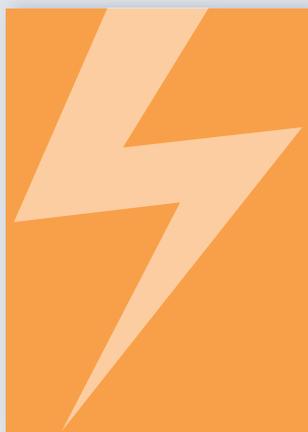


ATLAS

REGULATÓRIO DO SETOR ELÉTRICO

2025

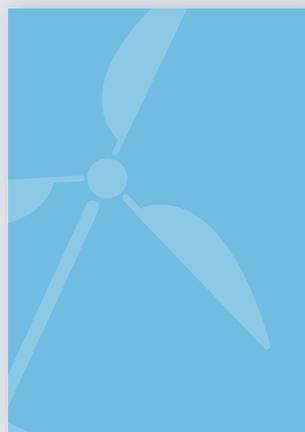
Clicando na imagem, acede ao respetivo capítulo



1. Enquadramento



2. Infraestruturas
e Redes



3. Mercados Grossistas
e Produção de Energia



4. Mercado Retalhista
e Consumidores



5. Inovação
e Digitalização



6. Sustentabilidade



7. A Dimensão
Internacional



ATLAS
REGULATÓRIO
DO SETOR ELÉTRICO

FICHA TÉCNICA

Título:

Atlas Regulatório do Setor Elétrico

Edição:

ERSE- Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

Nota: Edição em processo de otimização gráfica

2025



1. Enquadramento

ÍNDICE

1 Enquadramento.....	7
1.1 Os Atlas Regulatórios Setoriais.....	7
1.2 Planeamento Estratégico.....	8
1.2.1 Plano Estratégico e Financeiro Plurianual 2019-2022.....	8
1.2.2 Plano Estratégico e Financeiro Plurianual 2023-2027.....	10
1.3 Estrutura do Atlas.....	15

1. ENQUADRAMENTO

1.1 OS ATLAS REGULATÓRIOS SETORIAIS

Entre 2019 e 2021, a ERSE submeteu-se a uma análise profunda do seu funcionamento solicitada à OCDE. Nessa avaliação procurou fazer-se *benchmark* com as melhores práticas internacionais nos reguladores de energia. Dessa análise resultou um relatório¹ (denominado de PAFER - **Performance Assessment Framework for Economic Regulators**), produzido em 2021, que identificou um conjunto de melhorias na forma de funcionamento da instituição, de entre as quais se encontra a recomendação de elaborar relatórios setoriais com as características do presente documento.

Assim, para os diferentes setores regulados pela ERSE (eletricidade, gás natural, mobilidade elétrica e combustíveis derivados do petróleo), foi recomendada a elaboração de um relatório que descrevesse com profundidade as principais características do setor e a forma como a regulação incide e interage com o mesmo.

Esta recomendação cruza-se com uma prática da ERSE, já mais antiga, de emitir um documento de referência com a caracterização do setor elétrico ou com a caracterização do setor do gás natural. Publicações de referência, à época, para os interessados no setor, quer fossem provenientes da academia, do setor financeiro, das instituições do Estado ou dos intervenientes diretos no setor, que incluem desde associações de consumidores aos diferentes operadores regulados. Estes grandes documentos eram denominados de “Atlas” setoriais tendo em conta a sua natureza e a sua dimensão.

O que surge agora é uma interseção dessas duas noções, denominando-se de “Atlas Regulatório”, que pretende ser um olhar relativamente aprofundado sobre o setor e para um período de meia década. E, ao mesmo tempo, ter valor pedagógico sobre o funcionamento do setor e sobre a sua regulação.

¹ Driving Performance at Portugal’s Energy Services Regulatory Authority © OCDE 2021
https://www.oecd.org/en/publications/2021/05/driving-performance-at-portugal-s-energy-services-regulatory-authority_0896782a.html

Nesse sentido, é parte da prestação de contas que a ERSE deve em permanência a todos quanto seguem o setor energético, em particular à Assembleia da República², e em geral a todos os cidadãos e consumidores interessados na atividade da ERSE e, neste caso, no setor elétrico.

O presente Atlas Regulatório incide em particular sobre o período contido entre 2017 e 2024. Sendo que a maior parte das séries temporais terminam em 2023, mas alguns elementos de contexto referentes a anos anteriores e posteriores são incluídos para facilitar a leitura e referência.

Para compreender o panorama regulatório e o conteúdo deste Atlas importa contextualizar o mesmo, tendo em conta os exercícios de planeamento estratégico elaborados pela ERSE também para este mesmo período (1.2), que, como é natural, foram concebidos e previamente debatidos com os agentes do setor antes da sua aprovação.

É com base nessas linhas estratégicas que o presente texto é estruturado (1.3).

1.2 PLANEAMENTO ESTRATÉGICO

1.2.1 Plano Estratégico e Financeiro Plurianual 2019-2022

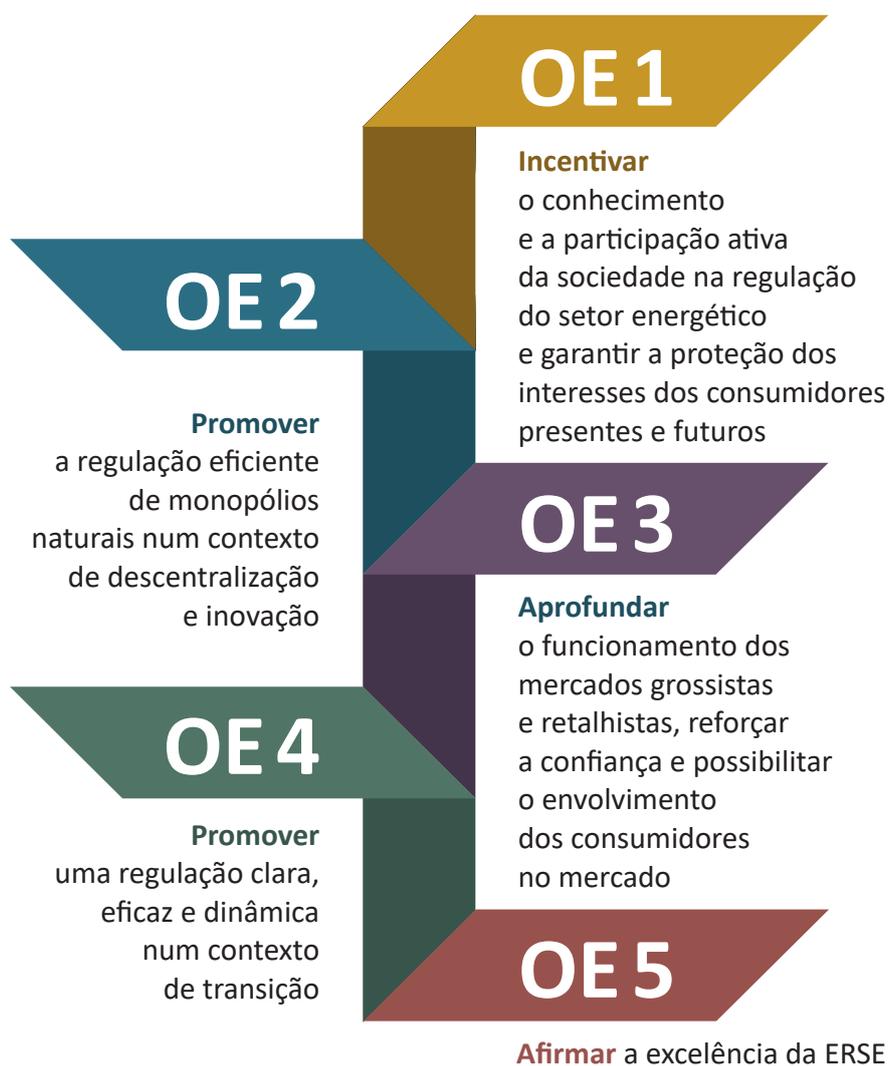
Em 2019, a ERSE publicou o seu enquadramento estratégico orientando o desenvolvimento da sua atividade para o período de 4 anos, entre 2019 e 2022. O Plano Estratégico e Financeiro Plurianual 2019-2022 (PEFP 19-22) surgiu num dos momentos mais desafiantes e estimulantes que o setor energético alguma vez viveu. De uma sociedade com uma economia baseada nos combustíveis fósseis perspetiva-se, em poucas décadas, alcançar uma economia neutra em carbono, o que terá consequências profundas em todos os setores da sociedade e será particularmente impactante no setor energético.

Paralelamente, dá-se a atribuição e a necessidade de implementação de novas competências da ERSE com o alargamento da sua atuação aos setores dos combustíveis líquidos e do gás de petróleo liquefeito e biocombustíveis (publicação de novos estatutos em 2018).

² Sem prejuízo das obrigações de reporte “à Assembleia da República, ao Governo, à Comissão Europeia e à Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia”, entre outras previstas nos Estatutos da ERSE.

Tendo presente a missão da ERSE, de regulação dos setores energéticos em defesa do interesse público e de proteção dos direitos e interesses dos consumidores presentes e futuros, bem como as tendências e desafios que se perspetivavam, a ERSE estabeleceu cinco Orientações Estratégicas (OE) que guiaram a sua ação durante o quadriénio 2019-2022. As OE são apresentadas na figura seguinte.

Figura 1-1 – Orientações Estratégicas 2019-2022



1.2.2 Plano Estratégico e Financeiro Plurianual 2023-2027

Em 2023, no ano em que completou 26 anos de existência³, a ERSE apresentou o seu novo Plano Estratégico e Financeiro Plurianual (PEFP 23-27).

Este estruturante documento é um instrumento de gestão da Entidade que identifica as linhas estratégicas que guiam a sua atuação pelo período de cinco anos, com início em 2023. Para a sua elaboração, a ERSE contou com a participação ativa de todos os seus colaboradores desde a sua fase de conceção, tendo beneficiado igualmente dos contributos apresentados por todos os interessados que participaram no processo de consulta.

Tendo em conta a importância do tema da energia numa sociedade moderna como a que vivemos, a disponibilização prévia das linhas estratégicas do Plano Estratégico num processo de consulta pretendeu promover o envolvimento ativo dos vários interessados na ação da ERSE. Findo o prazo de envio dos comentários, a ERSE promoveu uma reflexão ponderada de todos os contributos recebidos, tendo ficado particularmente agradada com o interesse que o tema suscitou na sociedade portuguesa.

No exercício de planeamento estratégico, a ERSE identificou os seus mandatos organizacionais. Estes foram listados tendo em conta requisitos formais, os quais podem ter origem em leis, regulamentos, estatutos ou outros, bem como em requisitos informais, que podem estar corporizados em normas ou em expectativas dos interessados. Os mandatos organizacionais identificados estão apresentados na figura seguinte (Figura 1-2).

³ A ERSE existe desde 1997, tendo dois anos antes sido instituída a sua comissão instaladora.

Figura 1-2 – Mandatos organizacionais



A missão da ERSE clarifica o seu propósito e a razão da sua existência:

MISSÃO

Regular o setor energético em defesa dos consumidores, presentes e futuros, promovendo o funcionamento sustentável do setor num contexto de transição energética.

VISÃO

A visão projeta como a ERSE será e como vai executar a sua missão. Para o período 2023-2027, a visão da ERSE é **Construir** no presente o futuro da energia; é **Regular** no presente o futuro da energia; é **Comunicar** no presente o futuro da energia; é **Debater** no presente o futuro da energia; é **Pensar** no presente o futuro da energia; é **Inovar** no presente o futuro da energia.

Figura 1-3 – Visão



VALORES

Os valores da ERSE refletem o código ético de conduta da entidade e marcam a personalidade desta. Para o quinquénio 2023-2027, a ERSE adicionou a inovação aos seus valores, defendendo assim um total de 6 valores na prossecução da sua atividade. São estes:

- **Transparência:** Agimos no sentido de transmitir de forma objetiva e rigorosa a execução da nossa missão;
- **Independência:** Atuamos de forma íntegra e isenta;
- **Sustentabilidade:** Garantimos o equilíbrio entre os interesses presentes e futuros do setor através do rigor, proximidade e previsibilidade da regulação;
- **Inovação:** Asseguramos decisões sólidas, equilibradas e inovadoras promovendo a abertura à mudança num contexto de transição energética;
- **Cooperação:** Promovemos uma atitude de colaboração, interação e diálogo aberto e permanente com todos os interessados;
- **Excelência:** Regemo-nos por princípios de eficiência e elevados padrões de rigor técnico e de conduta ética.

Figura 1-4 – Valores



Tendo presente a sua missão e as tendências e desafios que se perspetivam no futuro próximo, a ERSE estabeleceu quatro Estratégias que orientam a sua ação durante o quinquénio 2023-2027. Estas estratégias são apresentadas na Figura 1-5.

Figura 1-5 – Estratégias para 2023-2027



1.3 ESTRUTURA DO ATLAS

Os primeiros documentos de caracterização do setor elétrico, produzidos nos primeiros anos de funcionamento da ERSE, eram estruturados por forma a refletir a cadeia de valor do setor elétrico segundo padrões clássicos, produção> transporte> distribuição> consumo.

Uma lógica muito importante à data, quando a principal preocupação era a implementação dos modelos de separação de atividades (*unbundling*) e a introdução gradual de concorrência em alguns segmentos da cadeia de valor.

Tal como referido na secção anterior, a missão, os valores e as estratégias do regulador foram-se adaptando à evolução do setor, que foi marcante. Neste período, sobre o qual incide o presente atlas regulatório, a liberalização dos mercados ao nível da produção e da comercialização consolidaram-se e a regulação foi-se adaptando, com ferramentas e metodologias para essas novas realidades a supervisionar.

Assim, a produção e o consumo (retalho) são tratados nos capítulos respetivos (capítulos 3 e 4) como segmentos de mercado que são. Uma realidade já consolidada, mas que continua a ser um desafio para a regulação, que pretende mercados dinâmicos, concorrenciais e transparentes e onde as metodologias de regulação e de proteção do consumidor são diferentes das dos períodos anteriores, e que continuam em permanente evolução.

Por outro lado, as infraestruturas de rede, tanto de transporte como de distribuição, continuam a ser monopólios naturais regulados, com uma intervenção do regulador que tem vindo a ser aperfeiçoada e adaptada às novas realidades do setor, mas que continua ancorada em princípios clássicos de regulação económica setorial. São caracterizadas no capítulo 2.

Grande parte do trabalho regulatório deste período pode ser enquadrado em outros dois eixos, cada um tratado em capítulos separados: a inovação e a digitalização (no capítulo 5) e a sustentabilidade (no capítulo 6). Os temas aqui agrupados poderiam ter sido tratados em conjunto com as temáticas dos mercados ou da regulação das redes.

No entanto, em qualquer destes eixos, o volume de trabalho, os temas a caracterizar e a importância dos mesmos, são de tal forma relevantes nesse período de análise (aliás como identificado nos exercícios de planeamento estratégico) que justificaram capítulos separados para cada um desses assuntos.

