análise da Figura 4-32, enquanto a Naturgy aumentou a sua quota para 19%, um crescimento de 8 p.p., face a 2020.

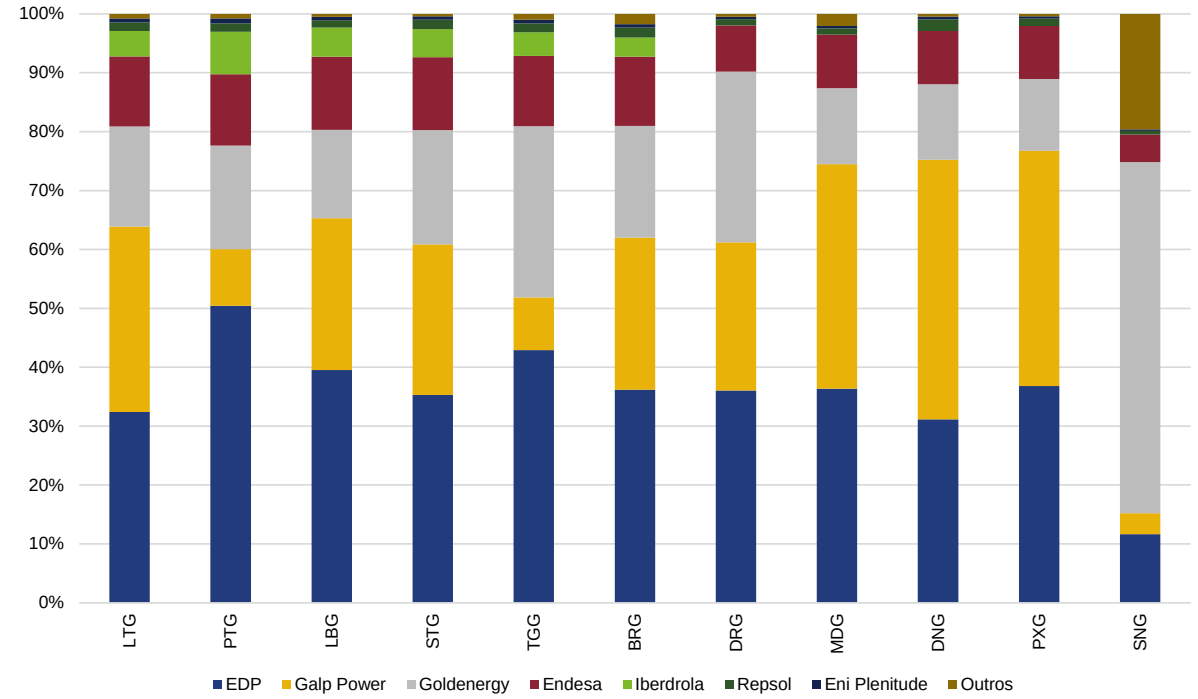
Figura 4-32 – Estrutura dos fornecimentos no mercado liberalizado por comercializador, em consumo, 2020 a 2024



Fonte: dados OLMC

A repartição das quotas de mercado, em número de clientes abastecidos, por rede de distribuição, é explicitada na Figura 4-33. Em 2024, a Galp deteve uma quota de mercado inferior a 45% na totalidade das redes de distribuição.

Figura 4-33 – Quotas de mercado, em número de clientes, por operador de rede de distribuição, 2024



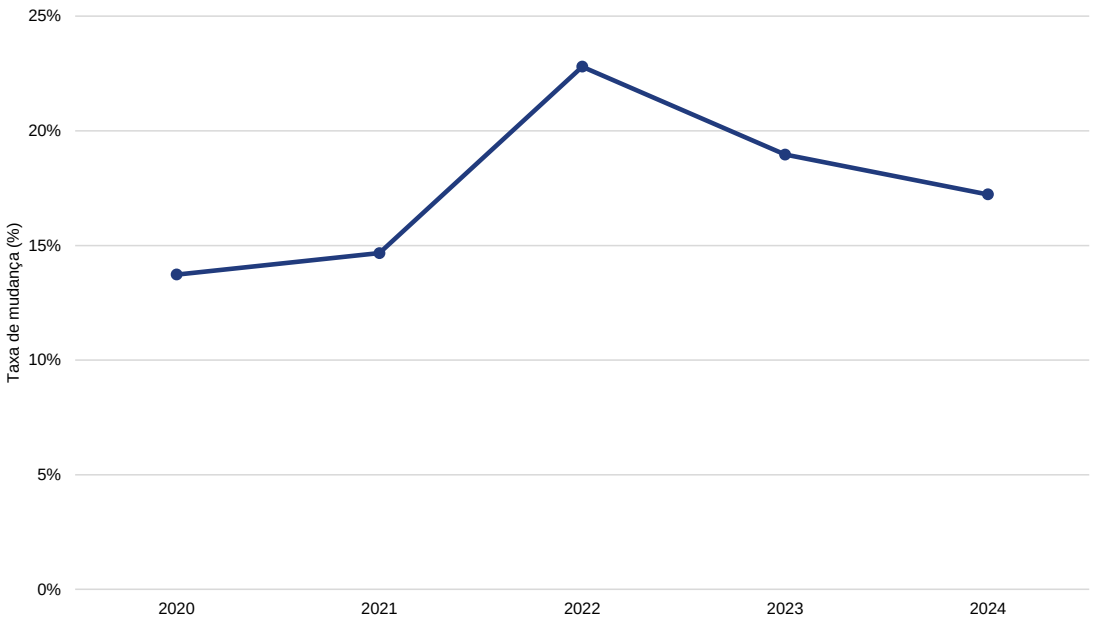
Fonte: dados OLMC

Em 2024, a EDP Comercial continuou a ocupar uma posição de destaque em termos de quota de fornecimento de gás natural, nomeadamente nas redes de distribuição operadas pela Lusitâniagas (LTG), REN Portgás (PTG), Lisboagás (LBG), Setgás (STG), Tagusgás (TGG), Beiragás (BRG) e Duriensegás (DRG).

A Galp ocupa posições expressivas nas redes de distribuição, em particular, na Medigás (MDG), Dianagás (DNG) e Paxgás (PXG). Salienta-se ainda a Goldenergy, que registou quotas significativas de fornecimento de gás natural acima dos 12%, em todas as redes de distribuição, com maior expressão na Sonorgás (SNG), com cerca de 59,6%.

A taxa de mudança de comercializador em número de clientes continua relevante, apesar da tendência decrescente observada desde 2022. Em 2024, cerca de 17% dos consumidores de gás natural mudaram de fornecedor, conforme se pode verificar na Figura 4-34.

Figura 4-34 – Mudança de comercializador em número de clientes, 2020 a 2024



Fonte: dados OLMC

A ERSE disponibiliza no seu site[188] uma análise evolutiva do mercado retalhista de gás natural, 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

PREÇOS DE FORNECIMENTO

Em 2024, 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 [189], no âmbito do mercado livre.

No que respeita ao mercado regulado, a ERSE procedeu à aprovação das tarifas e preços de gás para o ano gás de 2023-2024, e aos parâmetros para o período de regulação de 2024-2027, através da

[188] 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=.

[189] Artigo 41.º, n.º 1, al. p) da Diretiva.

Diretiva n.º 13/2023, de 25 de julho. Posteriormente, a ERSE procedeu à aprovação das tarifas e preços de gás para o ano gás de 2024-2025, através da Diretiva n.º 18/2024, de 16 de julho.

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

Desde 1 de julho de 2012 [190], 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 2023-2024 e no ano gás 2024-2025, as tarifas transitórias aplicam-se apenas aos fornecimentos do comercializador de último recurso retalhista (CURr) em BP<. As tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos em AP, MP e BP> encontram-se extintas desde julho de 2012, outubro de 2020 e dezembro de 2022, respetivamente.

As tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais são determinadas pela soma das tarifas de Acesso às Redes, da tarifa transitória de Energia e da tarifa de Comercialização regulada, sendo as mesmas aprovadas pela ERSE.

Em setembro de 2022, através do Decreto-lei n.º 57-B/2022, de 6 de setembro, foi dada a permissão aos clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m^3, de regressar ao mercado regulado, ao regime de tarifas reguladas de Venda a Clientes Finais, por forma a minimizar os impactos do encarecimento dos preços finais de gás natural, decorrentes do conflito armado na Ucrânia, no orçamento das famílias e dos pequenos negócios.

Nas situações de atuação do CURr 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[191], nos termos dos artigos 250.º do RRC e 16.º do RT do setor do gás.

[190] 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.

[191] O conceito de fornecimento supletivo encontra-se previsto Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, que estabelece a organização e o funcionamento do SNG.

A tarifa de Venda a Clientes Finais, no âmbito do fornecimento supletivo do CURr, aplica-se também aos clientes que após extinção das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais permaneçam no mercado regulado. As tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em AP, MP e BP> estão extintas, sendo que para os fornecimentos nestes níveis de pressão, os CURr deverão aplicar uma tarifa que resulta da soma da tarifa de Energia, da tarifa de Comercialização e da tarifa de Acesso às Redes, para cada um destes níveis de pressão. Conforme decorre do n.º 5 do artigo 16.º do RT, as tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo podem ser acrescidas de um diferencial para o mercado.

MEDIDAS PARA PROMOVER A CONCORRÊNCIA EFETIVA

No decorrer de 2024 não foram desenvolvidas novas medidas específicas para a promoção da concorrência efetiva, no entanto, a ERSE, no âmbito das suas competências, acompanha esta matéria, tanto mais que este é um elemento essencial ao regular funcionamento dos mercados.

DESENVOLVIMENTOS REGULAMENTARES

REPORTE DOS PREÇOS DE REFERÊNCIA DAS OFERTAS COMERCIAIS E DOS PREÇOS MÉDIOS FATURADOS DE ELETRICIDADE E GÁS

Em 2024, a ERSE procedeu, através da Diretiva n.º 16/2024, de 20 de junho, à alteração dos procedimentos de reporte dos preços de referência das ofertas comerciais e dos preços médios faturados de eletricidade e gás.

A obrigação de reporte de informação à ERSE por parte dos comercializadores está consagrada nos diplomas de enquadramento do setor elétrico e do setor do gás, e visa proporcionar a participação ativa dos consumidores, tanto na produção, como nos mercados. Em concreto, o reporte desta informação visa dar cumprimento à obrigação de os Estados-Membros garantirem que os consumidores domésticos e as pequenas empresas têm acesso gratuito a informação acerca de preços e condições contratuais em função do seu perfil de consumo, inserindo-se no âmbito das atribuições da ERSE, nomeadamente na defesa do interesse público, na proteção dos direitos e dos interesses dos consumidores em relação a preços, à forma e qualidade da prestação de serviços, promovendo a sua informação e esclarecimento

As principais alterações destes procedimentos dizem respeito à unificação das regras aplicáveis ao setor elétrico e de gás, num único regime, a clarificação das obrigações que impendem sobre os comercializadores, que atuem no mercado através da intermediação de comercialização, a disponibilização dos novos formulários para reporte das ofertas dinâmicas e indexadas, a alteração da discriminação de

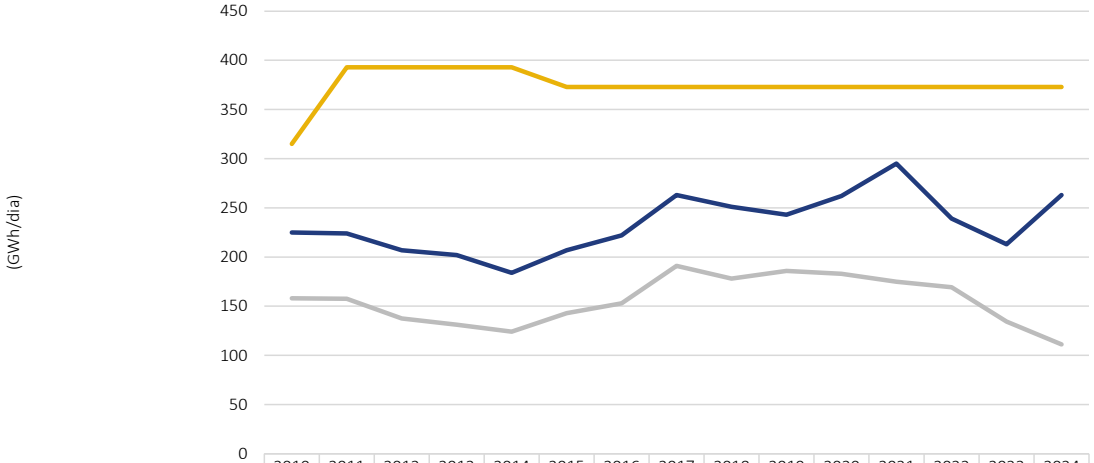
reporte dos preços médios e a alteração do reporte da informação da faturação, em euros, em substituição dos valores de preços médios, em EUR/kWh.

4.3 SEGURANÇA DO ABASTECIMENTO

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

Na Figura 4-35 apresenta-se a evolução da oferta de capacidade no SNG[192], o consumo médio diário de gás natural e as pontas anuais de consumo, entre 2010 e 2024. 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. De 2022 para 2024, o consumo anual teve uma redução de 34%. 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. Apesar da redução do consumo anual, em 2024 esse valor da ponta de consumo foi novamente de 263 GWh/dia.

Figura 4-35 – Evolução da oferta de capacidade no SNG, consumo médio diário e pontas de consumo



	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Pontas diárias do consumo	225	224	207	202	184	207	222	263	251	243	262	295	239	213	263
Oferta de capacidade diária	315	393	393	393	393	373	373	373	373	373	373	373	373	373	373
Consumo médio	158	158	138	131	124	143	153	191	178	186	183	175	169	134	111

Fonte: REN Gasodutos

[192] 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.

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 2024, o consumo médio diário e a ponta de consumo representaram 30% e 70% 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 2020 e 2024

Evolução do consumo anual de gás natural por tipo de rede (TWh)	2020	2021	2022	2023	2024
Centros eletroprodutores	24,72	22,33	28,11	16,31	7,16
Clientes da rede de Alta Pressão	16,24	14,35	9,66	9,94	10,63
Clientes das redes de distribuição concessionadas (GRMS (1))	24,00	25,01	22,12	20,82	20,65
Clientes das redes de distribuição licenciadas (UAG (2))	1,94	2,17	1,93	2,03	2,16
Total	66,90	63,85	61,83	49,10	40,60

(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 2020 e 2024.

Quadro 4-6 – Indicadores das infraestruturas e dos operadores das redes do SNG entre 2020 e 2024

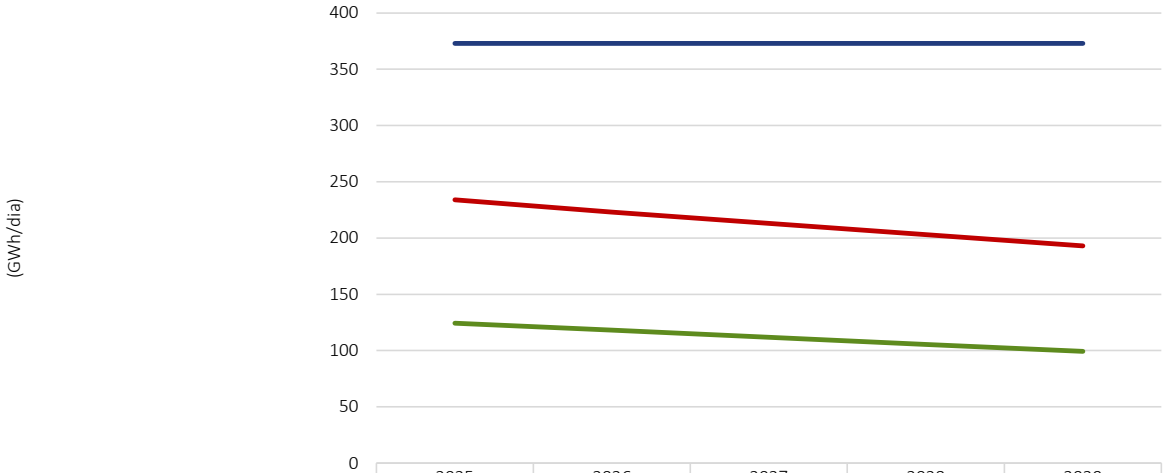
Indicadores do SNG	2020	2021	2022	2023	2024
Consumo máximo diário (GWh/dia)	262	295	239	213	263
Capacidade anual de importação por gasoduto (TWh/ano)	52,56	52,56	52,56	52,56	52,56
Capacidade anual de exportação por gasoduto (TWh/ano)	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2
Capacidade de importação de GNL (Disponibilidade 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)	19675	20037	20747	21097	21641

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 2025 e 2029, 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, 2025 a 2029



	2025	2026	2027	2028	2029
Previsão da oferta de capacidade diária	373	373	373	373	373
Previsão do consumo médio diário	124	118	112	105	99
Previsão das pontas diárias do consumo	234	223	213	203	193

Fonte: REN Gasodutos – PDIRG 2026-2035

A previsão da capacidade disponível para fins comerciais situa-se, assim, bastante acima da previsão de utilização de capacidade para os próximos anos. Em 2029, prevê-se que o consumo médio diário e a ponta de consumo representem cerca de 27% e 52% 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 2026-2035 (PDIRG 2026-2035) não têm qualquer impacto na capacidade disponível.

4.3.2 MEDIDAS PARA GARANTIA DO 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 de o 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 o país que mais contribuiu para o abastecimento de gás natural ao SNG foi a Nigéria, embora essa predominância tenha sido reduzida. Em 2024 dos 73 navios metaneiros que descarregaram em Sines, 25 foram provenientes da Nigéria e 23 dos Estados Unidos da América.

Outra das iniciativas visando a segurança do abastecimento, no que respeita à diversificação das fontes de aprovisionamento, foi a integração do mercado português no âmbito do mercado ibérico de gás, 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 SNG para o período 2024-2040"[193], 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 interruptíveis. Com efeito, a central termoelétrica de ciclo combinado a gás natural de Lares dispõe de grupos bi-fuel e está autorizada contratualmente a garantir 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.

[193] Publicado pela DGEG, na sequência da aprovação pela Senhora Ministra do Ambiente e Energia: https://www.dgeg.gov.pt/media/q3vgp2ox/despacho-aprova%C3%A7%C3%A3o-rmsa-g-2023.pdf

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), tendo sido dada continuidade, em 2024, 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 de 2024, foram divulgados nove ERSExplica sobre temas relevantes para os consumidores de energia:

- Os preços aumentaram em janeiro de 2024? O que fazer?

- 5 Perguntas & 5 Respostas – Proposta de fixação excecional de tarifas de eletricidade a partir de 1 de junho de 2024
- 5 Perguntas & 5 Respostas – Fixação excecional de tarifas de eletricidade a partir de 1 de junho de 2024
- 10 Perguntas & 10 Respostas – Tarifas e Preço de gás natural de 1 de outubro de 2024 a 30 de setembro de 2025
- Relatório da Qualidade de Serviço Técnica do Gás – 2023
- Relatório da Qualidade de Serviço Comercial – 2023
- Relatório da Qualidade de Serviço Técnica da Eletricidade – 2023
- 11 Perguntas & 11 Respostas – Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em 2025
- 11 Perguntas & 11 Respostas – Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em 2025

À semelhança de anos anteriores, em 2024, a ERSE manteve a produção de diversos folhetos informativos (alguns deles associados a campanhas de informação específicas, como o Dia Mundial do Consumidor) com o objetivo de esclarecer os consumidores sobre temas que estiveram na ordem do dia:

- *Flyer* sobre o Dia Mundial do Consumidor
- Como Reclamar?
- Folheto ERSE/GNR: alertas da ERSE sobre eletricidade e gás destinados à população idosa
- Folheto Tarifa Social
- Folheto ERSE/GNR: alertas da ERSE sobre eletricidade e gás destinados ao comércio local

Durante o ano de 2024 prosseguiu-se a produção de novos vídeos pedagógicos sobre temas como o uso do simulador de preços da ERSE e o procedimento de reclamação pelo consumidor, tendo como base o ERSExplica "Como Reclamar" e os Boletins do ACE (Apoio ao Consumidor de Energia). Foram ainda realizados vídeos sobre dois eventos organizados pela ERSE: a comemoração do Dia Mundial do Consumidor e os 20 Anos do MIBEL – Mercado Ibérico de Eletricidade. Este conteúdo foi disponibilizado nos canais do *Youtube*[194] e no *Linkedin* da ERSE.