No capítulo 7, finalmente, foram agrupados um conjunto de temas muito importantes no período de incidência do presente atlas regulatório e cada vez mais importante para a regulação no futuro. A interdependência internacional dos mercados de energia e a dimensão internacional da regulação, neste tempo cada vez mais europeu e/ou ibérico, mas que se vai estendendo para outros continentes. Não consegue, hoje, caracterizar eficazmente o setor elétrico de Portugal e a sua regulação, quem se cindir apenas à realidade nacional, apesar de uma coexistência entre o global e o local, devido a realidades como o autoconsumo.

A caracterização não é apenas física. Procura-se, não só, uma caracterização, física, técnica e económica do setor elétrico, mas também, uma descrição da ação regulatória sobre o mesmo e, ao mesmo tempo, a relação destas realidades com os instrumentos de planeamento e de política energética que vigoraram.

O objetivo do texto é ser informativo e ao mesmo tempo pedagógico. Para referenciação, consulta e registo histórico. Relatando de uma forma que se quer transparente, o quadro evolutivo do setor elétrico e da respetiva regulação no último quinquénio.

The background of the page is a solid yellow color. On the left side, there is a complex, abstract geometric pattern composed of thick white lines. These lines intersect to form various triangular and quadrilateral shapes, creating a sense of depth and structure. The lines are not perfectly straight, giving the pattern a hand-drawn or organic feel. The pattern is most dense on the left and tapers off towards the right.

2. Infraestruturas e Redes

ÍNDICE

2 Infraestruturas e Redes	19
2.1 As Redes Atuais	19
2.1.1 Rede de Transporte	20
2.1.1.1 Rede Nacional de Transporte	20
2.1.1.2 Interligação entre Portugal e Espanha	23
2.1.2 Rede de Distribuição	27
2.1.2.1 Rede de Distribuição em BT	32
2.1.3 Rede de Transporte e Distribuição da Região Autónoma da Madeira	36
2.1.4 Rede de Transporte e Distribuição da Região Autónoma dos Açores	38
2.2. As Redes no Futuro: Planos de Investimento nas Redes	45
2.2.1 Rede Nacional de Transporte	45
2.2.2 Rede Nacional de Distribuição	51
2.2.3 Rede de Transporte e Distribuição da Região Autónoma da Madeira	57
2.2.4 Rede de Transporte e Distribuição da Região Autónoma dos Açores	59
2.3 Instrumentos de Regulação	62
2.3.1 As Redes de Energia Elétrica enquanto Monopólios Naturais	63
2.3.2 A Regulação Económica dos Operadores de Redes	64
2.3.2.1 Fixação de Proveitos Permitidos e de Tarifas	64
2.3.2.2 Conceitos Aplicados na Determinação de Proveitos Permitidos	66
2.3.2.2.1 Tipologia de Custos sujeitos a Metas de Eficiência	69
2.3.2.2.2 Base de Custos	70
2.3.2.2.3 Indutores de Custos	73
2.3.2.2.4 Metas de Eficiência	75
2.3.2.2.5 Remuneração dos Ativos	76
2.3.3 Certificação de Operador de Rede de Transporte	80
2.3.4 Auditorias e Ações de Fiscalização	81
2.4 Proveitos Permitidos das Atividades de Transporte e Distribuição	84
2.4.1 Atividade de Transporte de Energia Elétrica	84
2.4.2 Atividade de Distribuição de Energia Elétrica – Continente	95
2.4.3 Atividade de Distribuição de Energia Elétrica – Regiões Autónomas	103
2.4.3.1 Distribuição de Energia Elétrica – EDA	105
2.4.3.2 Distribuição de Energia Elétrica – EEM	109
2.5 Tarifas de Uso das Redes de Transporte e de Distribuição	114
2.5.1 Tarifas de Uso da Rede de Transporte	116
2.5.2 Tarifas de Uso das Redes de Distribuição	117
2.5.3 Evolução das Tarifas de Uso das Redes	119
2.5.4 Peso das Tarifas de Uso das Redes nas Tarifas de Acesso às Redes	122
2.5.5 Comparação Internacional	123
2.6 Qualidade de Serviço	125
2.6.1 Continuidade de Serviço	126
2.6.2 Qualidade de Energia Elétrica	146

2. INFRAESTRUTURAS E REDES

Neste capítulo caracterizam-se as redes de energia, infraestrutura fundamental do setor elétrico nacional. O objetivo aqui é apresentar, tendo como base o horizonte temporal do presente Atlas, a caracterização técnica e económica destas redes, bem como das principais ações da regulação setorial com incidência nas mesmas.

Primeiramente (2.1) efetua-se uma caracterização do estado atual destas infraestruturas, com dados técnicos e mapas. Posteriormente (2.2) apresentam-se os planos de evolução das mesmas, bem como o debate e análise em torno dessa possível evolução. Debate esse, que caracteriza uma etapa importante do desenvolvimento destas infraestruturas e nos dá uma visão do seu possível desenvolvimento.

A partir daí são elencados os diferentes aspetos da regulação setorial que incidem sobre essas mesmas redes. Identificando os instrumentos de regulação (2.3), sendo subsequentemente analisados os incentivos regulatórios (2.4) e os seus efeitos económicos nas empresas reguladas, posteriormente utilizados no estabelecimento de tarifas (2.5) e com impacto na qualidade do serviço prestado (2.6).

2.1 AS REDES ATUAIS

Apresentam-se neste subcapítulo a caracterização técnica e física das redes de transporte e de distribuição de energia elétrica em Portugal. Todas elas operadas em regime de concessão e sujeitas à regulação da ERSE, quer no transporte, quer na distribuição, tanto em Portugal continental como nas Regiões Autónomas.

2.1.1 Rede de Transporte

2.1.1.1 Rede Nacional de Transporte

A operação da Rede Nacional de Transporte (RNT) é responsabilidade da REN, S.A. De acordo com as informações reportadas pela REN, a 31 de dezembro de 2023, a RNT incluía 71 subestações, 13 postos de corte, 2 postos de seccionamento, 1 posto de transição e um conjunto de linhas de transporte nos diversos níveis de muito alta tensão (MAT), 400 kV, 220 kV e 150 kV.

As 71 subestações da RNT possuem transformadores que permitem a ligação entre os diversos níveis de tensão MAT, assim como entre estes e as redes de alta tensão (AT) e média tensão (MT). Assim, existem na RNT subestações com os seguintes níveis de tensão: 400/220 kV, 400/220/60 kV, 400/150/60 kV, 400/150/130 kV, 400/60 kV, 220/150/60 kV, 220/60 kV, 220/30 kV e 150/60 kV.

Os postos de corte, seccionamento e transição incluídos na RNT são também essenciais para a sua operação, e permitem a ligação entre circuitos ao mesmo nível de MAT, designadamente, 400 kV, 220 kV e 150 kV.

Conjugando os painéis existentes nas subestações e postos de corte, seccionamento e transição, chegam-se aos seguintes totais:

Quadro 2-1 – Nº de painéis por nível de tensão

Nível de Tensão	N.º de Painéis		Total
	Linha	Transf./Autotransf.	
400 kV	145	65	210
220 kV	227	116	343
150 kV	156	72	228
60 kV	322	164	486
Total	850	417	1 267

Fonte: REN- Documento de Caracterização da RNT a 31/12/2023⁴

⁴ Disponível em: <https://mercado.ren.pt/PT/Electr/AcessoRedes/AcessoRNT/CaractRNT>

Para efeitos de compensação de fator de potência, a RNT dispõe ainda de baterias de condensadores e reatâncias *shunt*, ligadas às suas subestações, às quais correspondiam, no final de 2021, 2 370 MVar e 1 415 MVar, respetivamente.

Como referido anteriormente, as linhas de transporte que constituem a RNT dividem-se entre os diversos níveis de MAT. Ao nível dos 400 kV, fazem parte da RNT cerca de 3 080 km de linhas, sendo todas elas aéreas. A extensão de linhas de 220 kV é de cerca de 3 849 km, sendo que apenas 2,5% destes são circuitos subterrâneos. Ao nível dos 150 kV existem na RNT 2 481 km de linhas, sendo todas elas aéreas, à exceção do cabo submarino, com aproximadamente 17 km, que liga à RNT a central eólica *offshore* situada ao largo de Viana do Castelo.

O quadro abaixo resume os principais elementos que constituíam a RNT ao fim de 2023.

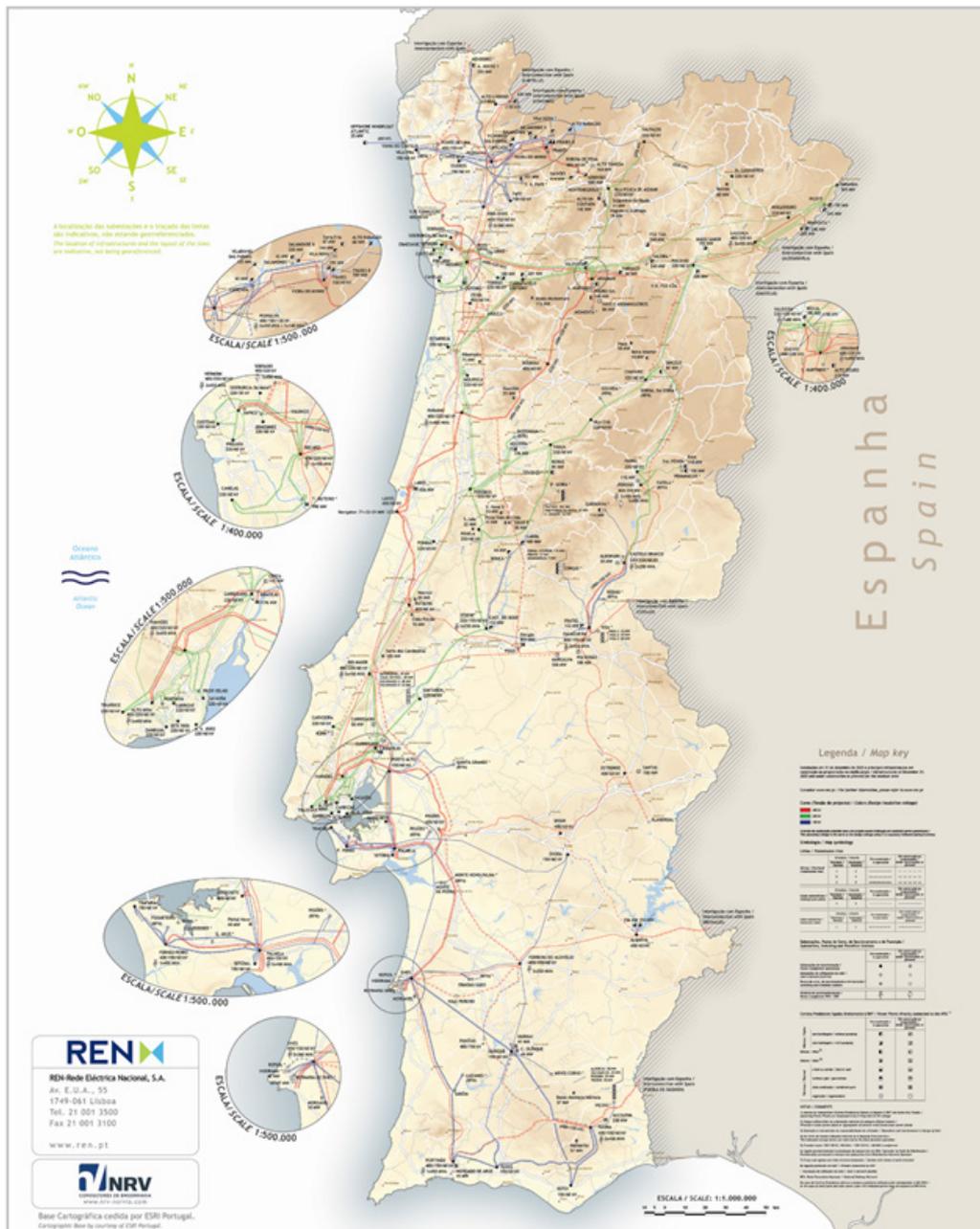
Quadro 2-2 – Resumo dos principais elementos da RNT a 31/12/2023

Subestações	
N.º de Subestações	71
N.º de Transformadores	214
Autotransformação (MAT/MAT) [MVA]	14 920
Transformação (MAT/AT) [MVA]	24 787
Transformação (MAT/MT) [MVA]	320
Postos de Corte e Seccionamento	
Postos de Corte	14
Postos de Seccionamento	2
Rede [km]	
400 kV	3 080
220 kV	3 849
150 kV	2 481

Fonte: REN

Na figura seguinte apresenta-se o mapa da RNT a 31/12/2023.

Figura 2-1 – Mapa da Rede Nacional de Transporte a 31/12/2023



Fonte: REN- Documento de caracterização da RNT a 31/12/2023

2.1.1.2 Interligação entre Portugal e Espanha

O contexto atual de transição energética e a intenção de concretização do mercado interno de eletricidade europeu, tornam a capacidade de interligação uma peça chave para a evolução e integração dos sistemas energéticos.

O Conselho Europeu de 23 e 24 de outubro de 2014 considerou, nas suas conclusões⁵, que a Comissão, apoiada pelos Estados-Membros, deveria tomar medidas para garantir o cumprimento de uma meta mínima de 10% das interligações elétricas existentes, até 2020, pelo menos para os Estados-Membros que ainda não tivessem atingido um nível mínimo de integração no mercado interno de energia, entre os quais se incluía Portugal. O Conselho Europeu referiu ainda que a Comissão deveria também apresentar periodicamente um relatório ao Conselho Europeu com o objetivo de alcançar uma meta de 15% até 2030.

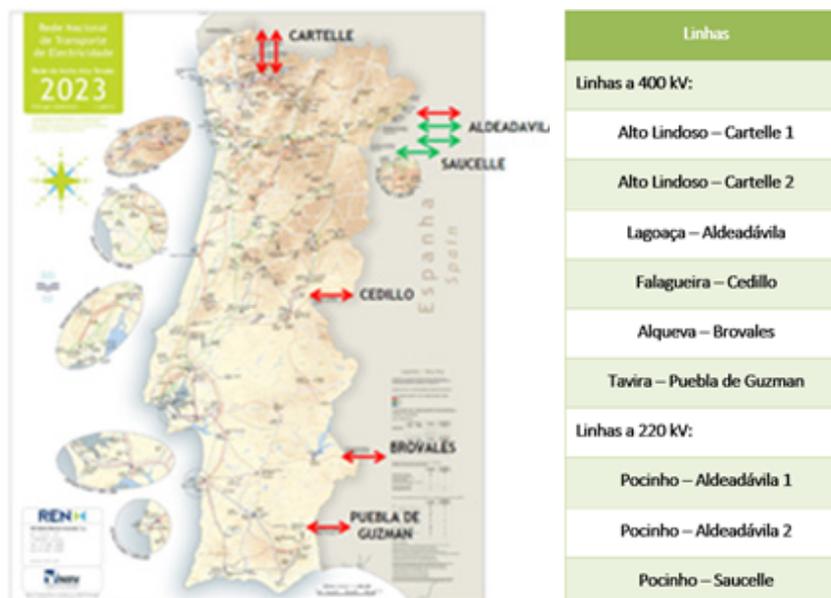
A gestão das interligações entre Portugal e Espanha assenta num modelo de atribuição implícita da capacidade disponível para fins comerciais, exclusivamente, através dos mercados diário e intradiário, a que acresce a possibilidade da utilização explícita de mecanismos financeiros de cobertura do risco do uso da interligação. A resolução de congestionamentos está assente na aplicação de um mecanismo de separação de mercados (*market splitting*⁶).