[194] Disponível no link

Em julho e novembro, a ERSE emitiu o alerta de má prática – Utilização Abusiva do Nome da ERSE. Este alerta foi motivado pelo número considerável de reclamações de consumidores que relataram o uso indevido do nome da ERSE por parte de terceiros. Este alerta de más práticas teve como objetivo aconselhar os consumidores contra práticas comerciais enganosas, tais como a utilização indevida do nome da ERSE na angariação de clientes.

Em 2024, a ERSE deu continuidade ao programa de rádio "Converse com a ERSE", em parceria com a Rádio Antena 1, com o objetivo de esclarecer as dúvidas dos consumidores de energia. Esta campanha, iniciada em 2023, com continuidade até abril de 2024, teve por base dúvidas suscitadas pelos ouvintes da Antena 1 e permitiu, nos 64 episódios emitidos, abordar temas como tarifa social, autoconsumo, como reclamar, preços e simuladores, mudança de comercializador e fidelização, mobilidade elétrica, alterações contratuais, contadores inteligentes e faturação por estimativas.

Este programa foi também adaptado ao formato vídeo, estando disponível no canal de *Youtube* da ERSE, bem como nas plataformas RTP (Radio Televisão Portuguesa), RTP *Play*, *Spotify* e *iTunes*. A parceria com a Antena 1, permitiu também expandir a divulgação do programa nas redes sociais da RTP.

O Boletim do ACE é emitido trimestralmente. Neste boletim são divulgados os números relativos aos pedidos de informação, reclamações e intervenções da ERSE tratados em cada trimestre, fazendo a sua comparação com as estatísticas dos três trimestres anteriores (incluindo os temas e os principais resultados obtidos com a intervenção da ERSE). É divulgada a informação estatística sobre o atendimento telefónico prestado pela ERSE aos consumidores, as ações de informação/formação organizadas e participadas pela ERSE e os materiais informativos e pedagógicos elaborados. Acresce ainda a exposição de um tema, ação ou evento que tenha envolvido a ERSE, sempre no âmbito da proteção do consumidor de energia.

Ao abrigo do programa ERSEFORMA, em 2024, foram promovidas 15 ações de esclarecimento e de formação junto dos seus destinatários principais. São estes 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 destas ações de formação foram:

- Tarifas e preços de energia elétrica
- Sessões de esclarecimento de dúvidas relativas ao setor energético
- Ligações às redes

- Apropriação indevida de energia
- Medição e faturação de eletricidade e de gás natural
- Contratação e mudança de comercializador
- Interrupções de fornecimento

No âmbito dos protocolos estabelecidos pela ERSE com entidades terceiras, foram realizadas as seguintes ações de formação:

- Contratação e mudança de comercializador – Confederação dos Agricultores de Portugal (CAP)
- Simplificar o mundo da energia – Casa Pia
- Autoconsumo e Comunidades de Energia Renovável – CAP
- Licenciamento de Autoconsumo Coletivo – Agência para a Energia (ADENE)
- Sessão de informação sobre custos da eletricidade para clientes industriais – Associação Empresarial de Portugal (AEP)

Todos os conteúdos informativos e formativos utilizados nas ações descritas são disponibilizados no site da ERSE[195].

Procurando atingir públicos mais jovens, a ERSE tem desenvolvido um projeto junto de escolas do ensino básico. Este projeto tem como objetivo dar a conhecer a ERSE, consciencializar as gerações mais novas para os impactos do consumo de energia e alertá-las para a importância de poupar energia, adotando práticas de eficiência energética, explicar o funcionamento dos setores de eletricidade e de gás natural, desde a sua origem até ao consumo em nossas casas.

Neste sentido, em 2024 a ERSE realizou as seguintes ações:

- Sessão na Escola Básica Moinhos do Restelo, do Agrupamento de Escolas do Restelo, abrangendo alunos do 1.º ciclo do ensino básico (cerca de 30 alunos)
- Sessão no Agrupamento de Escolas de Alvaiázere, abrangendo alunos do 1.º e 3.º ciclos do ensino básico (aproximadamente 100 alunos)

[195] Disponível no site da ERSE em https://www.erse.pt/erseforma/erseforma/

Em outubro, ao abrigo do Protocolo de Cooperação assinado com a Guarda Nacional Republicana (GNR), a ERSE participou em duas ações de sensibilização junto de população mais idosa. Esteve presente em Ervidel, em sessão organizada pela Junta de Freguesia, e em Panóias, na Universidade Sénior. Estas ações decorreram no âmbito da operação "Censos Sénior", tendo estado presentes cerca de 50 pessoas.

A ERSE associa-se anualmente a esta operação de policiamento de proximidade com a presença em sessões de esclarecimento, mas também com divulgação de um folheto onde constam vários alertas sobre eletricidade e gás natural, bem como conselhos da GNR sobre comportamentos de segurança a adotar por parte desta população. As principais dúvidas centraram-se normalmente na mudança de comercializador, contratação de serviços adicionais, prazos para desistência do contrato em caso de arrependimento, receção de mensagens falsas a solicitar pagamentos e questões relacionadas com a tarifa social.

Em dezembro, a ERSE acompanhou também a GNR na realização de uma ação presencial em Sintra, inserida na operação "Comércio Seguro 2024". Foram contactados cerca de 15 lojistas de comércio local e seus clientes, esclarecendo dúvidas sobre a escolha do fornecedor e celebração do contrato, a mudança de comercializador, leituras dos contadores e prevenção de infrações ou burlas neste âmbito. Foram distribuídos folhetos com alertas sobre eletricidade e gás natural para este segmento de clientes e foram dados conselhos de segurança.

Em 2024, a ERSE continuou a disponibilizar um serviço de atendimento telefónico ao consumidor nos dias úteis entre as 9:00 e as 19:00. Os temas mais complexos são tratados numa segunda linha através de devolução de chamada, habitualmente ocorrida no prazo máximo de 24 horas. Nos períodos em que o atendimento está encerrado (dias não úteis ou fora do horário de atendimento) os consumidores têm acesso a um conjunto de gravações informativas, onde podem esclarecer as dúvidas mais frequentes como, por exemplo, a mudança de comercializador ou quais os procedimentos para apresentar reclamações.

Em 2024 foram atendidas 11 349 chamadas, tendo sido efetuadas 1 036 devoluções de chamadas.

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 (CACC) cuja atuação cobre o território de Portugal Continental, com os quais celebrou protocolos de cooperação em 2019.

No âmbito do acompanhamento da aplicação dos protocolos celebrados, em 2024, a ERSE participou em 13 assembleias gerais, quatro conselhos técnico-financeiros e dois conselhos de representantes dos centros de arbitragem.

Foram igualmente estabelecidos diversos outros contactos com estas entidades, bem como com os demais reguladores de serviços públicos essenciais e com a Direção-Geral do Consumidor e a Direção-Geral da Política da Justiça no âmbito do acompanhamento dos protocolos celebrados com os CACC. Foi igualmente prestado apoio técnico, quando solicitado, a alguns destes centros de arbitragem, sobre questões levantadas na apreciação de conflitos submetidos ao Tribunal Arbitral desses centros. A maior parte das ações de formação realizadas pela ERSE, referidas anteriormente, foi dedicada a estas entidades, tendo sido realizadas um total de 10 ações de formação dirigidas aos CACC.

Conforme referido, a ERSE presta apoio financeiro a estas entidades, conforme previsto na 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 foram analisadas e classificadas e registadas numa base de dados.

No que concerne à qualidade de serviço, em Portugal, esta divide-se entre qualidade de serviço técnica e qualidade de serviço comercial. A qualidade de serviço comercial inclui a comunicação das empresas com os clientes, os serviços prestados nas instalações dos clientes e as reclamações e pedidos de informação recebidos pelas empresas. A regulamentação da qualidade de serviço comercial define ainda o que são clientes com necessidades especiais e clientes prioritários, e especifica os procedimentos das empresas para com estes. Na qualidade de serviço comercial os limites de tempo e padrões são iguais para ambos os setores (eletricidade e gás), com algumas exceções relacionadas com as características dos serviços prestados.

A ERSE, em 2024, continuou a fiscalizar e a monitorizar o cumprimento das obrigações de qualidade de serviço de âmbito comercial definidas no RQS, através de:

- Ações de cliente-mistério sobre visita combinada, mudança de comercializador, assistência técnica e falta de pagamento, nas quais foram identificadas oportunidades de melhoria para o

desempenho das empresas. Foram, igualmente, definidas otimizações a implementar em futuras revisões regulamentares;

- Duas inspeções a centros de atendimento de dois comercializadores;
- Publicação dos resultados da auditoria à Lisboagás;
- Reuniões periódicas com 12 empresas, para acompanhamento do desempenho trimestral destas e esclarecimento de questões;
- Visita aos serviços de operadores de redes de distribuição, na Madeira e em Portugal Continental, com acompanhamento de visitas combinadas.

Quanto à divulgação de informação, a ERSE elaborou e disponibilizou, na sua página na internet, um *dashboard* interativo para consulta dos dados mais relevantes da qualidade de serviço comercial, com informação de cada empresa e com séries temporais, e publicou o relatório anual de qualidade de serviço comercial dos setores elétrico e do gás.

No âmbito da regulamentação, a ERSE realizou uma consulta de interessados que resultou na definição e publicação (Diretiva n.º 21/2024) dos padrões para os indicadores gerais relativos a:

- Prestação remota de serviços nas redes inteligentes
- Disponibilização de dados reais para faturação do acesso às redes
- Correção de anomalias de medição e leitura

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 2024.

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 2024, foi registada a entrada na ERSE de 18 711 novas reclamações dirigidas diretamente às empresas através dos seus livros de reclamações, 3 729 pedidos de intervenção da ERSE em reclamações e 3 579 pedidos de informação dirigidos à ERSE. O número total de processos (26 019) representa uma diminuição de cerca de 7% relativamente ao total de 2023 (28 074).

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. Todas as reclamações são registadas e objeto de tratamento estatístico (número, tipificação, prazos de resposta, etc.). O setor elétrico, com cerca de 5,8 milhões de clientes, foi o setor que motivou um maior número de reclamações recebidas na ERSE, num total de 15 416 (82,4%). Os clientes com contratos de gás natural, cerca de 790 mil, motivaram a apresentação de 982 reclamações (5,3%) recebidas na ERSE. Os clientes com fornecimento dual (eletricidade e gás natural), cerca de 800 mil, deram origem a 1 878 reclamações (10%) recebidas na ERSE. O subsetor dos gases de petróleo liquefeito (GPL) canalizado apresentou um total de 232 reclamações e a mobilidade elétrica 203 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 4 960 reclamações, seguido do contrato de fornecimento, com 1 710 reclamações.

Conforme anteriormente referido, 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 2024, foram recebidos 3 729 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 contrato de fornecimento e das questões relacionadas com a interrupção de fornecimento 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 alteram 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 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 (processos cancelados, arquivados ou situações diversas).

Quanto aos resultados obtidos nos processos concluídos durante o ano é de destacar que, em 40% das situações, o processo é concluído com resolução total ou parcial do conflito.

Durante o ano de 2024, a ERSE recebeu 3 579 pedidos de informação, sendo a eletricidade o setor preponderante neste tipo de processo. Os temas mais questionados no âmbito da eletricidade foram a faturação, as tarifas e preços e a qualidade de serviço técnica. No âmbito do gás natural, foram a faturação, as tarifas e preços e a medição, leitura e contadores.

[196] Disponível no site da ERSE em "Consumidores de Energia"

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 inserem.

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).

Tendo em conta o disposto legalmente, e não tendo recebido qualquer notificação noutro sentido, a ERSE não iniciou em 2024 qualquer procedimento de reapreciação da certificação da REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. ou da REN Gasodutos, S.A..

Também os operadores da rede de armazenamento de gás natural devem ser certificados, nos termos do Regulamento (UE) 2024/1789 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho de 2024, relativo aos mercados internos do gás renovável, do gás natural e do hidrogénio.

Em Portugal, a REN Armazenagem, S.A. assume a posição de operador da rede de armazenamento. De modo a promover a certificação em causa, a ERSE avaliou informação quanto às instalações de armazenamento subterrâneo, aos impedimentos legais dos membros do Conselho de Administração e ainda à inexistência de direitos ou obrigações contratuais da REN Armazenagem, S.A. face a país terceiro. Tendo em conta a informação recolhida, não se considera que a segurança do abastecimento de gás do SNG esteja em causa e, em consequência, entende-se ser de proceder à certificação do Operador. Naturalmente, a ERSE monitoriza continuadamente o Operador da Rede de Armazenamento de gás natural, de forma a verificar o cumprimento dos requisitos necessários à certificação.

A ERSE, enquanto entidade de certificação, à luz dos requisitos legais, tem de analisar o risco para a segurança do abastecimento de energia ou os interesses essenciais em matéria de segurança da União ou de qualquer Estado-Membro.

Neste âmbito, na sequência das diligências efetuadas desde junho de 2023, junto da REN Armazenagem, S.A. e da DGEG, a ERSE submeteu, em novembro de 2023, à Comissão Europeia o seu projeto de decisão sobre a certificação da REN Armazenagem, S.A., enquanto operador da rede de armazenamento de gás natural, que emitiu o seu Parecer em julho de 2024. No mesmo mês, a ERSE emitiu a decisão final relativa à Certificação da REN – Armazenagem, S.A..

A ERSE recebeu informação da Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A. (REN), no dia 7 de maio de 2025, também veiculada publicamente, no sentido de que "A Corporación Masaveu, S.A. passou a deter uma participação qualificada na REN correspondente a 5,001% do capital social da REN. Assim, face a esta evolução acionista, o presidente do terceiro maior acionista da EDP, S.A. (o maior produtor e comercializador de eletricidade em Portugal e com relevo no setor do gás), que é membro de órgão social desta empresa, passou a ser também dos maiores acionistas da REN.

No exercício da supervisão a ERSE dirigiu comunicação escrita à REN dando conta de que esta situação conduz, pelo menos, a que a Corporación Masaveu, S.A. não possa exercer quaisquer direitos na REN, limitando-se a receber dividendos e que esta deve procurar garantir que este acionista não tenha influência na REN, incluindo que não exerce direitos de voto, nem designa membros do órgão de fiscalização, do órgão de administração ou dos órgãos que representam legalmente a empresa. A ERSE mais realçou que, no cumprimento das suas obrigações legais e regulamentares, «Qualquer informação sobre a existência ou a previsão de alterações ou transações relevantes para efeitos de certificação deve ser enviada pelo

operador da rede de transporte à ERSE no prazo máximo de 10 dias úteis a contar da data do seu conhecimento». A ERSE exercerá, concomitantemente, os seus poderes de supervisão.

6.2 DESENVOLVIMENTOS REGULAMENTARES

No âmbito do poder regulamentar cometido à ERSE, em 2024 foram publicados os seguintes atos normativos aprovados pela ERSE:

- Diretiva n.º 1/2024, de 9 de janeiro – Aprova a repartição do financiamento dos custos com a tarifa social, respeitantes ao período de 1 de janeiro a 17 de novembro de 2023 e aos ajustamentos de 2018 a 2022, com incidência no ano de 2024.

- Diretiva n.º 2/2024, de 16 de janeiro – Aprova a metodologia para estimação de perfis de consumo e de injeção na rede elétrica.

- Diretiva n.º 3/2024, de 16 de janeiro – Aprova as regras de apuramento e imputação do fator de adequação.

- Diretiva n.º 4/2024, de 16 de janeiro – Aprova a metodologia de construção de perfis de perdas na rede de transporte do setor elétrico.

- Diretiva n.º 5/2024, de 16 de janeiro – Aprova as tarifas da Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica para 2024.

- Diretiva n.º 6/2024, de 16 de janeiro – Aprova a metodologia para estimação de perfis de consumo de gás.

- Diretiva n.º 7/2024, de 16 de janeiro – Aprova a metodologia de construção de perfis de perdas nas redes de distribuição no setor elétrico.

- Diretiva n.º 8/2024, de 16 de janeiro – Aprova a segunda alteração ao Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do Sistema Nacional de Gás, aditando os procedimentos n.^{os} 23, 24, 25, 26 e 27.

- Diretiva n.º 9/2024, de 1 de fevereiro – Aprova o Manual de Gestão Logística do Abastecimento de Unidades Autónomas de Gás Natural Liquefeito e revoga a Diretiva n.º 17/2014, de 18 de agosto.

- Diretiva n.º 10/2024, de 7 de fevereiro – Aprova as tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2024.

- Declaração de Retificação n.º 100/2024, de 7 de fevereiro – Retifica a Diretiva n.º 4/2024, de 16 de janeiro, que aprova a metodologia de construção de perfis de perdas na rede de transporte do setor elétrico.

- Declaração de Retificação n.º 112/2024, de 8 de fevereiro – Retifica a Diretiva n.º 7/2024, de 16 de janeiro, que aprova a metodologia de construção de perfis de perdas nas redes de distribuição no setor elétrico.

- Diretiva n.º 11/2024, de 22 de março – Altera o prazo de vigência da unidade de desvios de comercialização.

- Diretiva n.º 12/2024, de 10 de abril – Aprova a metodologia de determinação dos preços de referência da tarifa de uso da rede de transporte de gás.

- Diretiva n.º 13/2024, de 8 de maio – Aprova os procedimentos de operacionalização do financiamento dos custos com a tarifa social.

- Diretiva n.º 14/2024, de 8 de maio – Aprova a repartição do financiamento dos custos com a tarifa social, respeitantes ao período de 18 de novembro a 31 de dezembro de 2023 e ao ano de 2024.

- Diretiva n.º 15/2024, de 28 de maio – Procede à alteração ao regime de gestão de riscos e garantias no SEN e no SNG, aprovado pela ERSE através da Diretiva n.º 7/2021, de 15 de abril.

- Diretiva n.º 16/2024, de 20 de junho – Aprova os procedimentos para reporte dos preços de referência das ofertas comerciais e dos preços médios faturados de eletricidade e gás.

- Diretiva n.º 17/2024, de 24 de junho – Primeira alteração à Diretiva n.º 10/2024, de 7 de fevereiro, que aprova as tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2024, que procede à fixação excecional para o período de junho a dezembro de 2024.

- Diretiva n.º 18/2024, de 16 de julho – Aprova as tarifas e preços de gás para o ano gás 2024-2025.

- Diretiva n.º 19/2024, de 19 de agosto – Indicadores de desempenho das redes inteligentes de energia elétrica.

- Diretiva n.º 20/2024, de 27 de novembro – Aprova as regras transitórias sobre o período de liquidação de desvios e a banda de regulação secundária.

- Diretiva n.º 21/2024, de 11 de dezembro – Aprova os padrões para os indicadores gerais previstos nos artigos 98.º, 99.º e 100.º do Regulamento da Qualidade de Serviço dos setores elétrico e do gás (RQS).

- Diretiva n.º 21-A/2024, de 31 de dezembro – Ajustamento definitivo do financiamento dos custos com a tarifa social, respeitantes ao período de 1 de janeiro a 17 de novembro de 2023.

- Diretiva n.º 21-B/2024, de 31 de dezembro – Repartição do financiamento dos custos com a tarifa social, respeitantes ao ano de 2025 e ajustamentos do ano de 2024 e do período de 18 de novembro a 31 de dezembro de 2023.

- Declaração de Retificação n.º 1128/2024/2, de 31 de dezembro – Retifica a Diretiva n.º 20/2024, de 27 de novembro, que aprova as regras transitórias sobre o período de liquidação de desvios e a banda de regulação secundária.

- Instrução n.º 1/2024, de 29 de fevereiro – Instrução à SU Eletricidade relativamente a fornecimento a clientes do comercializador PlenoEnergia, Lda. - Fornecimento supletivo nos termos do Regulamento de Relações Comerciais dos setores elétrico e gás.

- Instrução n.º 2/2024, de 29 de fevereiro – Instrução ao Operador Logístico de Mudança de Comercializador, relativamente a fornecimento a clientes do comercializador PlenoEnergia, Lda.

- Instrução n.º 3/2024, de 29 de fevereiro – Instrução aos operadores das redes de distribuição de eletricidade, relativamente ao fornecimento a clientes do comercializador PlenoEnergia, Lda.

- Instrução n.º 4/2024, de 29 de fevereiro – Instrução à SU Eletricidade relativamente ao regime de agregação supletiva das instalações na carteira do agregador PlenoEnergia, Lda.

- Instrução n.º 5/2024, de 29 de fevereiro – Instrução ao Operador Logístico de Mudança de Agregador, relativamente à carteira de agregação do agregador PlenoEnergia, Lda.