A atual interligação entre Portugal e Espanha é constituída por 6 linhas a 400 kV e 3 linhas a 220 kV, num total de 9 linhas de interligação, a seguir identificadas.

⁵ <https://www.consilium.europa.eu/en/meetings/european-council/2014/10/23-24/>

⁶ 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 no mercado importador e inferior no mercado exportador.

Figura 2-2 – Linhas da interligação entre Portugal e Espanha



Em termos de capacidade de transporte, estas linhas, cujos limites térmicos dependem das condições de temperatura ambiente e de exploração utilizadas pelos operadores das redes interligadas, apresentam os valores que constam no Quadro 2-3.

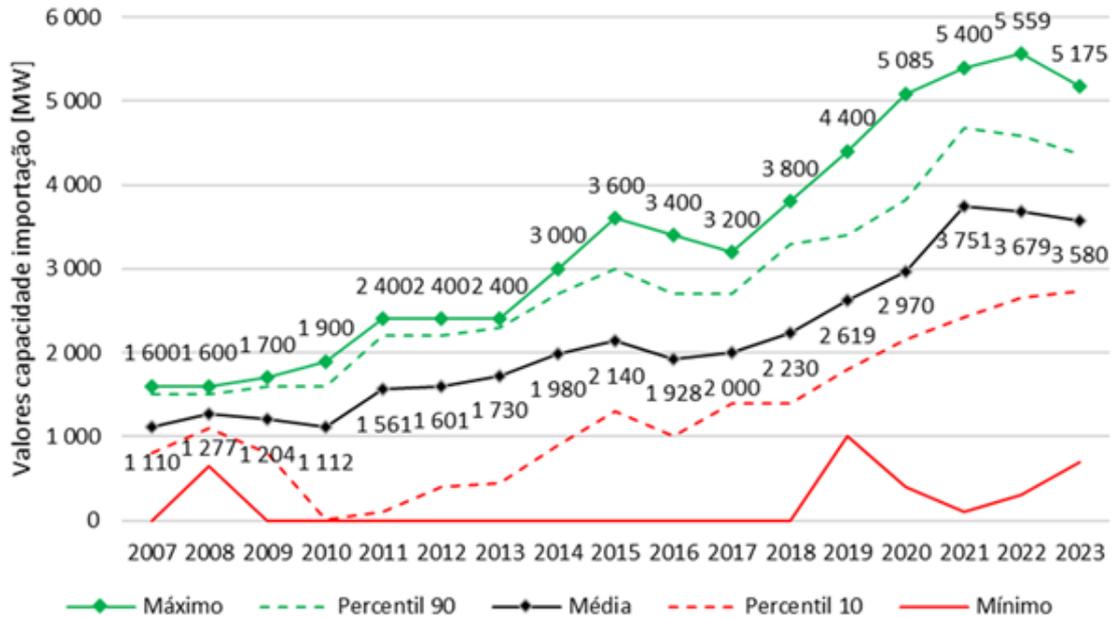
Quadro 2-3 - Capacidades térmicas das linhas da interligação entre Portugal e Espanha

Linha	Capacidade térmica mínima [MVA]
Linhas a 400 kV:	
Alto Lindoso – Cartelle 1	1499
Alto Lindoso – Cartelle 2	1499
Lagoaça – Aldeadávila	1469
Falagueira – Cedillo	1386
Alqueva – Brovales	1280
Tavira – Puebla de Guzman	1386
Linhas a 220 kV:	
Pocinho – Aldeadávila 1	374
Pocinho – Aldeadávila 2	374
Pocinho – Saucelle	360
Total	9627

Assim, para efeitos da caracterização do valor da capacidade da interligação, o somatório dos valores mínimos das capacidades térmicas das linhas que constituem a interligação situa-se em 9 627 MVA.

As figuras seguintes ilustram a evolução da capacidade da interligação disponível para fins comerciais, nos sentidos importador e exportador, entre 2007, ano em que entrou em funcionamento o Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), e 2023.

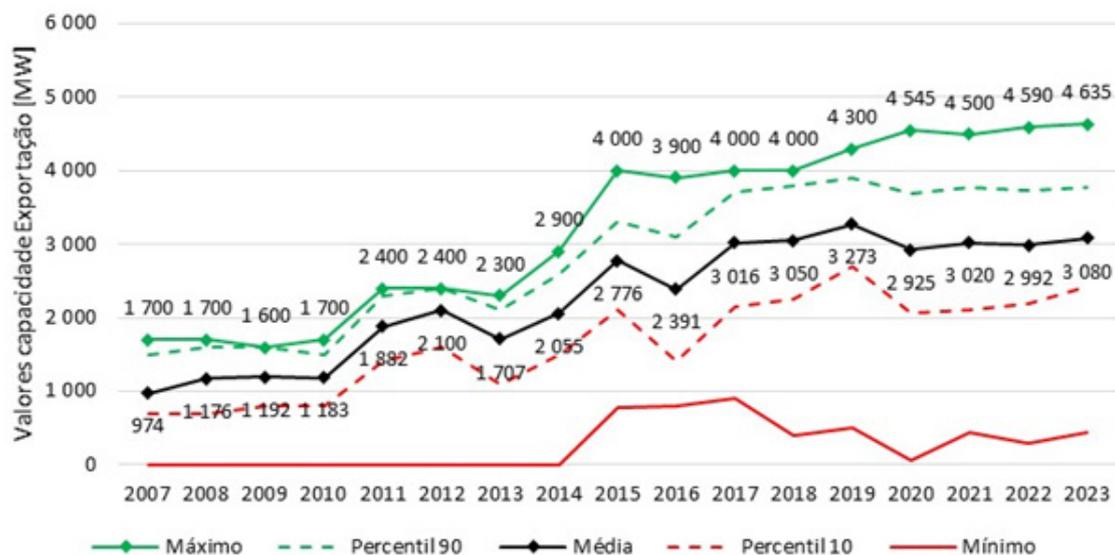
Figura 2-3 – Evolução da capacidade da Interligação disponível para fins comerciais – Importação



Fonte: REN

Durante o período em análise, no que diz respeito aos valores máximos, inverteu-se a tendência de aumento observada entre 2017 e 2022, tendo-se verificado em 2023 uma diminuição do valor máximo para 5 175 MW. Em termos de valores médios, o valor registado voltou a diminuir em relação ao ano anterior para 3 580 MW, mantendo-se, no entanto, próximo do maior valor médio histórico, registado em 2021 de 3 751 MW. Por outro lado, verificou-se um aumento do valor mínimo registado. De salientar ainda que praticamente em todos os anos se verifica a ocorrência de valores nulos, ou quase nulos, apesar do 1.º decil se encontrar próximo do valor médio.

Figura 2-4 - Evolução da capacidade da interligação disponível para fins comerciais – Exportação



Fonte: REN

Em termos da capacidade de exportação para fins comerciais, verifica-se que se mantiveram os valores característicos observados em 2022, com os valores máximos e médios na mesma ordem de grandeza, respetivamente de 4 635 MW e 3 080 MW. Em termos da ocorrência de valores nulos, é menos frequente que a da importação, mantendo-se o 1.º decil na vizinhança do valor médio.

2.1.2 Rede de Distribuição

De acordo com o estabelecido no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação em vigor, que revogou o Decreto-Lei nº 29/2006, de 15 de fevereiro, a atividade de distribuição de energia elétrica no Sistema Elétrico Português, em particular, no Continente, é exercida em dois níveis:

- A atividade de exploração da Rede Nacional de Distribuição (RND) é exercida em regime de concessão de serviço público atribuída, mediante contrato outorgado pelo membro do Governo responsável pela área da energia, em representação do Estado. Esta compreende a rede de distribuição em MT (Média Tensão) e AT (Alta Tensão) e corresponde a uma única concessão exercida em regime de exclusividade. A atribuição da concessão é precedida da realização de concurso público e o prazo das concessões é determinado pelo concedente nas peças do procedimento, não podendo exceder 35 anos;

- A atividade de exploração da distribuição de eletricidade em Baixa Tensão (BT) é exercida em regime de exploração direta ou mediante contrato de concessão, em regime de serviço público. As concessões das redes de BT são atribuídas mediante contratos outorgados pelos órgãos competentes dos respetivos municípios. Desta forma, a atividade de distribuição de energia elétrica em baixa tensão (BT) em Portugal Continental é um direito exclusivo dos Municípios. Este facto emana do Decreto-Lei n.º 344-B/82, de 1 de setembro, que decretou que a distribuição de energia elétrica em BT no Continente compete aos Municípios.

A operação da RND é responsabilidade da E-Redes, Energia S.A, incluindo os níveis de alta e média tensão. De acordo com as informações reportadas pela E-Redes, a 31 de dezembro de 2023, a RND incluía 436 subestações, 148 postos de corte, 8 934 postos de seccionamento MT, 70 920 postos de transformação de distribuição e um conjunto de linhas de distribuição de alta tensão (AT), maioritariamente a 60 kV, e de média tensão (MT), a 30 kV, 15 kV, 10 kV e 6 kV.

As 434 subestações da RND permitem a transição entre a AT e a MT, e também entre os diferentes níveis de MT. Ao nível dos postos de corte, estes dividem-se entre postos de corte AT (60 kV) e postos de corte MT (30 kV, 15 kV e 10 kV). A RND dispõe ainda de baterias de condensadores, ligadas aos níveis MT das suas subestações, às quais correspondiam, no final de 2023, 2 340 MVar.

No que diz respeito às linhas de distribuição, a RND apresenta uma extensão total de 84 721 km. Desagregando por nível de tensão, verifica-se que 9 674 km (11%) dizem respeito a linhas de distribuição AT e 75 047 km (89%) dizem respeito a linhas de distribuição MT. Comparando a extensão de rede aérea e de rede subterrânea/submersa, verifica-se que, do total da rede de distribuição em MT e AT, apenas 15 930 km (19%) dizem respeito a cabos subterrâneos/submersos. Analisando por nível de tensão, verifica-se que a percentagem de cabos subterrâneos/submersos na rede de distribuição AT é de 6%, sendo que, na rede de distribuição MT, este valor ascende a 21%.

O quadro abaixo resume os principais elementos que constituíam a RND a 31/12/2023.

Quadro 2-4 – Resumo dos principais elementos da RND a 31/12/2023

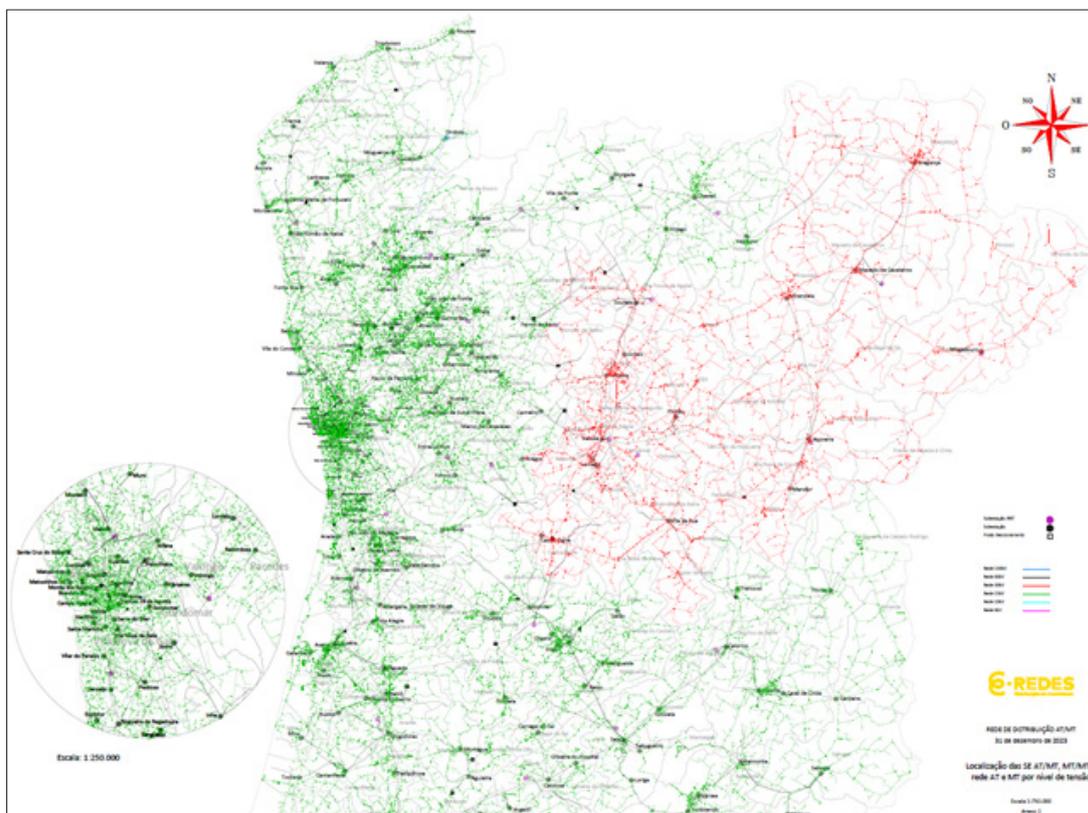
Subestações	
N.º de Subestações	436
N.º de Transformadores	786
Potência Instalada [MVA]	18 795
Postos de Corte e Seccionamento	
Postos de Corte AT	73
Postos de Corte MT	75
Postos de Seccionamento MT	8 934
Postos de Transformação	
Postos de Transformação	70 920
Potência Instalada [MVA]	2 1574
Rede [Km]	
Aérea	68 791
AT (60/130 kW)	9 098
MT (6/10/15/30 kw)	59 693
Cabos Subterrâneos/Submersos	15 930
AT (60/130 kV)	576
MT (6/10/15/30 kV)	15 354

Fonte: E-Redes

Relativamente à capacidade de receção de produção, no seu documento de caracterização da RND a 31/12/2023, a E-Redes detalha as capacidades de receção de produção por subestação nos vários níveis de tensão, assim como por grupo de subestações, tendo em conta as potências de produção atualmente ligadas à RND e aquelas que estão neste momento comprometidas ou em confirmação. Da análise desta informação, a E-Redes conclui que, tendo em conta a potência de produção ligada à RND (6 170 MVA), bem como os produtores com receção comprometida na RND (4 787 MVA), esta terá atualmente capacidade para ligar ainda, aproximadamente, 6 938 MVA de nova produção. No entanto, a existência de capacidade de receção na RND não representa condição suficiente para a ligação de nova produção à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), sendo a mesma condicionada pela capacidade de receção da RNT a montante.