- Instrução n.º 6/2024, de 14 de março – Instrução para constituição de conta interna dedicada para segregação do montante remanescente das receitas das rendas de congestionamento de 2023.

- Instrução n.º 7/2024, de 3 de outubro – Instrução relativa ao reporte dos ativos decorrente da segmentação por "ativos específicos" e "ativos não específicos".

- Instrução n.º 8/2024, de 30 de outubro – Instrução relativa às normas complementares de relato financeiro e operacional para os operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT.

- Instrução n.º 9/2024, de 20 de dezembro – Alteração das Normas Complementares do relato financeiro e Operacional para o setor elétrico

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 2024, foram recebidas através do "Formulário de Denúncia" disponível no Portal da ERSE, 27 novas denúncias.

Adicionalmente, há que atender à deteção de ilícitos pela ERSE (realização de ações de fiscalização, das quais resultaram mais de 80 indícios de infrações contraordenacionais e ainda remessa de mais de 400 participações com indícios contraordenacionais, detetados no âmbito do tratamento de reclamações) e às participações recebidas de órgãos de polícia criminal e outras entidades públicas. De entre estas últimas, destaca-se a receção de quase 200 denúncias da Entidade Nacional para o Setor Energético, E. P. E. (ENSE), em especial, sobre a violação de deveres inerentes ao regime jurídico do livro de reclamações, e cerca de 10 denúncias da Autoridade de Segurança Alimentar e Económica (ASAE).

Quanto às denúncias recebidas através do "Formulário de Denúncia", a DSJ completou em 2024 a tramitação de todas as denúncias recebidas até 31/12/2023 e procedeu ao tratamento de todas as 27 denúncias recebidas em 2024.

No ano de 2024, das denúncias recebidas através do "Formulário de Denúncia" tramitadas em 2024, dez foram arquivadas e duas integraram processos de contraordenação. Além disso, por se tratarem de matérias que não se inseriam nas competências da ERSE, três denúncias foram remetidas à Autoridade de Segurança Alimentar e Económica (ASAE), uma denúncia foi remetida à DGEG e duas denúncias foram remetida à ENSE, E.PE., sendo que as restantes aguardam diligências de investigação.

Das participações contraordenacionais identificadas pelas demais direções da ERSE através da realização de ações de fiscalização e do tratamento de reclamações, todas integraram processos de contraordenação.

Adicionalmente, das denúncias remetidas pela ENSE, 170 denúncias integraram processos de contraordenação, tendo as restantes sido arquivadas, sendo que das denúncias remetidas pela ASAE, quatro integraram processos de contraordenação, duas foram remetidas à ENSE, uma foi arquivada e as demais aguardam ainda o resultado de diligências de investigação.

No ano de 2024, os principais temas denunciados foram questões sobre faturação, apropriação indevida de energia e cedência de energia a terceiros.

Em 01/01/2024, existiam em curso na ERSE 62 processos que transitaram de anos anteriores.

A ERSE no decurso de 2024 abriu 102 novos processos de contraordenação, em função das denúncias e participações recebidas o que resultou, nesse ano, num total de 164 processos de contraordenação em tramitação, entre processos transitados e processos abertos.

Durante o ano de 2024, a ERSE deduziu 32 notas de ilicitude e decidiu 60 processos de contraordenação, que resultaram em 45 condenações com aplicação de coima – das quais 17 em procedimento de transação, 16 com pagamento voluntário e 12 através de decisão unilateral – quatro condenações com admoestação e 11 arquivamentos. Dos processos arquivados, em dois foram emitidos autos de advertência.

Dos processos decididos pela ERSE em 2024, destacam-se as seguintes condenações:

a) Da ENI Plenitude, no Processo n.º 07/2022 foi aplicada uma coima de €548.000. A ENI Plenitude foi condenada por ter procedido à alteração dos preços aos clientes durante o período de fidelização e ter violado deveres de informação aos seus clientes no seu site, nos contratos celebrados e nas faturas emitidas;
b) Da SU Eletricidade, no Processo n.º 37/2022 foi aplicada uma coima de €90.000 reduzida a metade, ou seja, €45.000 por transação, atendendo ao pagamento de compensações a clientes no valor de

€ 25.680,83. A SU Eletricidade foi condenada por ter violado o dever de submeter ao operador logístico de mudança de comercializador os pedidos dirigidos pelos clientes no prazo máximo de 5 dias úteis, ter violado o dever de proceder à redução da potência contratada após pré-aviso escrito remetido para o consumidor com uma antecedência mínima de 5 dias, relativamente à data neste indicada para a sua concretização, e violação de obrigações de divulgação de informação aos clientes;

c) Da Propensalternativa, Unipessoal, Lda., no Processo n.º 23/2021, foi aplicada uma coima de €50.000 reduzida a metade, ou seja, €25.000, por transação. A Propensalternativa foi condenada por ter emitido faturas com um prazo limite de pagamento inferior a 10 dias úteis, ter celebrado contratos de serviços adicionais sem explicitar que os serviços adicionais são independentes e não interferem com a prestação do serviço público essencial, ter emitido faturas com o valor de TAR, CIEG e valor do diferencial face ao preço do CUR errados, e violação de outras obrigações de informação aos clientes.

Durante o ano de 2024 foram decididos 19 processos que tiveram origem em ações de fiscalização sobre a atividade setorial, designadamente ação de verificação sobre disponibilização de informação aos clientes através da internet (*sweep day*) e ação de inspeção às faturas dos comercializadores de eletricidade para clientes em BTN, dos quais resultou a aplicação de coimas num montante total superior a €85.000.

Ao abrigo do Regime Jurídico do Livro de reclamações e do Regime das Contraordenações Económicas, foram aplicadas coimas a empresas com postos de abastecimento de combustíveis que conduziram ao pagamento de coimas no valor total de €30.885.

O valor total das coimas aplicadas no âmbito dos respetivos processos de contraordenação foi de €853.645 tendo o valor de coimas efetivamente cobrado e recebido correspondido a €735.845. Decorre ainda prazo para pagamento das coimas respeitantes a processos deliberados no final do ano de 2024, correspondente ao valor de €4.110. O valor remanescente (aplicado, mas não cobrado e recebido) corresponde ao desconto de coima aplicado em procedimento de transação.

Em acréscimo, em 2024 foi transferido para a ERSE pela ENSE o valor de €103.377,78, uma vez que, nos termos do artigo 21.º da Lei n.º 5/2019, de 11 de janeiro, o produto das coimas reverte para a ERSE.

Tendo em conta o exposto, no ano de 2024, o valor total recebido pela ERSE relativo a coimas foi de €839.222,78.

No ano de 2024, foram pagas compensações no valor de €26.198,69, em processos concluídos através de transação: no âmbito do processo de contraordenação n.º 23/2021, contra a Propensalternativa, foram pagas compensações a consumidores no valor de €517,86 e no âmbito do processo de contraordenação n.º 37/2022, contra a SU Eletricidade, foram pagas compensações a clientes no valor de €25.680,83.

6.4 MOBILIDADE ELÉTRICA

O regime jurídico aplicável à mobilidade elétrica tem vindo a ser discutido pelo Governo, tendo existido uma consulta pública[197] com vista a alteração do modelo atualmente implementado, na qual a ERSE participou.

Atualmente, 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 tendo sido observado, entre 2023 e 2024, um crescimento de 43% para um total de 8 769 postos, que disponibilizam 15 364 tomadas. Em particular, os

[197] https://www.consultalex.gov.pt/Portal_Consultas_Publicas_UI/ConsultaPublica_Detail.aspx?Consulta_Id=364

postos ultrarrápidos (acima de 55 kW) cresceram 62%, para 1206 postos, face aos 47% dos postos normais (abaixo de 22 kW), para 6577. Os postos rápidos (de 22 a 55 kW) aumentaram na ordem dos 9%, para 986 postos. Verificou-se ainda o aumento de potência em postos existentes, de rápidos a ultrarrápidos[198].

O número de veículos elétricos em Portugal tem vindo também a aumentar, sendo o parque de veículos elétricos existente em Portugal no final de 2024, de 304 130 veículos elétricos, dos quais 171 838 a bateria e 132 292 híbridos recarregáveis [199], verificando-se o crescimento na ordem dos 43% face ao ano anterior, no segmento de veículos ligeiros de passageiros e comerciais.

O número de veículos elétricos por ponto de carregamento em 2024 em Portugal era de 20, comparando com o valor de 24 veículos por ponto de carregamento em final de 2023. Na União Europeia, em final de 2024, a média era de 12 veículos elétricos (ligeiros) por ponto de carregamento [200].

O Regulamento (UE) 2023/1804 do Parlamento Europeu e do Conselho de 13 de setembro de 2023, relativo à criação de uma infraestrutura para combustíveis alternativos, dispõe que os Estados-Membros devem assegurar no final de cada ano que a potência disponível nas estações de carregamento acessíveis ao público seja, pelo menos: i) 1,3 kW por cada veículo elétrico a bateria; e ii) 0,8 kW por cada veículo híbrido recarregável[201]. Em final de 2024, a rede de postos de carregamento acessíveis ao público deveria considerar uma potência na ordem de 329 MW, valor que foi superado em 18%[202].

De seguida, apresenta-se um conjunto de figuras onde se verifica o crescimento do número de utilizadores, do número de carregamentos e da energia carregada na rede de mobilidade elétrica sob gestão da EGME, nos últimos cinco anos.

O número de utilizadores da rede de mobilidade elétrica tem vindo a aumentar nos últimos anos, chegando aos 104 mil utilizadores mensais (Figura 6-1), representando um crescimento médio de 62% ao ano, considerando a média dos últimos três anos.

[198] MOBI.E, Relatório de Gestão de 2024

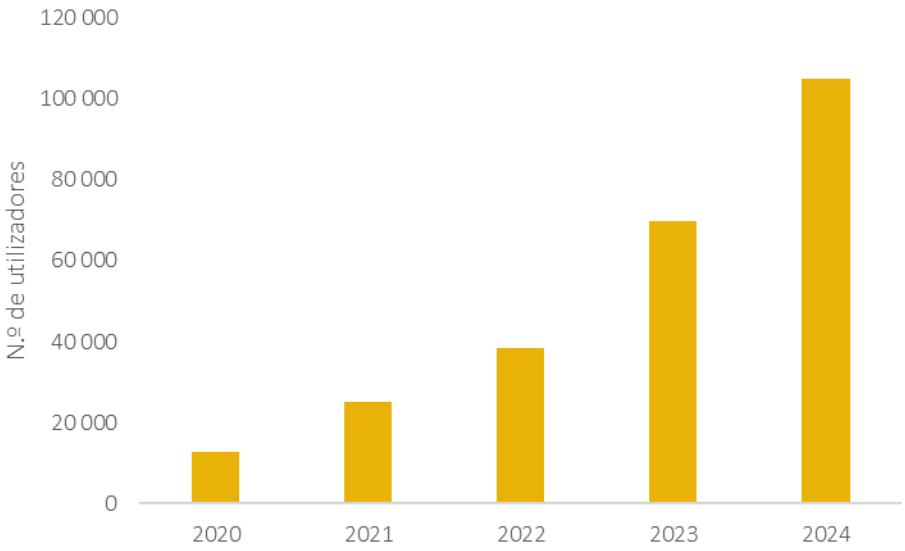
[199] Instituto da Mobilidade e dos Transportes: https://www.imt-ip.pt/condutores/informacoes-gerais/quero-ser-condutor/indicadores-imt-cartas-de-conducao-e-atendimento-ao-publico/

[200] European Alternative Fuels Observatory (EAFO): https://www.eafo.eu/

[201] Artigo 3.º

[202] MOBI.E, Relatório de Gestão de 2024

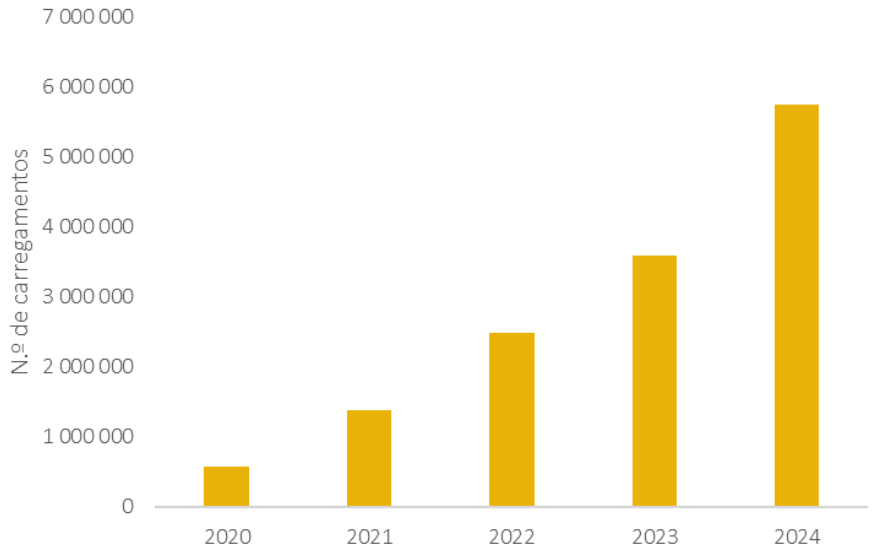
Figura 6-1 – Número máximo mensal de utilizadores da rede de mobilidade elétrica, 2020-2024



Fonte: MOBI.Data [203]

No que respeita ao número de carregamentos em postos de carregamento acessíveis ao público, verifica-se também o crescimento médio na ordem dos 61%, nos últimos três anos, chegando aos 5,7 milhões de carregamentos em final de 2024.

Figura 6-2 - Número de carregamentos na rede de mobilidade elétrica, 2020-2024

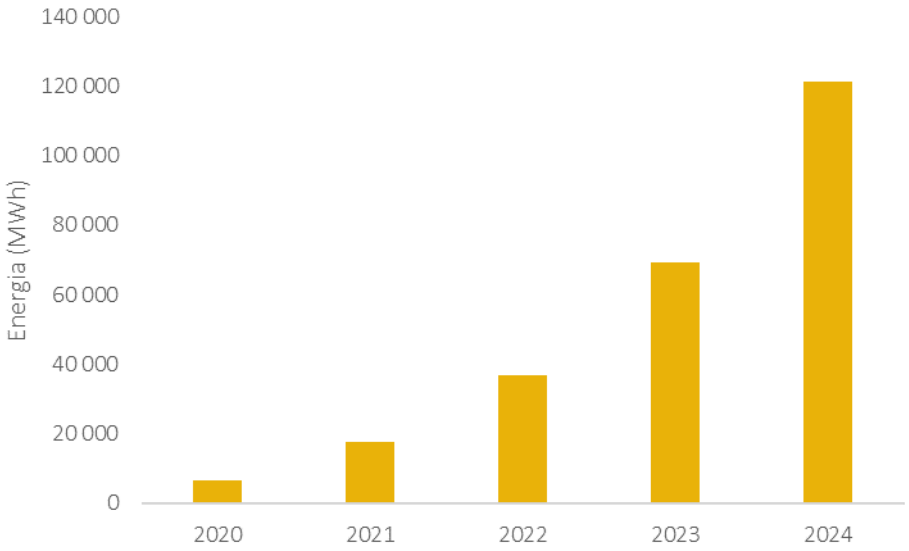


Fonte: MOBI.Data

[203] https://www.mobie.pt/mobidata/data

A energia elétrica utilizada para carregar veículos elétricos em postos de carregamento acessíveis ao público atingiu o valor de 121 GWh em 2024, aumentando 76% relativamente ao ano anterior.

Figura 6-3 - Energia carregada na rede de mobilidade elétrica, 2020-2024



Fonte: MOBI.Data

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*)
- AdC – Autoridade da Concorrência
- AFRR – reservas de restabelecimento da frequência com ativação automática
- AP – Alta Pressão (pressão cujo valor, relativamente à pressão atmosférica, é superior a 20 bar)
- AT – Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV)
- bcm – *billion cubic meters*
- AUR – agregador de último recurso
- 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
- 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
- ENSE – Entidade Nacional para o Setor Energético, E. P. E.
- ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
- FTR – *Financial Transmission Rights*
- GGS – Gestão Global do SEN
- GN – Gás Natural
- GNL – Gás Natural Liquefeito
- GTG – Gestor Técnico Global
- GWh – Gigawatt hora (unidade de energia)
- IGCC – *International Grid Control Cooperation*
- MARI – *Manually Activated Reserves Initiative*
- MAT – Muito Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV)
- mFRR – 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
- MPGGS – Manual de Procedimentos da Gestão Global do SEN
- MPGTG – Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global 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
- OLMCA – Operador Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregador
- OMIE – Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, S.A.
- OMIP – Operador do Mercado Ibérico - Pólo Português
- ONME – Operador Nomeado do Mercado da Eletricidade
- OPEX – *Operational Expenditure*

- ORD – Operador da Rede de Distribuição
- ORT – Operador da Rede de Transporte
- OT – Obrigações de Tesouro
- OTC – *Over The Counter*
- PCI – *Project of Common Interest*
- 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
- PRG – Produção com Remuneração Garantida
- p.p. – pontos percentuais
- PPEC – Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia
- RARII – Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações
- RESP – Rede Elétrica de Serviço Público
- RME – Regulamento da Mobilidade Elétrica
- 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
- ROR – Regulamento de Operação das Redes do setor elétrico
- ROI – Regulamento de Operação das Infraestruturas do setor do gás
- RQS – Regulamento de Qualidade de Serviço
- RRC – Regulamento de Relações Comerciais
- RT – Regulamento Tarifário
- SEN – Sistema Elétrico Nacional
- SNG – Sistema Nacional de Gás
- SWE REM – Mercado regional de eletricidade do sudoeste da Europa (*South West Europe Regional Electricity Market*)
- TERRE – *Trans European Replacement Reserves Exchange*
- UPAC – Unidade de Produção para Autoconsumo
- UVE – Utilizador de Veículo Elétrico
- TOS – Taxa de ocupação do Subsolo

- VIP – *Virtual Interconnection Point*
- VTP – *Virtual Trading Point*

II. LISTA DE DIPLOMAS LEGAIS

A. LEGISLAÇÃO NACIONAL

Em 2024, de relevante, foram publicados os seguintes diplomas legais:

- Decreto-Lei n.º 4/2024, de 5 de janeiro – Institui o mercado voluntário de carbono e estabelece as regras para o seu funcionamento;

- Despacho n.º 129/2024, de 9 de janeiro – Suspende as medidas estabelecidas ao abrigo do disposto nos n.ºs 1 a 5 da Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro;

- Despacho n.º 341/2024, de 15 de janeiro – Aprova o apoio financeiro pelo Fundo Ambiental aos Comercializadores de Eletricidade para a Mobilidade Elétrica (CEME) para cobertura parcial dos custos associados ao carregamento de veículos elétricos em 2024 e revoga o Despacho n.º 14724-A/2022, de 27 de dezembro;

- Despacho n.º 619/2024, de 19 de janeiro – Aprovação extraordinária à REN - Rede Eléctrica Nacional, S. A., para a realização dos investimentos propostos e não previstos no Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte 2021-2031, com vista à instalação de um novo Posto de Corte do Pego e desmantelamento do existente;

- Portaria n.º 134-A/2024, de 19 de janeiro – Define os procedimentos necessários ao apuramento do valor de contribuições a pagar à segurança social e ao reconhecimento dos correspondentes períodos na carreira contributiva dos beneficiários ex-trabalhadores da Central Termoelétrica do Pego abrangidos pelo Mecanismo de Compensação para Uma Transição Justa;

- Despacho n.º 688-A/2024, de 22 de janeiro – Procede à segunda alteração ao Despacho n.º 12081-A/2021, de 10 de dezembro, alterado pelo Despacho n.º 14384/2022, de 15 de dezembro, que aprova o Regulamento do Mecanismo de Compensação para Uma Transição Justa;

- Despacho n.º 976/2024, de 25 de janeiro – Determina a compensação final a aplicar para o ano de 2021 por unidade de energia injetada na rede elétrica de serviço público;

- Despacho n.º 1177/2024, de 31 de janeiro – Estabelece as condições para a isenção dos encargos correspondentes aos custos de interesse económico geral que incidem sobre as tarifas de acesso às redes determinadas pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos;

- Portaria n.º 170-A/2024, de 31 de janeiro – Autoriza o Fundo Ambiental a efetuar a repartição dos encargos relativos à operacionalização do «Mecanismo de compensação para uma transição justa», no quadriénio 2021-2024, na sequência do encerramento da Central Termoelétrica do Pego, e revoga a Portaria n.º 36-A/2023, de 23 de janeiro;