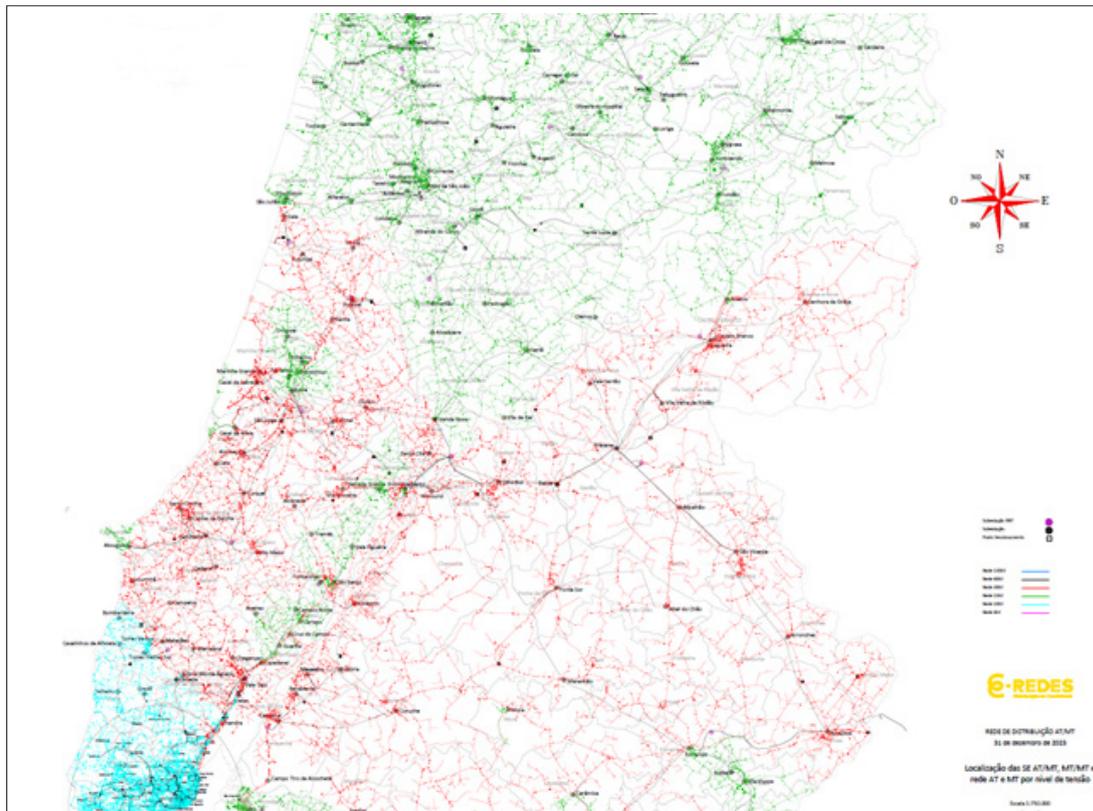
Nas figuras seguintes apresentam-se os mapas da RND a 31/12/2023.

Figura 2-5 – Mapa da Rede Nacional de Distribuição a 31/12/2023 – Zona 1



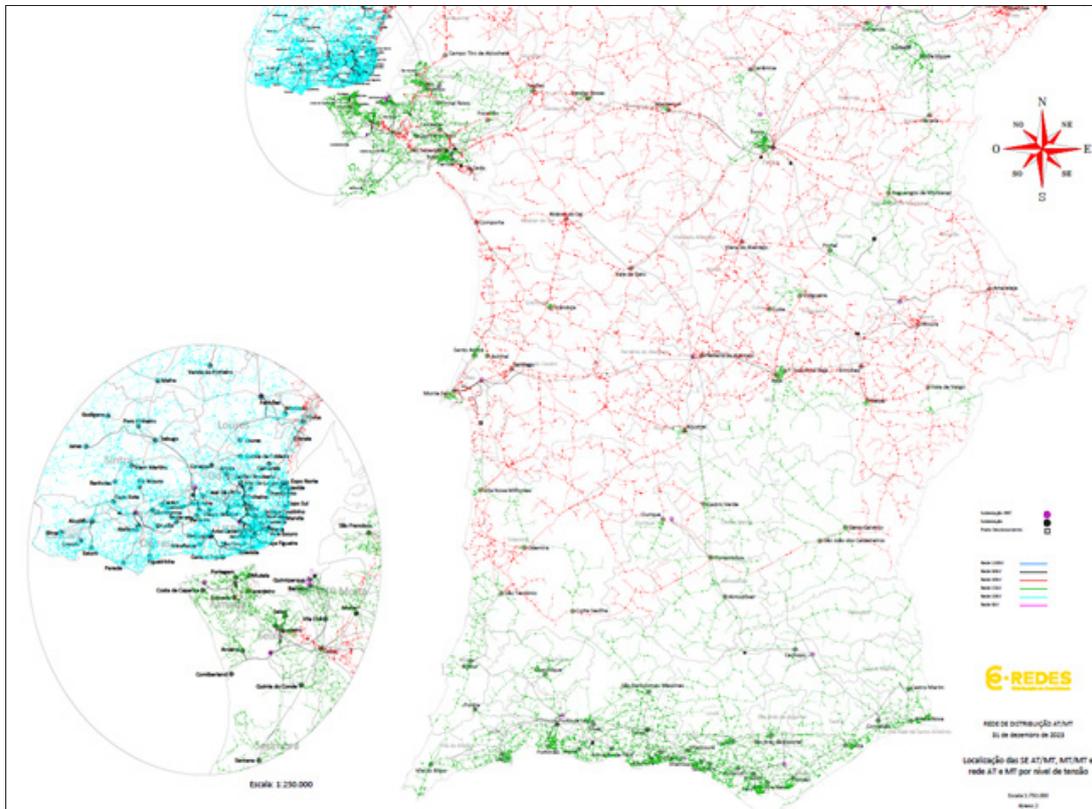
Fonte: E-Redes- Documento de caracterização da RND a 31/12/2023

Figura 2-6 – Mapa da Rede Nacional de Distribuição a 31/12/2023 – Zona 2



Fonte: E-Redes- Documento de caracterização da RND a 31/12/2023

Figura 2-7 – Mapa da Rede Nacional de Distribuição a 31/12/2023 – Zona 3



Fonte: E-Redes- Documento de caracterização da RND a 31/12/2023

2.1.2.1 Rede de Distribuição em BT

Historicamente, a atividade de distribuição de energia elétrica em BT, em Portugal Continental, é concessionada pelos Municípios. No quadro do previsto na legislação, foi atribuída pelos Municípios à Eletricidade de Portugal (EDP), entretanto transferida para a EDP Distribuição (atualmente, E-REDES), 100% detida pela EDP. Excetuam-se pequenas áreas, que já se encontravam concessionadas a operadores de reduzida dimensão.

Nos termos do referido diploma (Decreto-Lei n.º 29/2006), os contratos de concessão atribuídos previamente ao mesmo mantêm-se na titularidade das respetivas concessionárias, até ao seu termo, que decorre da aplicação do prazo legal em vigor (20 anos). Os contratos de concessão celebrados entre os Municípios e a EDP Distribuição tiveram o seu termo desencontrado, entre 2016 e 2026, sendo que a maioria dos contratos terminou entre 2021 e 2022. Esta atividade pode ser exercida em regime de exploração direta ou mediante contrato de concessão, em regime de serviço público, observando contratos-tipo definidos pelo Governo.

CONCESSÕES DAS REDES DE BT EXISTENTES EM PORTUGAL NO FINAL DE 2023

As atuais concessões de distribuição de energia elétrica em BT resultam de uma história do setor elétrico português com quase 100 anos, incluindo sucessivas recomposições empresariais, quer no âmbito do Estado, quer no contexto da atividade privada, exercida sob concessão. Presentemente, em Portugal Continental existem 11 entidades concessionárias da atividade de distribuição de energia elétrica em BT:

- A CELER- Cooperativa de Electrificação de Rebordosa, C.R.L, concessionário na área geográfica da freguesia e cidade de Rebordosa (Concelho de Paredes);
- A Eléctrica Moreira de Cónegos, CRL, concessionário na área geográfica de Moreira de Cónegos (Concelho de Guimarães);
- Casa do Povo de Valongo do Vouga, concessionário na Freguesia de Valongo do Vouga (Concelho de Águeda);
- Cooperativa de Electrificação A Lord, C.R.L, concessionário na área geográfica da freguesia e cidade de Lordelo (Concelho de Paredes);
- Cooperativa Eléctrica de Loureiro, C.R.L., concessionário na área geográfica da Vila de Loureiro (Concelho de Oliveira de Azeméis);
- Cooperativa Eléctrica de Vilarinho, C.R.L., concessionário na Freguesia de Vilarinho (Concelho de Santo Tirso);
- Cooperativa Eléctrica do Vale D’Este, C.R.L, concessionário no Concelho de Vila Nova de Famalicão (Freguesias de Nine, St^a Eulália, Jesufrei, Lemenhe, Mouquim, Louro, Outiz, Gondifelos e Cavalões) e no Concelho de Barcelos (Freguesias de Silveiros, Monte de Fralães, Viatodos, Grimancelos e Minhotães);
- Cooperativa Eléctrica S. Simão de Novais, C.R.L., concessionário na área geográfica das Freguesias de Novais, Ruivães, Carreira, Bente, Seide e parte de Landim e Castelões (Concelho de Vila Nova de Famalicão);
- Cooproriz- Cooperativa de Abastecimento de Energia Eléctrica, CRL., concessionário no Concelho de Santo Tirso (Freguesia de Roriz e uma parte da Freguesia de S. Mamede de Negrelos);
- E-REDES, S.A., empresa do grupo EDP, que reúne concessões em BT em todos os concelhos do continente (com exceção das áreas concessionadas aos restantes operadores), bem como a concessão de distribuição em MT e AT na totalidade do território continental;
- Junta de Freguesia de Cortes do Meio, concessionário na área geográfica dos lugares da freguesia de Cortes do Meio e Cortes de Baixo (Concelho da Covilhã).

Como se observa nas seguintes figuras, a diferença de dimensão entre os operadores de rede de BT é grande. A E-REDES serve cerca de 99,5% dos clientes de baixa tensão, correspondendo a 6,36 milhões de clientes. Os restantes 10 operadores servem um total de cerca de 30 mil clientes de energia elétrica em BT. Assim, a grande maioria da atividade de distribuição em Portugal está concentrada numa única empresa (E-REDES), que opera a maioria das concessões de distribuição de energia elétrica em BT, em 278 municípios, distribuindo energia para 99,5% dos pontos de entrega nacionais. As restantes dez entidades estão presentes em oito concelhos e distribuem 0,5% dos pontos de entrega.

Figura 2-8 -Mapa de Municípios



Figura 2-9 - Mapa de concessões atribuídas



Fonte: E-Redes- Documento de caracterização da RND a 31/12/2023

CONCURSOS DE CONCESSÃO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM BT

Tendo em conta que muitos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica, celebrados por cada um dos Municípios concedentes, se encontravam no seu termo ou muito próximo do seu termo, o legislador emanou a Lei n.º 31/2017, na qual definiu um conjunto de princípios orientadores do lançamento de novos concursos de concessão de distribuição de energia elétrica em BT. Ao mesmo tempo, pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 5/2018, de 11 de janeiro, era definido um cronograma para o lançamento dos concursos.

Neste âmbito, a ERSE, em cumprimento dos normativos, apresentou propostas no âmbito da preparação do procedimento em causa, destacando-se, além da proposta de delimitação da área territorial⁷ de cada procedimento de concurso, as propostas para as peças-tipo dos procedimentos. Note-se que, quanto às áreas de delimitação para concessão, a não observância da proposta da ERSE dependia, nos termos legais, da demonstração de vantagens relevantes desse cenário alternativo para o interesse público, com base em estudos técnicos e económicos com o mesmo nível de detalhe dos produzidos pelo regulador (artigo 5.º, n.º 3 da Lei n.º 31/2017). As propostas para as peças-tipo incluíram os princípios gerais do procedimento, a identificação dos bens das concessões, dos respetivos ativos, dos trabalhadores, os contratos com prestadores de serviços, a identificação das obrigações e direitos que não transitam para a nova concessão, a iluminação pública e a eficiência energética, a inovação na distribuição de eletricidade em BT, o acesso a infraestruturas aptas ao alojamento de redes de comunicações eletrónicas, o planeamento, desenvolvimento e operação das redes de distribuição em BT, a regulação económica pela ERSE, a qualidade de serviço aos clientes finais, a separação de atividades, os elementos decisórios dos concursos, a previsão de aspetos importantes a ter em conta na transição entre concessionários, as regras quanto aos diferentes prazos dos contratos de concessão vigentes e ainda a criação de uma comissão de acompanhamento.

⁷ A proposta de delimitação territorial apresentada pela ERSE, em janeiro de 2019, pode ser consultada em https://www.erse.pt/media/ev2ahu3d/concessoesbt_delimitacaoterritorial.pdf

Na sequência deste trabalho, e tendo em vista a elaboração das peças dos procedimentos a serem lançados (cf. Despachos n.ºs 11814/2020 e 3759/2021), foi criado um grupo de trabalho, no qual a ERSE teve intervenção, entre julho e agosto de 2021, que terminou a elaboração dos projetos de peças do procedimento, o programa do concurso-tipo e caderno de encargos-tipo, dos concursos de atribuição das concessões municipais de distribuição de energia elétrica em BT, elementos que vieram a determinar a publicação da Portaria n.º 397/2023, de 28 de novembro, que regulamentou as peças-tipo para os procedimentos de concurso público. Os mesmos são vinculativos na atribuição das concessões de distribuição de eletricidade em baixa tensão no território continental português.

A Resolução do Conselho de Ministros n.º 27/2024 (RCM), 23 de fevereiro, veio fixar a data de 31 de julho de 2024, para a ERSE proceder à entrega, aos municípios e entidades intermunicipais com competências delegadas na matéria, da documentação relativa aos ativos e imobilizado afetos às redes municipais de distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT), devendo a informação ser posteriormente atualizada à data da abertura do procedimento. Esta informação, com um nível de detalhe compatível com o disposto nas peças-tipo aprovadas pela Portaria n.º 397/2023, de 28 de novembro, foi recebida da E-Redes e dos restantes operadores das redes de distribuição, tendo sido enviada às entidades concedentes acima referidas.

Posteriormente, a Resolução do Conselho de Ministros n.º 122/2024, de 2 de setembro, veio criar a 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.

2.1.3 Rede de Transporte e Distribuição da Região Autónoma da Madeira

Ao nível da Região Autónoma da Madeira (RAM), a operação da Rede de Transporte e Distribuição é responsabilidade do mesmo operador de rede, a EEM – Empresa de Eletricidade da Madeira, S.A. As redes de transporte e distribuição da RAM encontram-se divididas pelas duas ilhas que constituem a região, ilha da Madeira e ilha de Porto Santo. De acordo com as informações reportadas pela EEM, a 31 de dezembro de 2023, as redes elétricas da RAA incluíam 32 subestações, 1 780 postos de transformação e um conjunto de linhas de 60 kV, 30 kV e 6,6 kV.