- Portaria n.º 36-A/2024, de 31 de janeiro – Atualização temporária do valor da taxa unitária do imposto sobre os produtos petrolíferos e energéticos aplicável, no continente, ao gasóleo colorido e marcado;

- Despacho n.º 1335/2024 de 2 de fevereiro – Determina a composição e funcionamento do Observatório Nacional da Pobreza Energética;

- Decreto-Lei n.º 18/2024, de 2 de fevereiro – Cria um mecanismo de compensação aos municípios pelos projetos elétricos estratégicos de grande impacto geradores de significativas externalidades locais negativas;

- Portaria n.º 40/2024, de 5 de fevereiro – Procede à segunda alteração à Portaria n.º 244/2020, de 15 de outubro, a qual fixa a tarifa aplicável aos centros eletroprodutores que utilizam resíduos urbanos como fonte de produção de eletricidade em instalações de valorização energética, na vertente de queima de resíduos sólidos urbanos indiferenciados provenientes de sistemas de gestão de resíduos urbanos;

- Lei n.º 19/2024, de 5 de fevereiro – Elimina a obrigatoriedade de utilização de dístico identificativo para a circulação na via pública dos veículos elétricos, alterando o Decreto-Lei n.º 39/2010, de 26 de abril

- Despacho n.º 1572/2024, de 8 de fevereiro – Determina a prorrogação da vigência do Plano de Poupança de Energia até 31 de março de 2024 e da respetiva Comissão de Acompanhamento até 31 de julho de 2024;

- Portaria n.º 294/2024, de 19 de fevereiro – Autoriza o Fundo Ambiental a efetuar a repartição dos encargos decorrentes do Aviso 25 - Eficiência Energética em Edifícios, do extinto Fundo de Eficiência Energética, no período de 2021 a 2024, e revoga a Portaria n.º 74/2023, de 17 de fevereiro;

- Despacho n.º 2062-A/2024 de 22 de fevereiro – Aprova o orçamento do Fundo Ambiental para o ano de 2024;

- Declaração de Retificação n.º 13/2024, de 28 de fevereiro – Retifica a Lei n.º 82/2023, de 29 de dezembro, que aprova o Orçamento do Estado para 2024;

- Despacho n.º 2404/2024, de 6 de março – Criação do Observatório Nacional da Pobreza Energética (ONPE-PT);

- Resolução do Conselho de Ministros n.º 41/2024, de 15 de março – Aprova o Plano de Ação para o Biometano 2024-2040;

- Decreto-Lei n.º 22/2024, de 19 de março – Prorroga as medidas excecionais de simplificação dos procedimentos de produção de energia a partir de fontes renováveis;

- Despacho n.º 3034/2024, de 21 de março – Estabelece o valor de pagamento por conta a aplicar em 2024 aos produtores de energia elétrica abrangidos pelo mecanismo de equilíbrio concorrencial;

- Portaria n.º 115/2024/1, de 25 de março – Primeira alteração à Portaria n.º 366/2013, de 23 de dezembro, que estabelece o procedimento de atribuição de licenças para a exploração de postos de enchimento de gás natural veicular (GNV), em regime de serviço público ou privativo, nas modalidades de gás natural comprimido (GNC) e de gás natural liquefeito (GNL), determina a regulamentação de segurança aplicável ao projeto, construção, exploração e manutenção de postos de enchimento de GNL e revoga a Portaria n.º 468/2002, de 24 de abril;

- Despacho n.º 3259-A/2024, de 26 de março – Determina a tarifa social de fornecimento de gás natural em 2024-2025;

- Resolução do Conselho de Ministros n.º 50/2024, de 26 de março – Cria a Estrutura de Missão para o Licenciamento de Projetos de Energias Renováveis 2030;

- Portaria n.º 135/2024, de 2 de abril – Primeira alteração da Portaria n.º 110-A/2023, de 24 de abril, que regulamenta o Decreto-Lei n.º 84/2022, de 9 de dezembro, complementando a transposição da Diretiva (UE) 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018;

- Portaria n.º 125/2024, de 2 de abril – Adota o Regulamento Específico da Área Temática Ação Climática e Sustentabilidade;

- Despacho n.º 3771/2024, de 8 de abril – Cria a comissão técnica de acompanhamento do mercado voluntário de carbono prevista no Decreto-Lei n.º 4/2024, de 5 de janeiro;

- Despacho n.º 4090/2024, de 15 de abril – Metodologia a adotar para determinar a quota de biocombustível e de biogás para transportes e para o cálculo das emissões de gases com efeito de estufa dos combustíveis de carbono reciclado e dos combustíveis líquidos e gasosos renováveis de origem não biológica para os transportes;

- Portaria n.º 484/2024, de 15 de abril – Autoriza o Fundo Ambiental a efetuar a repartição dos encargos relativos à operacionalização do apoio à aquisição de gás de petróleo liquefeito em garrafa (GPL) por beneficiários da tarifa social de eletricidade ou de prestações sociais mínimas, denominado «Bilha Solidária»;

- Despacho n.º 4162/2024, de 16 de abril – Determina a elaboração de uma proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade (PDIRT-E) para o período 2024-2033;

- Despacho n.º 5971-A/2024, de 27 de maio – Abertura de procedimento concorrencial, sob a forma de leilão eletrónico, para a compra centralizada de biometano e hidrogénio produzido por eletrólise a partir da água, com recurso a eletricidade com origem em fontes de energia renovável;

- Portaria n.º 168/2024/1, de 18 de junho – Aprova o Regulamento do Sistema de Incentivo às Empresas «Promoção do Hidrogénio Renovável e de Outros Gases Renováveis — Medida Reforçada», Inserido no Investimento RP-C21 i06, do Plano de Recuperação e Resiliência;

- Despacho n.º 7100/2024, de 27 de junho – Regula a criação e o funcionamento dos Espaços Cidadão Energia;

- Despacho n.º 7224-A/2024, de 2 de julho – Altera o n.º 2 do artigo 13.º e o n.º 8 do artigo 14.º do programa do procedimento concorrencial para a compra centralizada de biometano e hidrogénio

produzido por eletrólise a partir da água, com recurso a eletricidade com origem em fontes de energia renovável;

- Despacho n.º 7274/2024, de 3 de julho – Define, para o ano de 2024, 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;

- Lei n.º 38/2024, de 7 de agosto – Aumenta o consumo de eletricidade sujeito à taxa reduzida, alterando o Código do Imposto sobre o Valor Acrescentado;

- Despacho n.º 9132/2024, de 12 de agosto – Determina a elaboração de uma proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade (PDIRT-E) para o período de 2025-2034 e revoga o Despacho n.º 4162/2024, de 16 de abril;

- Despacho n.º 10047/2024, de 28 de agosto – Altera o Despacho n.º 2062-A/2024, de 22 de fevereiro, que aprova o orçamento do Fundo Ambiental para o ano de 2024;

- Resolução do Conselho de Ministros n.º 113/2024, de 30 de agosto – Procede à primeira alteração à Resolução do Conselho de Ministros n.º 50/2024, de 26 de março, que cria a Estrutura de Missão para o Licenciamento de Projetos de Energias Renováveis 2030;

- Resolução do Conselho de Ministros n.º 122/2024, de 2 de setembro – Procede à primeira alteração à Resolução do Conselho de Ministros n.º 27/2024, de 23 de fevereiro, que veio estabelecer os princípios e a calendarização para a atribuição de concessões municipais de distribuição de energia elétrica em baixa tensão;

- Despacho n.º 10756/2024, de 12 de setembro – Determina a elaboração de uma proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição de Eletricidade (PDIRD-E) para o período de 2026-2030;

- Portaria n.º 210-A/2024/1, de 13 de setembro – Procede ao descongelamento gradual da atualização da taxa do adicionamento sobre as emissões de CO_2, mantendo-se uma suspensão parcial da sua atualização;

- Despacho n.º 12371/2024, de 18 de outubro – Fixa a tarifa social de fornecimento de energia elétrica, aplicável a partir de 1 de janeiro de 2025;

- Portaria n.º 736/2024/2, de 18 de outubro – Autoriza o Fundo Ambiental a efetuar a repartição dos encargos relativos ao protocolo «Compensação aos municípios pela instalação de centros eletroprodutores», nos anos de 2023 e 2024;

- Despacho n.º 12438/2024, de 21 de outubro – Afeta receita à redução do défice tarifário do Sistema Elétrico Nacional;

- Resolução do Conselho de Ministros n.º 145/2024, de 23 de outubro – Autoriza o Fundo Ambiental a realizar despesa para remuneração do comercializador de último recurso grossista no âmbito do procedimento concorrencial de leilão eletrónico dos gases renováveis biometano e hidrogénio;

- Decreto-Lei n.º 84/2024, de 4 de novembro – Define as regras sobre o desempenho energético dos centros de dados, transpondo parcialmente a Diretiva (UE) 2023/1791, relativa à eficiência energética, e assegurando a execução, na ordem jurídica interna, do Regulamento Delegado (UE) 2024/1364;

- Despacho n.º 13533/2024, de 14 de novembro – Estabelece os procedimentos para desligação e religação das instalações elétricas ligadas à rede elétrica de serviço público (RESP) e o averbamento das entidades exploradoras de instalações elétricas do tipo B;

- Portaria n.º 818/2024/2, de 15 de novembro – Autoriza o Fundo Ambiental a efetuar a repartição dos encargos relativos à 2.ª fase do Programa de Apoio à Mobilidade Elétrica na Administração Pública;

- Decreto-Lei n.º 98/2024, de 29 de novembro – Procede à transposição da Diretiva 2003/87/CE, com a redação dada pelas Diretivas 2008/101/CE, 2009/29/CE, 2023/958 e 2023/959, estabelecendo o regime jurídico do comércio europeu de licenças de emissão de gases com efeito de estufa no que respeita às atividades de aviação internacional;

- Decreto-Lei n.º 99/2024, de 3 de dezembro – Altera o quadro regulatório aplicável às energias renováveis;

- Decreto-Lei n.º 101/2024, de 4 de dezembro – Procede à segunda alteração ao Decreto-Lei n.º 12/2020, de 6 de abril, que estabelece o regime jurídico do comércio europeu de licenças de emissão de gases com efeito de estufa aplicável às instalações fixas, transpondo a Diretiva (UE) 2023/959;

- Portaria n.º 355-A/2024/1, de 27 de dezembro – Procede à fixação da taxa do adicionamento sobre as emissões de CO_2 previsto no artigo 92.º-A do Código dos Impostos Especiais de Consumo;

- Portaria n.º 355-B/2024/1, de 27 de dezembro – Procede à revisão e fixação das taxas unitárias do imposto sobre os produtos petrolíferos e energéticos;

- Despacho n.º 15185-C/2024, de 27 de dezembro – Aprova o Regulamento para a Atribuição da Compensação aos Municípios prevista no artigo 4.º-B do Decreto-Lei n.º 30-A/2022, de 18 de abril, alterado pelo Decreto-Lei n.º 72/2022, de 19 de outubro;

- Decreto-Lei n.º 116/2024, de 30 de dezembro – Prorroga as medidas excecionais de simplificação dos procedimentos de produção de -energia a partir de fontes renováveis;

- Portaria n.º 367/2024/1, de 31 de dezembro – Estabelece os termos e condições da atividade de registo e contratação bilateral de energia;

- Lei n.º 45-A/2024 de 31 de dezembro – Orçamento do Estado para 2025;

- Lei n.º 45-B/2024 de 31 de dezembro – Lei das Grandes Opções para 2024-2028;

- Decreto-Lei n.º 122/2024, de 31 de dezembro – Cria a Agência para o Clima, I. P.