As 32 subestações que fazem parte das redes elétricas da RAM desagregam-se em 10 subestações AT/MT (duas de 60/30/6,6 kV, três de 60/30 kV e cinco de 60/6,6 kV), existentes apenas na ilha da Madeira, e 22 subestações MT/MT (30/6,6 kV), 19 na Ilha da Madeira e 3 na Ilha de Porto Santo.

As redes elétricas da RAM dispõem ainda de baterias de condensadores, ligadas aos níveis MT das suas subestações, às quais correspondiam, no final de 2023, 30 MVar.

Relativamente às linhas de transporte e distribuição, as redes elétricas da RAM apresentam uma extensão total de cerca de 1 693 km. Desagregando a extensão total de rede por níveis de tensão, verifica-se que 103 km (6%) dizem respeito a linhas AT e 1 590 km (94%) dizem respeito a linhas MT.

Comparando a extensão de rede aérea e de rede subterrânea, verifica-se que, do total das redes elétricas da RAM, 40% dizem respeito a linhas aéreas e 60% dizem respeito a cabos subterrâneos. No que diz respeito à rede de 60 kV, realça-se que a mesma existe apenas na Ilha da Madeira, verificando-se que esta é maioritariamente aérea. Ao nível da rede MT, verifica-se o contrário, sendo a rede maioritariamente composta por cabos subterrâneos.

O Quadro 2-5 resume os principais elementos que constituíam as redes elétricas da RAM a 31/12/2023.

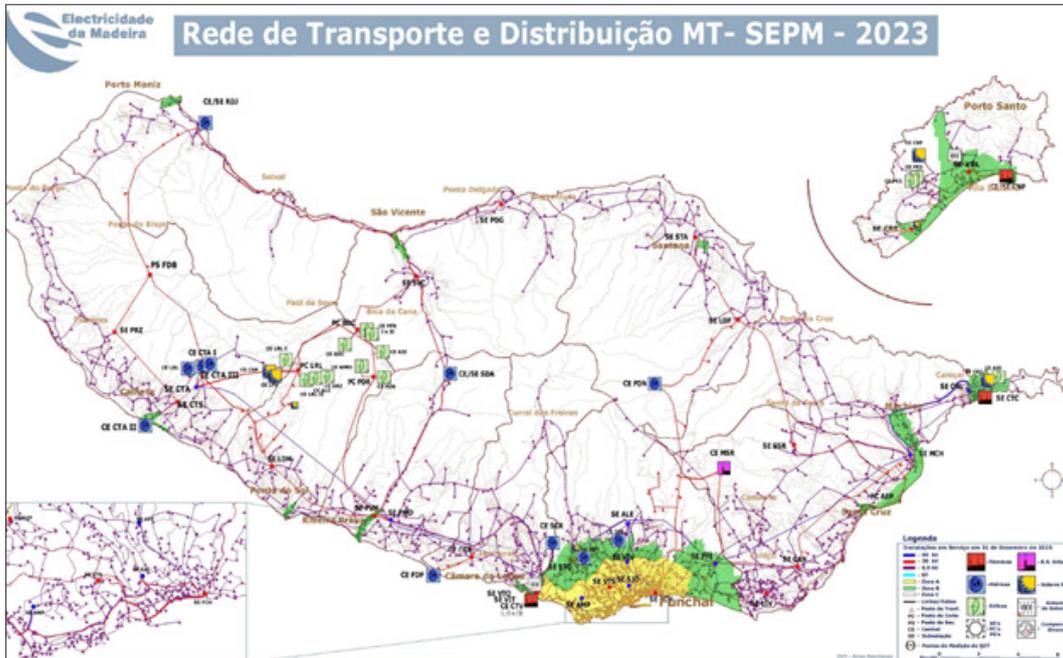
Quadro 2-5 – Resumo dos principais elementos das redes elétricas da RAM a 31/12/2023

Subestações	
N.º de subestações	32
N.º de Transformadores	49
Potência instalada [MVA]	614
Postos de transformação	
Postos de transformação	1780
Potência instalada [MVA]	764
Rede [km]	
Aérea	659
AT (60kV)	74
MT (6,6/30kV)	585
Cabos subterrâneos	1034
AT (60kV)	29
MT (6,6/30kV)	1005

Fonte: EEM

Na figura seguinte apresentam-se os mapas das redes elétricas da RAM a 31/12/2023.

Figura 2-10 – Mapa das redes elétricas da RAM a 31/12/2023



Fonte: EEM- Documento de caracterização das redes elétricas da RAM a 31/12/2023⁸

2.1.4 Rede de Transporte e Distribuição da Região Autónoma dos Açores

Ao nível da Região Autónoma dos Açores (RAA), a operação da Rede de Transporte e Distribuição é responsabilidade do mesmo operador de rede, a EDA – Eletricidade dos Açores, S.A. As redes de transporte e distribuição da RAA encontram-se divididas pelas nove ilhas que constituem a região, Ilha de Santa Maria, Ilha de São Miguel, Ilha Terceira, Ilha Graciosa, Ilha de São Jorge, Ilha do Pico, Ilha do Faial, Ilha das Flores e Ilha do Corvo. De acordo com as informações reportadas pela EDA, a 31 de dezembro de 2023 as redes elétricas da RAA incluíam 21 subestações, 2051 postos de transformação e um conjunto de linhas de 60 kV, 30 kV, 15kV e 10 kV.

⁸ Disponível em: <https://www.eem.pt/>

Para além dos transformadores elevadores das centrais, as 21 subestações que fazem parte das redes elétricas da RAA integram 36 transformadores com as seguintes relações de transformação: 8 transformadores 60/30 kV, 13 transformadores 60/10 kV, 12 transformadores 30/15 kV, 1 transformador 30/10 kV e 2 transformadores 30/6,9 kV. Entre as subestações MT/MT destaca-se a exceção verificada na subestação das Lajes, situada na Ilha Terceira, onde existe o nível de tensão 6,9 kV para alimentação da rede de distribuição privada que abastece as instalações do destacamento militar dos EUA.

Conjugando os painéis existentes nas subestações chega-se aos seguintes totais:

Quadro 2-6 – Nº de painéis por nível de tensão

Nível de Tensão	Nº de painéis		Total
	Linha	Transformador	
60 kV	28	14	42
30 kV	46	21	67
15 kV	62	12	74
10 kV	39	11	50
6,9 kV	2	2	4
Total	177	60	237

Fonte: EDA

As redes elétricas da RAA dispõem ainda de baterias de condensadores, ligadas aos níveis MT das suas subestações, às quais correspondiam, no final de 2021, 20 MVar.

Relativamente às linhas de transporte e distribuição, as redes elétricas da RAA apresentam uma extensão total de cerca de 2 078 km. Desagregando a extensão total de rede por níveis de tensão, verifica-se que 96 km (5%) dizem respeito a linhas AT e 1 982 km (95%) dizem respeito a linhas MT.

Comparando a extensão de rede aérea e de rede subterrânea, verifica-se que, do total das redes elétricas da RAA, 73,4% dizem respeito a linhas aéreas e 26,6% dizem respeito a cabos subterrâneos. No que diz respeito à rede de 60 kV realça-se que a mesma existe apenas na Ilha de São Miguel, verificando-se que esta é maioritariamente aérea (99,97%). Situação semelhante verifica-se para o total da rede MT, embora com uma percentagem mais baixa de linhas aéreas (72,1%).

O quadro abaixo resume os principais elementos que constituíam as redes elétricas da RAA a 31/12/2023.

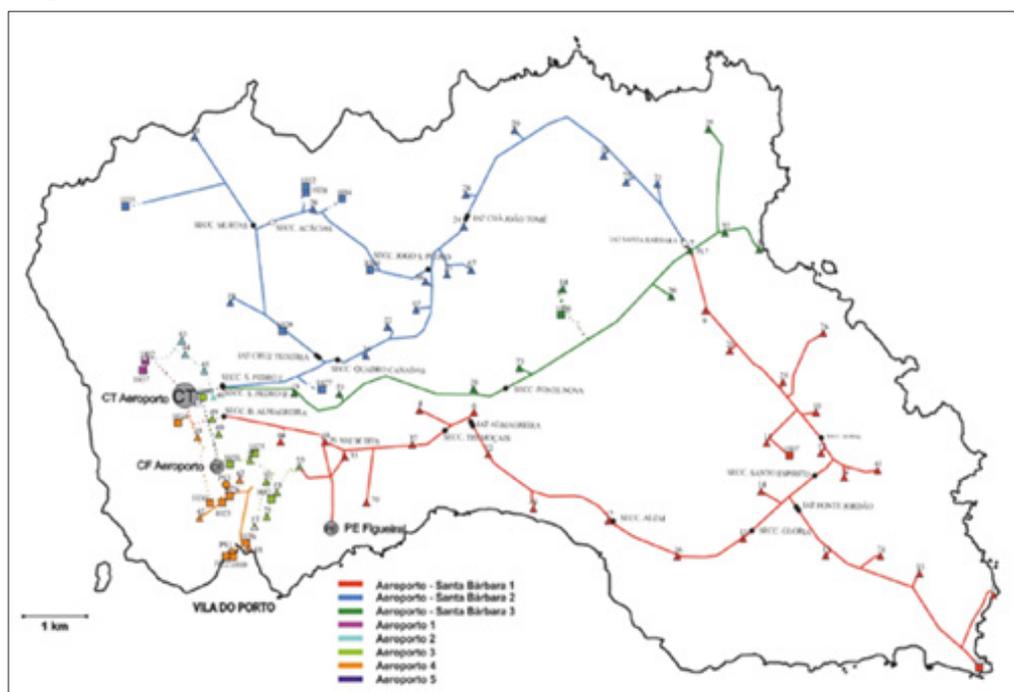
Quadro 2-7 – Resumo dos principais elementos das redes elétricas da RAA a 31/12/2023

Subestações	
N.º de subestações	21
N.º de transformadores	36
Potência instalada [MVA]	334
Postos de transformação	
Postos de transformação	2051
Potência instalada [MVA]	636
Rede [km]	
Aérea	1486
AT (60kV)	107
MT (10/15/30kV)	1379
Cabos subterrâneos	618
AT (60kV)	0,16
MT (10/15/30kV)	618

Fonte: EDA

Nas figuras seguintes apresentam-se os mapas das redes elétricas da RAA a 31/12/2023

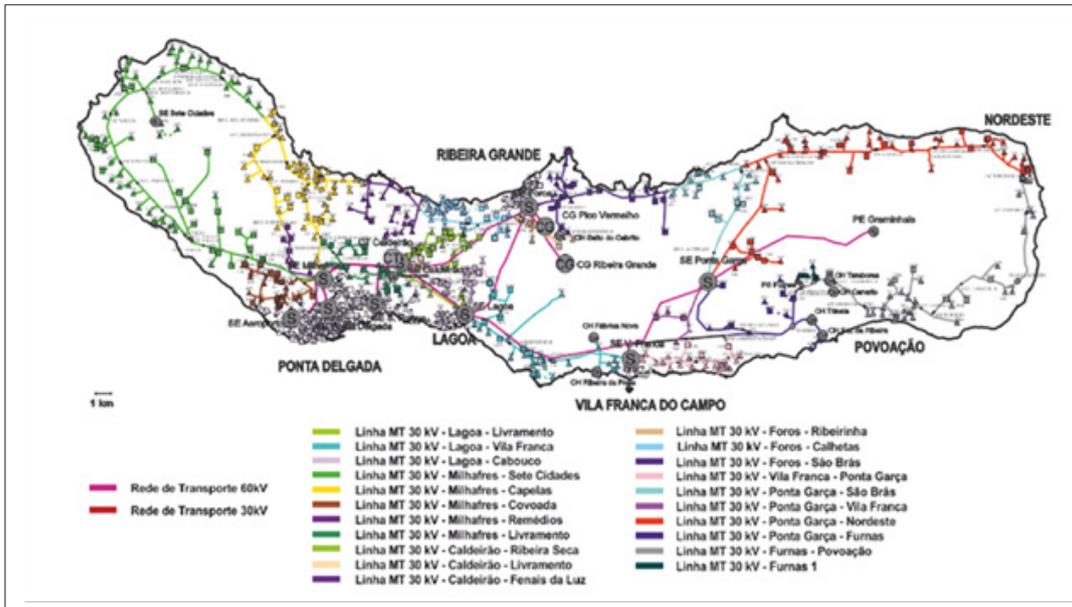
Figura 2-11 – Mapa das Redes Elétricas da ilha de Santa Maria a 31/12/2023



Fonte: EDA- Documento de caracterização das redes elétricas da RAA a 31/12/2023⁹

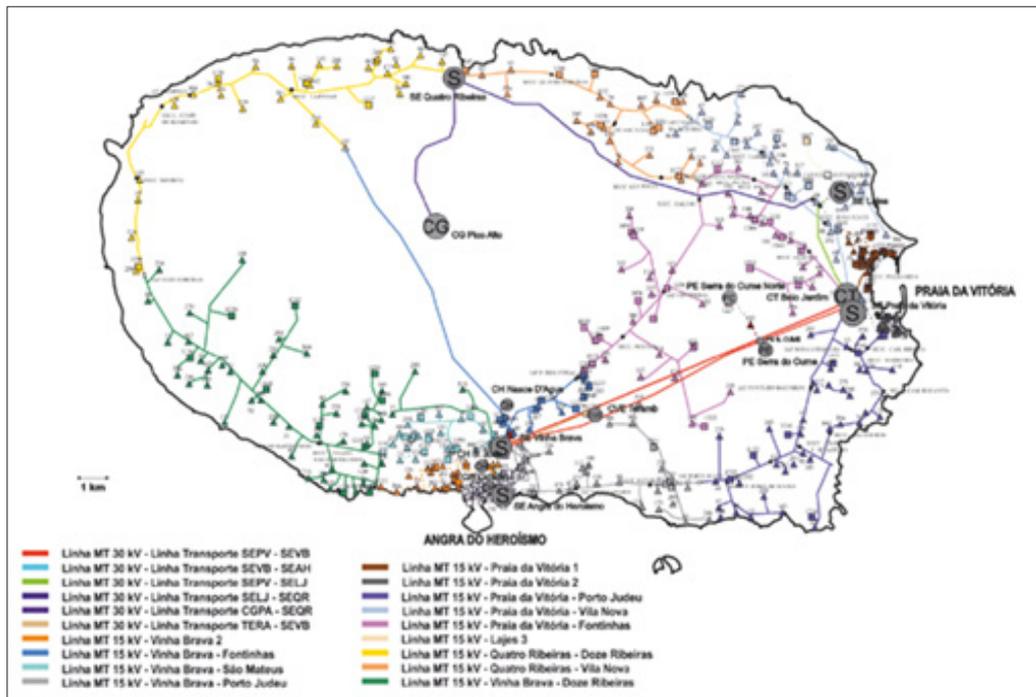
⁹ Disponível em: <https://www.eda.pt/Regulacao/Paginas/RegulamentoAcessoRedesInterligacoes.aspx>

Figura 2-12 – Mapa das redes elétricas da ilha de São Miguel a 31/12/2023



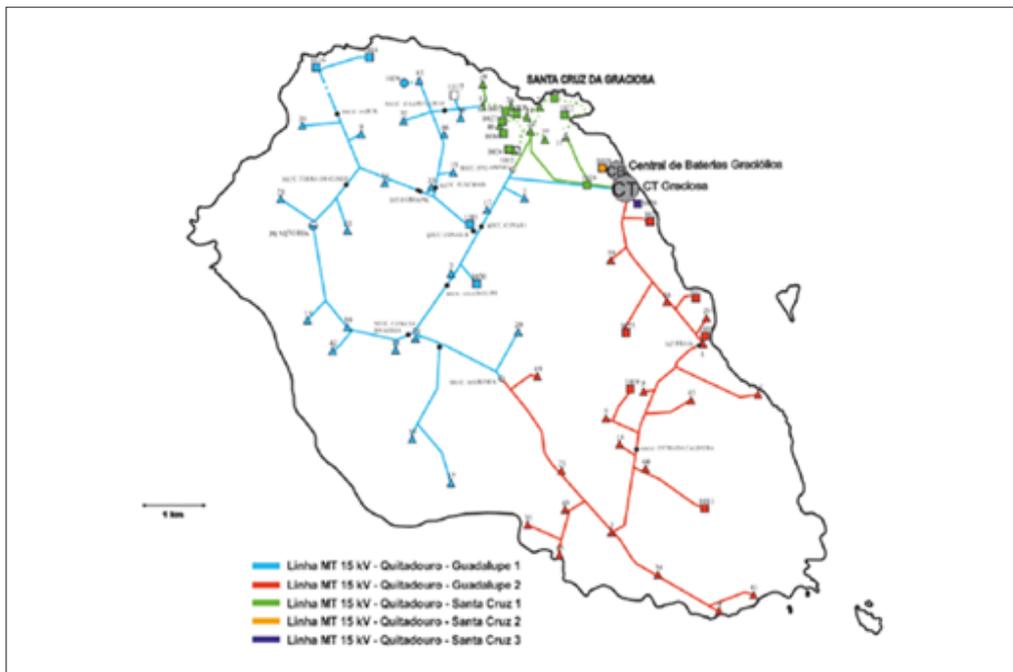
Fonte: EDA- Documento de caracterização das redes elétricas da RAA a 31/12/2023

Figura 2-13 – Mapa das redes elétricas da ilha Terceira a 31/12/2023



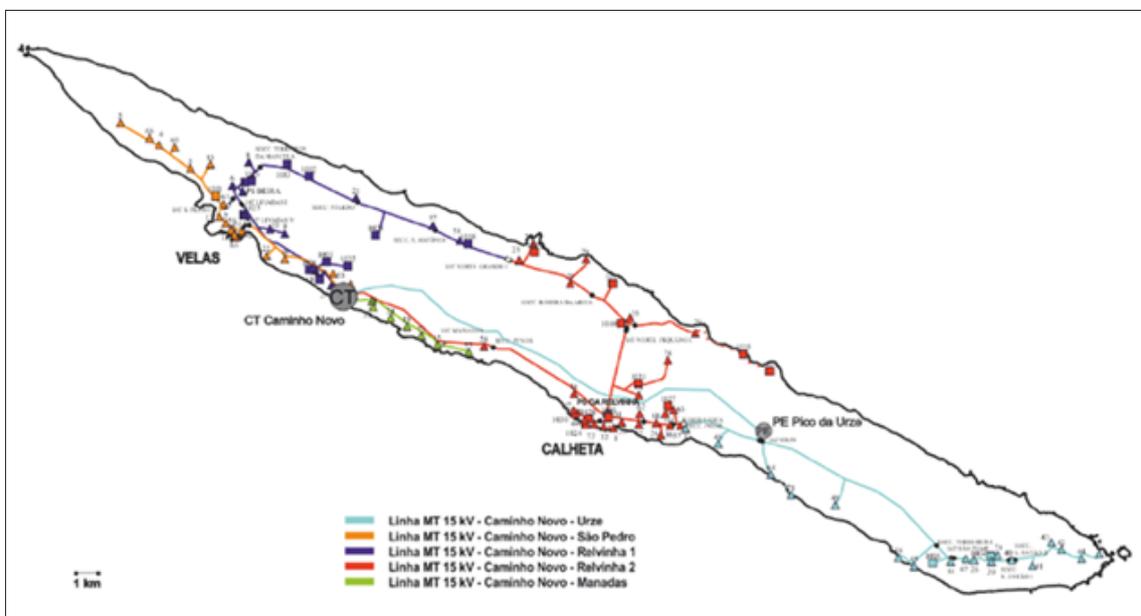
Fonte: EDA- Documento de caracterização das redes elétricas da RAA a 31/12/2023

Figura 2-14 – Mapa das redes elétricas da ilha Graciosa a 31/12/2023



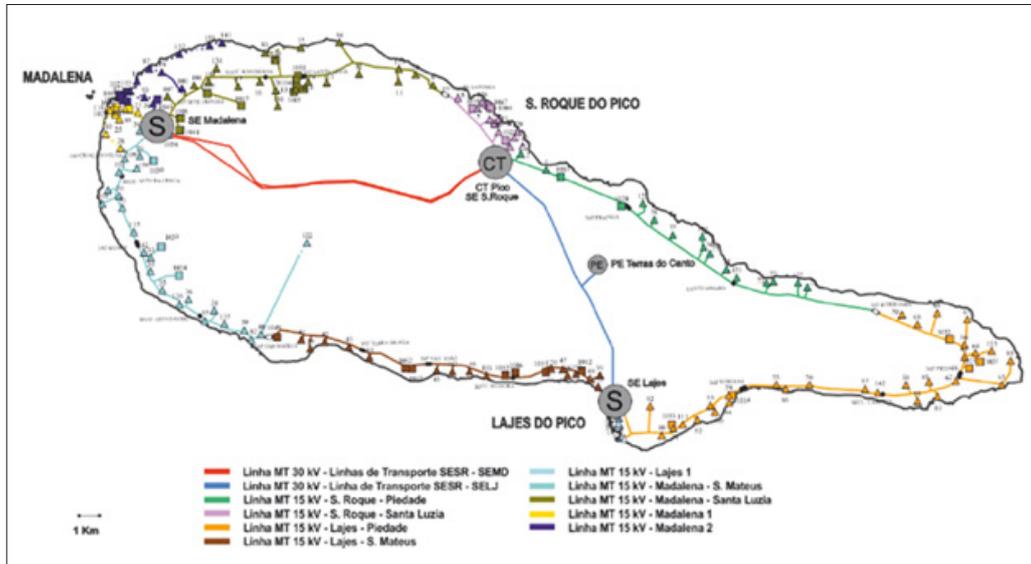
Fonte: EDA- Documento de caracterização das redes elétricas da RAA a 31/12/2023

Figura 2-15 – Mapa das redes elétricas da ilha de São Jorge a 31/12/2023



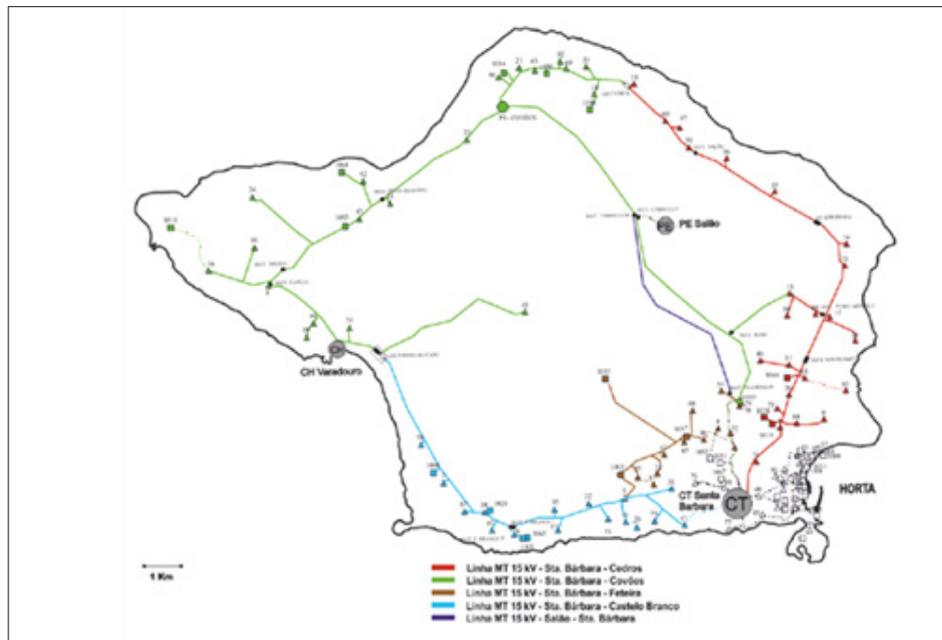
Fonte: EDA- Documento de caracterização das redes elétricas da RAA a 31/12/2023

Figura 2-16 – Mapa das redes elétricas da ilha do Pico a 31/12/2023



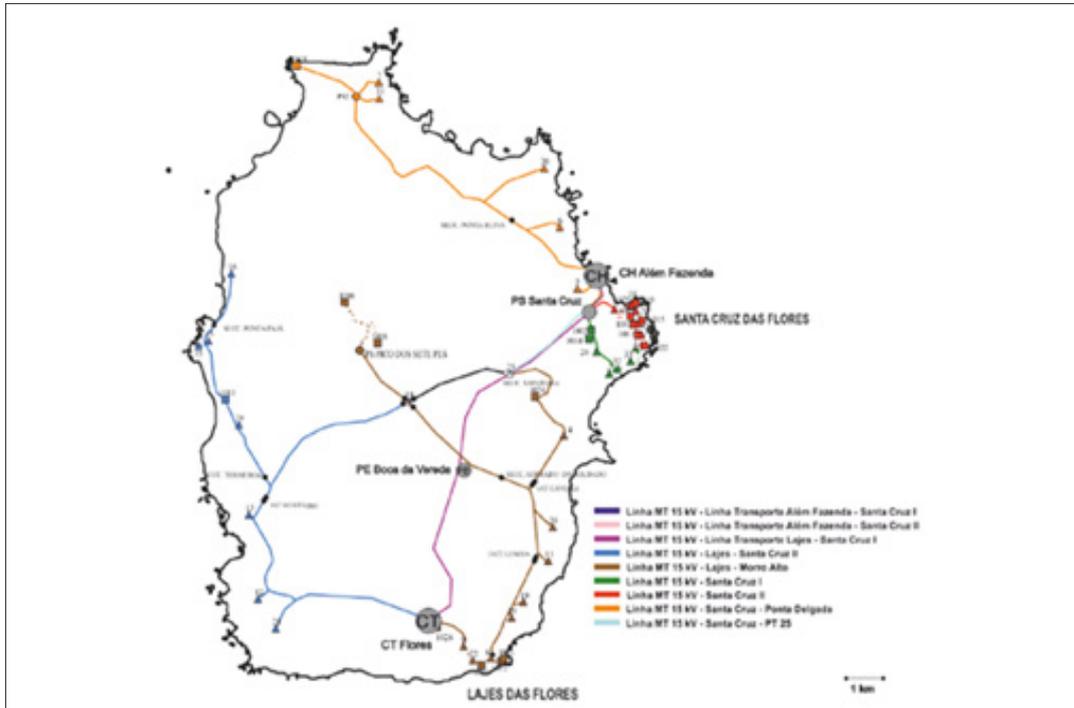
Fonte: EDA- Documento de caracterização das redes elétricas da RAA a 31/12/2023

Figura 2-17 – Mapa das redes elétricas da ilha do Faial a 31/12/2023



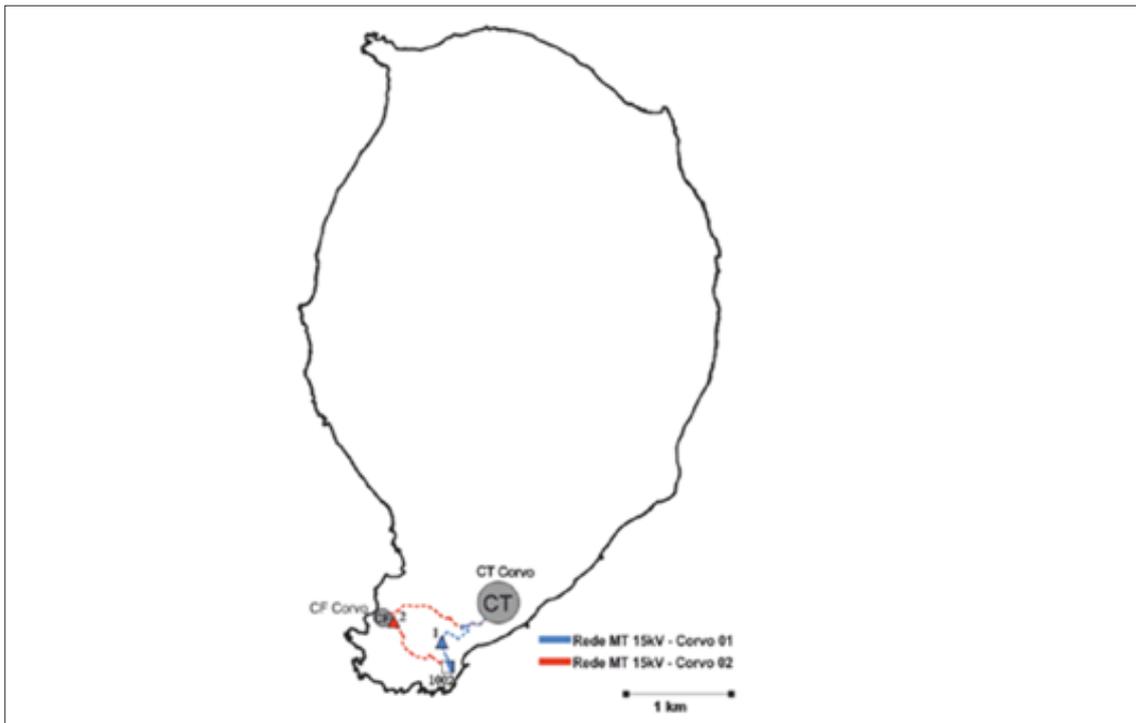
Fonte: EDA- Documento de caracterização das redes elétricas da RAA a 31/12/2023

Figura 2-18 – Mapa das redes elétricas da ilha das Flores a 31/12/2023



Fonte: EDA- Documento de caracterização das redes elétricas da RAA a 31/12/2023

Figura 2-19 – Mapa das redes elétricas da ilha do Corvo a 31/12/2023



Fonte: EDA- Documento de caracterização das redes elétricas da RAA a 31/12/2023

2.2 AS REDES NO FUTURO: PLANOS DE INVESTIMENTO NAS REDES

A evolução das redes elétricas nacionais tem como base exercícios de planeamento, cujo objetivo é o desenvolvimento adequado e eficiente das redes com o intuito de garantir a segurança do abastecimento e a existência de capacidade de receção e entrega de eletricidade com níveis adequados de segurança e qualidade de serviço.