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 10/2023, de 3 de março – Completa a transposição da Diretiva (UE) 2019/2161, relativa à defesa dos consumidores;

- 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, 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, que estabelece 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 fixa a data de extinção das tarifas transitórias para fornecimento de gás natural aos clientes finais com consumos anuais superiores a 10000m3;

- Portaria n.º 27/2014, de 4 de fevereiro, na redação em vigor que fixa a data para os comercializadores de último recurso continuarem a fornecer eletricidade a clientes finais com consumos em AT, MT e BTE que não tenham contratado no mercado livre o seu fornecimento;

- Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, na redação em vigor, que 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, na redação em vigor, que 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 53/2020, de 10 de julho, que aprova o Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030);

- 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, na redação em vigor, 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, na redação em vigor, 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, na redação em vigor, 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 332/2012, de 22 de outubro, na redação em vigor que estabelece os critérios para a repercussão diferenciada dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral na tarifa de uso global do sistema aplicável às atividades do Sistema Elétrico Nacional;

- Regulamento n.º 814/2023, de 27 de julho, que aprova o Regulamento Relativo à Apropriação Indevida de Energia;

- Regulamento n.º 815/2023, de 27 de julho, que aprova o Regulamento do Autoconsumo do Setor Elétrico e revoga o Regulamento n.º 373/2021, de 5 de maio;

- Regulamento n.º 816/2023, de 27 de julho, que aprova o Regulamento de Operação das Redes do Setor Elétrico e revoga o Regulamento n.º 557/2014, de 19 de dezembro, e o Regulamento n.º 621/2017, de 18 de dezembro;

- Regulamento n.º 817/2023, de 27 de julho, que aprova o Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica e revoga o Regulamento n.º 610/2019, de 2 de agosto;

- Regulamento n.º 818/2023, de 27 de julho, que aprova o Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações do Setor Elétrico e revoga o Regulamento n.º 560/2014, de 22 de dezembro, e o Regulamento n.º 620/2017, de 18 de dezembro;

- Regulamento n.º 825/2023, de 28 de julho, que aprova o Regulamento Tarifário do Setor do Gás e revoga o Regulamento n.º 368/2021, de 28 de abril, e o Regulamento n.º 538/2022, de 28 de junho

- Regulamento n.º 826/2023, de 28 de julho, que aprova o Regulamento da Qualidade de Serviço dos Setores Elétrico e do Gás e revoga o Regulamento n.º 406/2021, de 12 de maio;

- Regulamento n.º 827/2023, de 28 de julho, que aprova o Regulamento das Relações Comerciais dos Setores Elétrico e do Gás e revoga o Regulamento n.º 1129/2020, de 30 de dezembro;

- Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho, que aprova o Regulamento Tarifário do Setor Elétrico e revoga o Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto;

- Diretiva n.º 14/2020, de 30 de setembro, que aprova as regras de negociação de produtos com entrega no VTP na plataforma MIBGAS e procedimentos associados;

- 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 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 266/2020, de 20 de março, que aprova o Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica;
- Regulamento n.º 814/2023, de 27 de julho, que aprova o Regulamento Relativo à Apropriação Indevida de Energia;
- Regulamento n.º 815/2023, de 27 de julho, que aprova o Regulamento do Autoconsumo do Setor Elétrico e revoga o Regulamento n.º 373/2021, de 5 de maio;
- Regulamento n.º 816/2023, de 27 de julho, que aprova o Regulamento de Operação das Redes do Setor Elétrico e revoga o Regulamento n.º 557/2014, de 19 de dezembro, e o Regulamento n.º 621/2017, de 18 de dezembro;
- Regulamento n.º 817/2023, de 27 de julho, que aprova o Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica e revoga o Regulamento n.º 610/2019, de 2 de agosto;
- Regulamento n.º 818/2023, de 27 de julho, que aprova o Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações do Setor Elétrico e revoga o Regulamento n.º 560/2014, de 22 de dezembro, e o Regulamento n.º 620/2017, de 18 de dezembro;
- Regulamento n.º 825/2023, de 28 de julho, que aprova o Regulamento Tarifário do Setor do Gás e revoga o Regulamento n.º 368/2021, de 28 de abril, e o Regulamento n.º 538/2022, de 28 de junho
- Regulamento n.º 826/2023, de 28 de julho, que aprova o Regulamento da Qualidade de Serviço dos Setores Elétrico e do Gás e revoga o Regulamento n.º 406/2021, de 12 de maio;
- Regulamento n.º 827/2023, de 28 de julho, que aprova o Regulamento das Relações Comerciais dos Setores Elétrico e do Gás e revoga o Regulamento n.º 1129/2020, de 30 de dezembro;

- Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho, que aprova o Regulamento Tarifário do Setor Elétrico e revoga o Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto.

- 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, na redação em vigor, 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, na redação em vigor, que aprova o sistema de incentivos «Apoiar as Indústrias Intensivas em Gás»;

- Decreto-Lei n.º 78-A/2022, de 15 de novembro, que 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 33/2022, de 14 de maio, na redação em vigor, 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 9799-B/2022, de 8 de agosto, na redação em vigor, 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, na redação em vigor 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, na redação em vigor, que aprova a criação do regime transitório de estabilização de preços do gás por pessoas coletivas com consumos superiores a 10 000 m3;

- Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro – Altera o modelo de financiamento da tarifa social;

- Decreto-Lei n.º 99/2024, de 3 de dezembro – Altera o quadro regulatório aplicável às energias renováveis;

- Despacho n.º 12371/2024, de 18 de outubro – Fixa a tarifa social de fornecimento de energia elétrica, aplicável a partir de 1 de janeiro de 2025;

- Despacho n.º 12438/2024, de 21 de outubro – Afeta receita à redução do défice tarifário do Sistema Elétrico Nacional.

B. LEGISLAÇÃO DA UNIÃO EUROPEIA

Na elaboração do presente relatório foi tida em conta a seguinte legislação da União Europeia:

- 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) 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;

- 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) 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) 2024/1789 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho de 2024, relativo aos mercados internos do gás renovável, do gás natural e do hidrogénio, que altera os Regulamentos (UE) n.º 1227/2011, (UE) 2017/1938, (UE) 2019/942 e (UE) 2022/869 e a Decisão (UE) 2017/684 e que revoga o Regulamento (CE) n.º 715/2009;

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

- Diretiva (UE) 2023/2413 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 18 de outubro de 2023, que altera a Diretiva (UE) 2018/2001, o Regulamento (UE) 2018/1999 e a Diretiva 98/70/CE no que respeita à promoção de energia de fontes renováveis e que revoga a Diretiva (UE) 2015/652 do Conselho;

- Diretiva (UE) 2024/1275 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 24 de abril de 2024, relativa ao desempenho energético dos edifícios, (reformulação), Retificação da Diretiva (UE) 2023/959 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 10 de maio de 2023;

- Regulamento (UE) 2019/941 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativo à preparação para riscos no setor da eletricidade e que revoga a Diretiva 2005/89/CE;

- Regulamento (UE) 2019/942 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019 que institui a Agência da União Europeia de Cooperação dos Reguladores da Energia (reformulação);

- Regulamento (UE) 2023/706 do Conselho de 30 de março de 2023 que altera o Regulamento (UE) 2022/1369 no respeitante à prorrogação do período de redução da procura para as medidas de redução da procura de gás e ao reforço da comunicação de informações e da monitorização da aplicação dessas medidas;

- Regulamento (UE) 2023/955 do Parlamento Europeu e do Conselho de 10 de maio de 2023 que cria o Fundo Social em matéria de Clima e que altera o Regulamento (UE) 2021/1060;

- Regulamento (UE) 2023/956 do Parlamento Europeu e do Conselho de 10 de maio de 2023 que cria um mecanismo de ajustamento carbónico fronteiriço;

- Diretiva (UE) 2023/959 do Parlamento Europeu e do Conselho de 10 de maio de 2023 que altera a Diretiva 2003/87/CE, relativa à criação de um sistema de comércio de licenças de emissão de gases com efeito de estufa na União, e a Decisão (UE) 2015/1814, relativa à criação e ao funcionamento de uma reserva de estabilização do mercado para o sistema de comércio de licenças de emissão de gases com efeito de estufa da União;

- Regulamento Delegado (UE) 2024/1366 da Comissão, de 11 de março de 2024, que estabelece o código de rede sobre regras setoriais específicas para os aspetos de cibersegurança dos fluxos transfronteiriços de eletricidade, que complementa o Regulamento (UE) 2019/943, relativo ao mercado interno da eletricidade, foi aprovado e publicado no dia 11 de março de 2024;

- Regulamento (UE) 2024/1106 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de abril de 2024, que altera os Regulamentos (UE) n.º 1227/2011 e (UE) 2019/942, no que diz respeito ao reforço da proteção da União contra a manipulação de mercado no mercado grossista de energia.

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.

ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

Rua Dom Cristóvão da Gama, 1 - 3.º
1400 - 113 Lisboa
+351 213 033 200
erse@erse.pt
www.erse.pt