O planeamento das redes deve também ser enquadrado pelos objetivos nacionais de política climática e energética, devendo contribuir, de forma ativa, para a descarbonização do país através da concretização de investimentos que, de forma eficiente, garantam a maior incorporação de produção de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis, a descentralização da produção de energia elétrica, o desenvolvimento do autoconsumo, o aumento da eficiência energética, e a inclusão de novas formas de conversão e gestão de energia, como a mobilidade elétrica e o armazenamento.

Os exercícios de planeamento devem ainda ser baseados em modelos de gestão flexível das redes que vão ao encontro das metodologias, parâmetros e critérios estabelecidos no Regulamento das Redes, no Regulamento de Operação das Redes e na demais regulamentação aplicável da ERSE.

2.2.1 Rede Nacional de Transporte

O instrumento principal do planeamento da RNT é o Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte (PDIRT-E). O PDIRT é um plano decenal do desenvolvimento e investimento na RNT, elaborado pelo Operador da Rede de Transporte (ORT), que deve incluir a identificação das novas infraestruturas a construir, remodelar ou modernizar, os respetivos investimentos necessários e a calendarização para a concretização destes projetos. Deve ainda conter informação relativa aos valores previsionais de interligação disponíveis para fins comerciais. Na sua elaboração, o ORT deve ter em consideração as exigências técnicas e regulamentares, resultantes do Regulamento de Operação das Redes e do Regulamento da Qualidade de Serviço, e garantir a coordenação com o planeamento da RND e da rede de transporte de Espanha, assim como com o plano decenal não-vinculativo de desenvolvimento da rede à escala da União Europeia (*Ten Year Network Development Plan*, ou TYNDP, sigla em inglês).

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, estabelece o procedimento de elaboração do PDIRT-E. Neste contexto, e de acordo com o artigo 125.º do referido Decreto-Lei, a proposta de PDIRT deve ser apresentada pelo operador da RNT à Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) e à ERSE. Após a receção da proposta de PDIRT, a ERSE tem a responsabilidade de, no prazo de 22 dias úteis, promover uma consulta pública à mesma, com duração de 30 dias, e disponibilizar no seu sítio na Internet os elementos relevantes para o efeito. Concluído o período de consulta pública, a ERSE dispõe de 22 dias para a elaboração do respetivo relatório, que, juntamente com os contributos recebidos e nesse mesmo prazo, deve ser levado ao conhecimento da DGEG e do operador da RNT. No dia seguinte ao envio do referido relatório, inicia-se um prazo de 30 dias para a DGEG e a ERSE emitirem e comunicarem entre si, e ao operador da RNT, o respetivo parecer, o qual pode determinar a introdução de alterações à proposta. Recebidos os pareceres da DGEG e da ERSE, o operador da RNT dispõe de 60 dias para enviar à DGEG a proposta final de PDIRT-E, que deve ter em conta os resultados da consulta pública e incorporar as alterações determinadas nos pareceres emitidos. A DGEG dispõe então de 15 dias, após a receção da proposta final de PDIRT, para enviá-la ao membro do Governo responsável pela área de energia, acompanhada do parecer da ERSE e dos resultados da consulta pública. O Governo submete então a proposta de PDIRT-E a discussão na Assembleia da República, sendo o mesmo aprovado por resolução do Conselho de Ministros. Concluído este processo, cabe à ERSE acompanhar e fiscalizar a calendarização, orçamentação e execução dos projetos de investimento na RNT previstos no PDIRT-E.

Nos termos do artigo 126.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, o PDIRT-E deve ser revisto decenalmente, seguindo-se o procedimento descrito anteriormente, podendo, no entanto, ser objeto de alteração antes do prazo, determinada pelo membro do Governo responsável pela área de energia, por sua iniciativa ou mediante solicitação do operador da RNT, da DGEG ou da ERSE.

Sem prejuízo do referido no parágrafo anterior, o PDIRT-E deverá ser objeto de atualização nos anos ímpares, devendo o operador da RNT apresentar à DGEG e à ERSE a respetiva proposta de atualização, sendo que esta deve dispor somente sobre o horizonte temporal do PDIRT-E a que diz respeito. A proposta de atualização do PDIRT-E segue procedimento semelhante ao da proposta que lhe dá origem, sendo a mesma aprovada mediante despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, não carecendo assim de discussão em Assembleia da República.

O PDIRT-E para o período 2022 a 2031 (PDIRT-E 2021^{10,11}), é o último exercício de planeamento da RNT aprovado pelo membro do Governo responsável pela área da energia¹². O montante de investimento total proposto no PDIRT-E 2021 foi de aproximadamente 831 milhões de euros, dividindo-se em 392 milhões de euros para o primeiro quinquénio (2022-2026) e 439 milhões de euros para o segundo quinquénio (2027-2031).

Para a seleção destes investimentos o operador da RNT definiu um conjunto de critérios, nomeadamente:

- **Segurança de abastecimento:** garantir a alimentação dos consumos em conformidade com os requisitos de continuidade e de qualidade de serviço regularmente estabelecidos;
- **Modernização, fiabilidade da rede, segurança de pessoas e bens, qualidade de serviço e eficiência operacional:** manter a integridade e operacionalidade dos ativos da RNT;
- **Promoção da concorrência:** assegurar o bom funcionamento das redes interligadas, de forma a criar condições para a competitividade em ambiente de mercado;
- **CrITÉRIOS TÉCNICOS DE DIMENSIONAMENTO DAS INFRAESTRUTURAS:** adotar as melhores práticas e técnicas internacionais, nomeadamente ao nível das normas de segurança de pessoas e bens, dos critérios de adequação técnica de equipamentos e da aplicação de soluções eficazes e eficientes para a correta operação da rede, tendo também em consideração um racional técnico-económico de suporte às decisões.

À semelhança do ocorrido em exercícios anteriores, o operador da RNT, na sua proposta de PDIRT-E 2021, classificou os projetos de investimento selecionados em função do controlo que considerou ter sobre as variáveis que justificavam a necessidade dos mesmos. Nesse sentido, classificou os projetos como Projetos Base ou Projetos Complementares.

¹⁰ <https://www.erse.pt/media/nx3ittiy/pdirt-2022-2031-mar%C3%A7o-2021-relat%C3%B3rio-final.pdf>

¹¹ <https://www.erse.pt/media/kdgjy4jl/pdirt-2022-2031-mar%C3%A7o-2021-anexos.pdf>

¹² O operador da RNT submeteu à ERSE e à DGEG, a 2 de dezembro, a proposta do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte para o período 2025-2034 (PDIRT-E 2024) estando a ser seguido o procedimento estabelecido na legislação para a sua aprovação pelo concedente.

Nos Projetos Base, incluiu aqueles projetos que considerou serem essenciais para que pudesse continuar a garantir a segurança e operacionalidade das instalações da RNT em serviço. Incluiu igualmente os projetos decorrentes de compromissos já acordados com o Operador da Rede de Distribuição (ORD) relativamente ao reforço da alimentação. Estes Projetos Base foram agregados nas seguintes categorias:

- Remodelações, por obsolescência de instalações da RNT;
- Reforços para manutenção da segurança de abastecimento e garantia da continuidade e qualidade de serviço dos atuais pontos de entrega ao operador da RND;
- Compromissos assumidos com o operador da RND para criação de novos pontos de entrega, em coordenação com projetos apresentados nas propostas de PDIRD-E;
- Projetos no âmbito da Gestão Global do Sistema, associados à rede de telecomunicações de segurança e Centro de Despacho Nacional;
- Projetos de reforço de rede para dar resposta a necessidades adicionais de capacidade de ligação.

Os Projetos Complementares dizem respeito a projetos que, na ótica do operador da RNT, são mobilizados por fatores com decisão externa, nomeadamente os de política energética e de promoção da sustentabilidade socio-ambiental, relativamente aos quais o operador da RNT apresenta soluções à luz de critérios regulamentares e do enquadramento legislativo em vigor. Estes Projetos Complementares foram organizados de acordo com os seguintes indutores de investimento:

- Integração de mercados e concorrência (reforço da capacidade de interligação com Espanha e integração de centrais do Plano Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico);
- Ligação a polos de consumo (novas alimentações em MAT);
- Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar e eólico;
- Sustentabilidade (alterações da RNT na região do Alto Douro Vinhateiro e em zonas urbanas de elevada densidade).

Tendo em conta os objetivos estabelecidos e o conjunto de Projetos Base e Projetos Complementares propostos, o ORT apresentou na sua proposta de PDIRT-E 2021 a evolução esperada para a RNT até 2031.

Assim, ao nível do número de subestações, postos de corte e postos de seccionamento prevê-se um aumento de 86 para 95 instalações, sendo este verificado principalmente ao nível dos 400 kV. Em termos de potência de transformação e autotransformação verifica-se um aumento de 3 610 MVA (9,2%).

No que diz respeito à extensão de rede prevê-se, uma alteração mais notória, com um aumento de 26% na extensão total de rede. Este acréscimo verifica-se principalmente ao nível da rede de 400 kV que aumenta de 3 051 km em 2021 para 5 258 km em 2031 (72%). O quadro abaixo resume a situação prevista para 2031 dos principais elementos que constituem a RNT, caso se concretizem os investimentos propostos no PDIRT-E 2021, em comparação com o verificado a 31/12/2021:

Quadro 2-8 – Principais elementos RNT – Comparação entre a situação em 2021 e a previsão para 2031

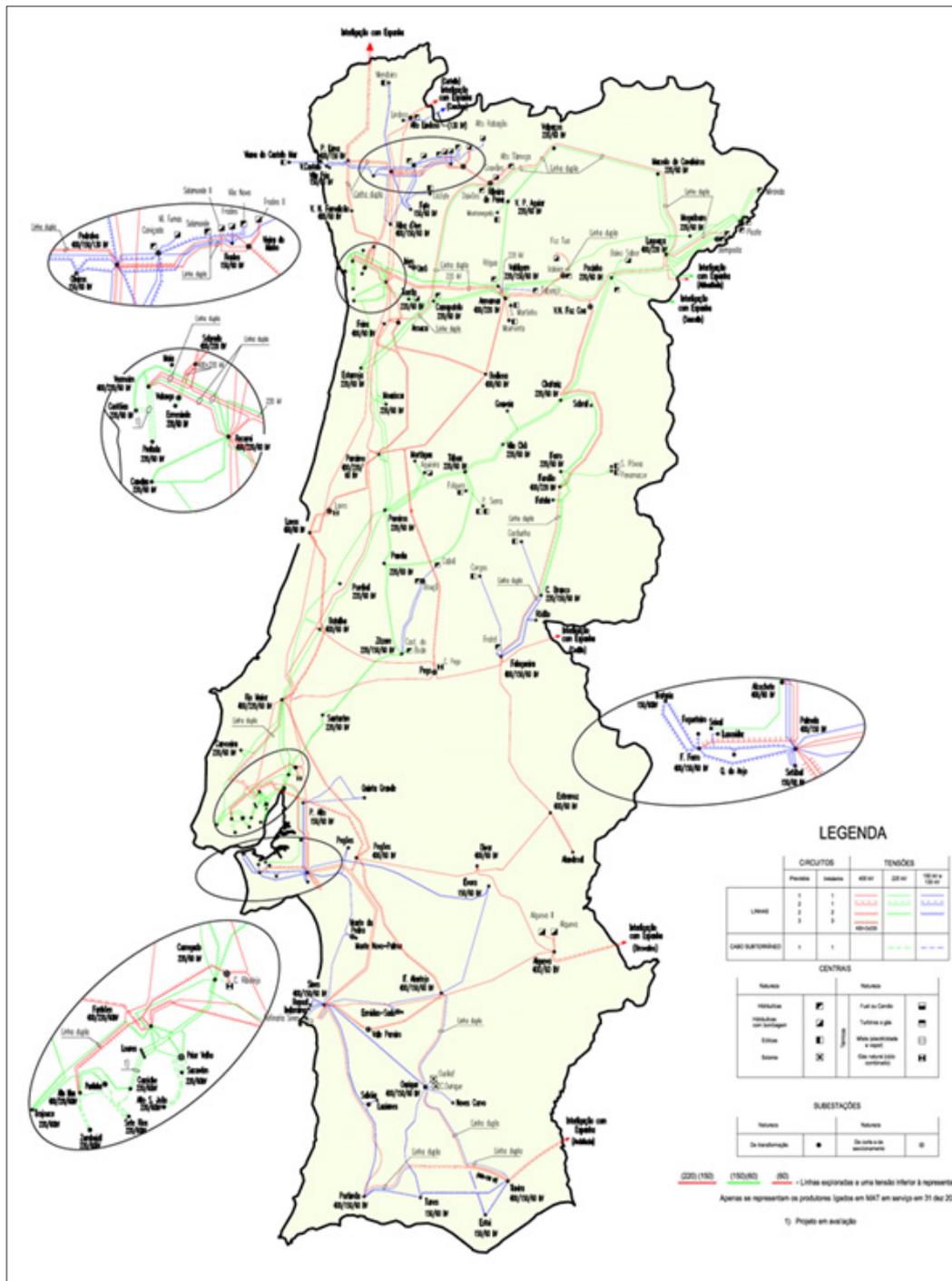
Subestações, Postos de Corte e Postos de Seccionamento	2021	2031
Subestações, Postos de Corte e Postos de Seccionamento	86	95
Potência de Transformação e Autotransformação	2021	2031
Autotransformação (MAT/MAT) [MVA]	14920	16270
Autotransformação (MAT/AT) [MVA]	23981	26241
Autotransformação (MAT/MT) [MVA]	320	320
Rede [km]	2021	2031
400 KV	3051	5258
220 KV	3848	3978
150 KV	2449	2583

Fonte: REN (documento de caracterização da RNT a 31/12/2021 e proposta de PDIRT-E 2021).

No que diz respeito à capacidade de receção de nova produção, a REN refere que, devido ao elevado grau de incerteza associado ao acréscimo de capacidade de receção para os projetos previstos para o segundo quinquénio do plano, não foi possível, na altura de elaboração do PDIRT-E 2021, prever a efetiva capacidade de receção de nova produção em 2031.

A figura seguinte apresenta o mapa previsto da RNT em 2031, caso se concretizem os projetos propostos no PDIRT-E 2021:

Figura 2-20 – Mapa da Rede Nacional de Transporte (previsão para 2031)



Fonte: REN (proposta de PDIRT-E 2021)

2.2.2 Rede Nacional de Distribuição

Ao nível da RND, o principal instrumento de planeamento é o Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição (PDIRD-E). O PDIRD-E é um plano quinquenal do desenvolvimento e investimento na RND, elaborado pelo ORD, que deve incluir a identificação das novas infraestruturas a construir, remodelar ou modernizar, os respetivos investimentos necessários e a calendarização para a concretização destes projetos. Na sua elaboração, o ORD deve ter em consideração as exigências técnicas e regulamentares, resultantes do Regulamento de Operação das Redes e do Regulamento da Qualidade de Serviço, e garantir a coordenação com o planeamento da RNT e com o planeamento das redes de distribuição em BT. Na articulação com o planeamento das redes de distribuição em BT, destaca-se a importância da necessidade de resposta às solicitações de reforço de capacidade de entrega formuladas pelos concessionários das redes BT, devidamente articuladas com os concedentes, assim como dos reforços de capacidade necessários para dar resposta às licenças de produção atribuídas e a outros pedidos de ligação à rede de centros eletroprodutores.

O Decreto-Lei n.º 15/2022 define também, nos seus artigos 128.º a 131.º, o procedimento de elaboração do PDIRD-E. Este procedimento é em tudo semelhante ao descrito no ponto anterior para o plano de investimento na RNT, com as devidas adaptações. As principais diferenças entre os dois processos prendem-se com o período de abrangência do plano, sendo o PDIRD-E um plano quinquenal e não decenal, e com o facto das propostas de atualização serem apresentadas nos anos pares.

O PDIRD-E para o período 2021 a 2025 (PDIRD-E 2020), é o último exercício de planeamento da RND aprovado pelo membro do Governo responsável pela área da energia. Após uma proposta inicial, alvo de Parecer da ERSE, o operador da RND apresentou uma proposta final de PDIRD-E 2020¹³, cujo montante total de investimento proposto para o período de abrangência do plano ascendia a aproximadamente 889 milhões de euros¹⁴.

¹³ <https://www.e-redes.pt/sites/eredes/files/2022-07/PDIRD-E%202020%20proposta%20final.pdf>

¹⁴ O operador da RND submeteu à ERSE e à DGEG, a 15 de outubro, a proposta do Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade para o período 2026-2030 (PDIRD-E 2024) estando a ser seguido o procedimento estabelecido na legislação para a sua aprovação pelo concedente.

De acordo com o operador da RND, o objetivo final dos projetos de investimento contemplados no PDIRD-E 2020 é assegurar a alimentação das cargas e a ligação de produtores, de forma a garantir a satisfação dos consumos previstos em condições técnicas adequadas e cumprindo as exigências regulamentares, nomeadamente em termos de qualidade de serviço técnica. Com o conjunto de projetos incluídos no PDIRD-E 2020, o operador da RND, pretende ainda garantir simultaneamente o aumento da eficiência da rede e a utilização criteriosa dos recursos disponíveis, tendo em consideração as boas práticas ambientais.

Nesse sentido, o operador da RND enquadrou os investimentos incluídos no PDIRD-E 2020 em três fatores-chave, que suportam os objetivos estratégicos do mesmo:

- **Transição Energética e Expansão de Rede:** atendendo aos objetivos de política energética nacional (nomeadamente aqueles definidos no Plano Nacional Energia e Clima – PNEC 2030 e no Roteiro para a Neutralidade Carbónica – RNC 2050) e às diretrizes europeias aplicáveis, com o PDIRD-E 2020, o operador da RND pretende preparar a RND para o aumento da geração distribuída baseada em tecnologia renovável e para a necessidade de novos serviços relacionados com a gestão da procura e com a promoção da eficiência no consumo;
- **Controlo da Rede e Novos Serviços:** tendo em conta os novos desafios de operação da RND, o operador da RND considerou necessário um investimento que garanta um maior grau de digitalização e automação, assim como uma maior capacidade de processamento e análise de grandes volumes de dados, que permitam gerir de forma eficiente a maior complexidade que prevê para a sua rede no futuro;
- **Resiliência da Rede:** O operador da RND manteve a aposta na qualidade de serviço da mesma e na redução das assimetrias entre zonas. A diminuição da vulnerabilidade da infraestrutura digital e de comunicações e a necessidade de renovação e reabilitação de ativos, como forma de prevenir falhas no funcionamento da rede, foram também consideradas fundamentais para a garantia da resiliência da rede.

A estratégia de desenvolvimento de rede definida para o PDIRD-E 2020 teve ainda por base a consideração de diferentes Vetores Estratégicos de Investimento que agregam os vários projetos que contribuem para os mesmos objetivos, nomeadamente: Segurança de Abastecimento, Qualidade de Serviço Técnica, Eficiência da Rede, Eficiência Operacional e Acesso a Novos Serviços.

Na ótica do operador da RND, o vetor estratégico de investimento “Segurança de Abastecimento” assegura a entrega e receção de energia elétrica, de acordo com padrões regulamentares e de segurança, tendo em conta as solicitações formuladas por futuros produtores e consumidores que se pretendam ligar fisicamente à RND. Em causa está ainda a garantia da segurança da alimentação de consumidores já ligados diretamente às redes de distribuição em AT e MT, bem como a alimentação de redes de distribuição em BT, e a receção de energia de produtores ligados às redes de distribuição, designadamente a partir de fontes renováveis.

O investimento no vetor “Qualidade de Serviço Técnica” (QST) é orientado para melhorar os níveis globais de qualidade de serviço da RND, através não só da redução das assimetrias existentes entre regiões, melhorando as zonas de pior qualidade de serviço, mas também procurando manter controlado o risco de degradação das zonas melhor servidas, atenuando-se desta forma as assimetrias existentes. Além disso, o operador da RND procurou selecionar os projetos de investimento que permitissem garantir o cumprimento dos objetivos de QST da RND, os quais satisfazem as exigências do Regulamento de Qualidade de Serviço.

O vetor “Eficiência da Rede” inclui projetos que contribuam para reduzir/manter o nível de perdas técnicas em valores adequados. Os principais investimentos propostos incidem principalmente na duplicação de saídas de subestações com maior utilização, estabelecimento de novas subestações nas zonas de maior concentração de carga e recuperação de redes de secção reduzida.

No vetor “Eficiência Operacional”, o operador da RND incluiu projetos que potenciam a redução de custos operacionais. Estão abrangidos, entre outros, projetos de renovação de ativos e de melhoria do nível de automação das redes, com o objetivo de criar condições para que os vários elementos de rede possam comunicar entre si e, deste modo, atuar na rede, minimizando o número e a duração de incidentes, reduzindo a necessidade de intervenções nas redes e respetivos custos de operação.

Finalmente, com os investimentos previstos no vetor “Acesso a Novos Serviços” o operador da RND pretende desenvolver condições de rede que permitam aos utilizadores da RND o acesso a novos serviços de rede, facilitando a sua participação de forma ativa no desenvolvimento da mesma. Para tal, este vetor inclui, entre outros, projetos de instalação de dispositivos inteligentes de monitorização e controlo da rede bem como sistemas de gestão, com o intuito de obter mais e melhor informação sobre o estado da rede, efetuar processamento e exercer ações de controlo locais.

Com a concretização dos investimentos propostos no PDIRD-E 2020, o operador da RND prevê alterações à composição da sua rede.

O número total de subestações irá aumentar para 437 instalações. Neste âmbito o previsível aumento do número de subestações AT/MT será contrariado pela tendência para a desativação das subestações MT/MT que, segundo o operador da RND, se deve a razões de melhoria da QST e da eficiência da rede, levando assim apenas a um aumento ligeiro em comparação com 2021. Ao nível da potência instalada prevê-se um aumento de 177 MVA (1%).

Ao nível da extensão da rede, prevê-se apenas um ligeiro aumento da extensão total de rede AT para 9 617 km (0,1%). No entanto, a percentagem de rede subterrânea no total da rede AT irá aumentar de 5,8% para 6,2%.

Relativamente à rede MT, o operador da RND não incluiu no seu PDIRD-E 2020 qualquer previsão para a evolução até 2025 devido à indefinição da localização das novas subestações AT/MT previstas no plano e à existência de pequenos projetos e iniciativas de terceiros, ainda não totalmente definidas aquando da realização do plano, que não permitem projetar a rede com rigor.

O quadro abaixo resume a situação prevista para 2025 dos principais elementos que constituem a RND, caso se concretizem os investimentos propostos no PDIRD-E 2020, em comparação com o verificado a 31/12/2021:

Quadro 2-9 - Principais elementos RND – Comparação entre a situação em 2021 e a previsão para 2025

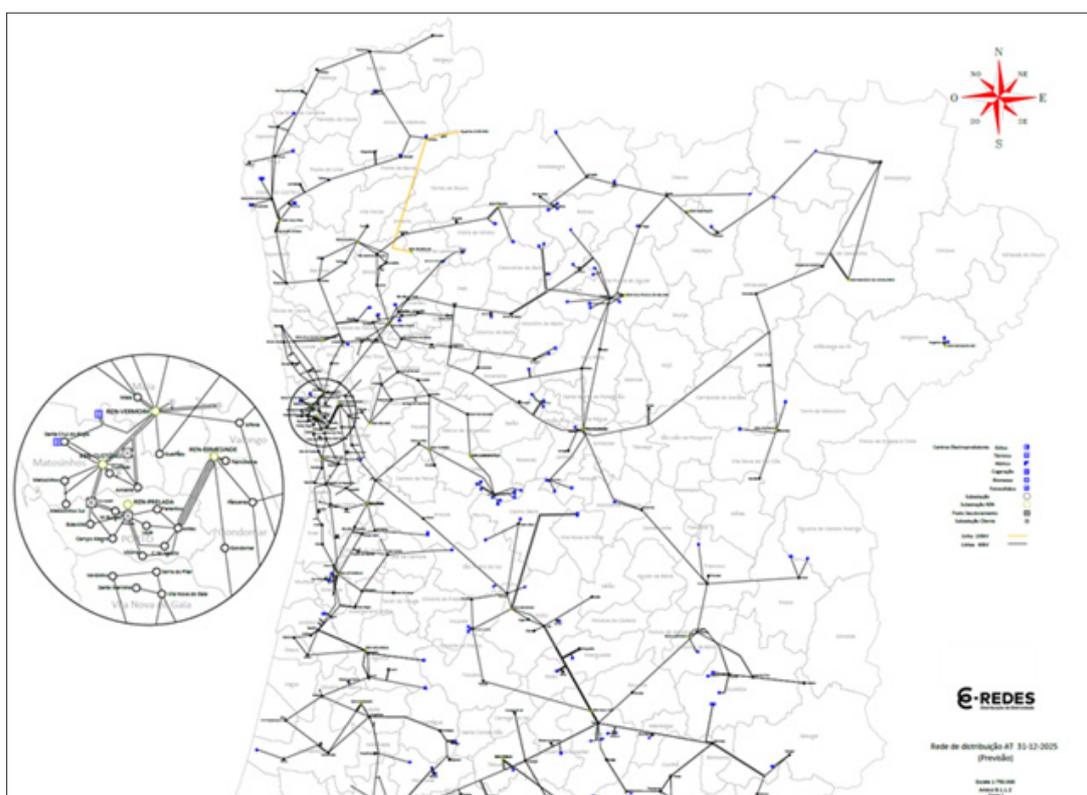
Subestações	2021	2025
N.º de subestações	434	437
Potência instalada [MVA]	17729	17906
Rede [km]	2021	2025
Aérea		
AT (60/130 kV)	9045	9016
Cabos subterrâneos/submersos		
AT (60/130 kV)	562	601

Fonte: E-Redes (documento de caracterização da RND a 31/12/2021 e proposta de PDIRD-E 2020).

Com a conclusão dos projetos previstos no PDIRD-E 2020, o operador da RND prevê o aumento da capacidade de recepção de nova produção na RND para 7 608 MVA em comparação com os 6 146 MVA disponíveis em 2021. Relembra, no entanto, que a existência de capacidade de recepção na RND não representa condição suficiente para a ligação de nova produção à Rede Elétrica de Serviço Público, sendo a mesma condicionada pela capacidade de recepção da RNT a montante.

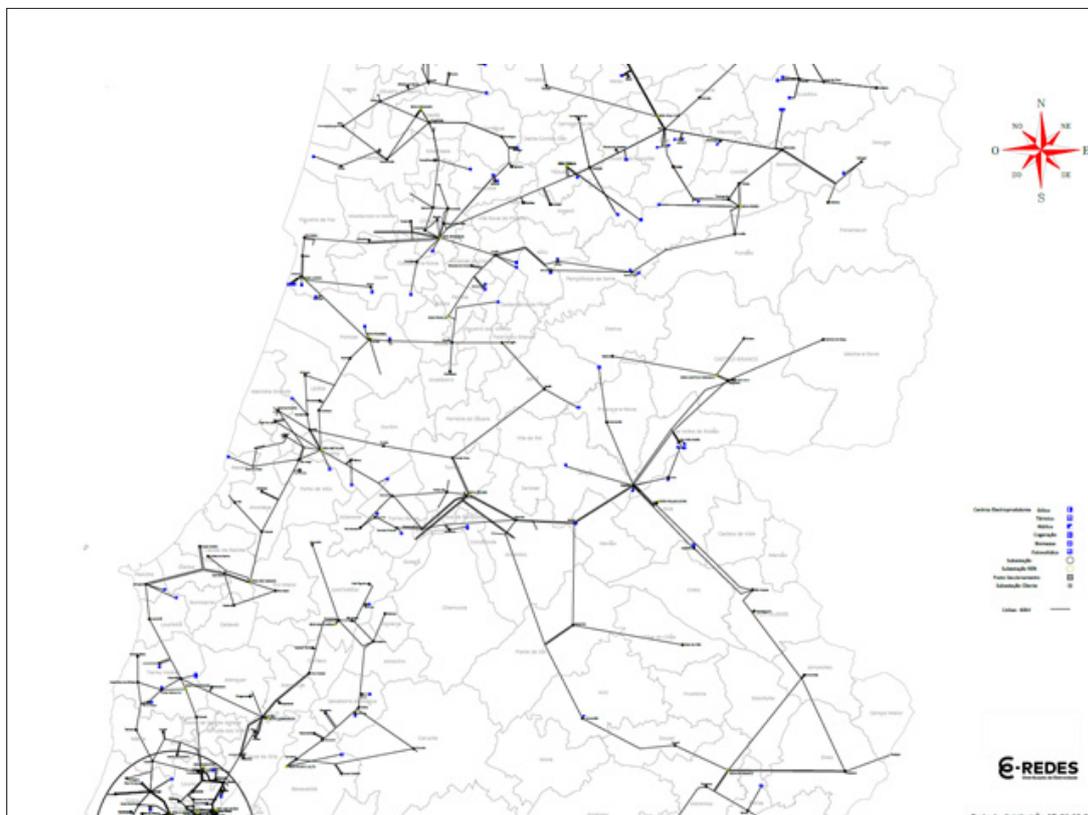
As figuras seguintes apresentam o mapa da rede de distribuição AT e subestações AT/MT previstas para 2025, caso se concretizem os projetos propostos no PDIRD-E 2020:

Figura 2-21 – Mapa da rede de distribuição AT e subestações AT/MT (previsão 2025) – zona 1



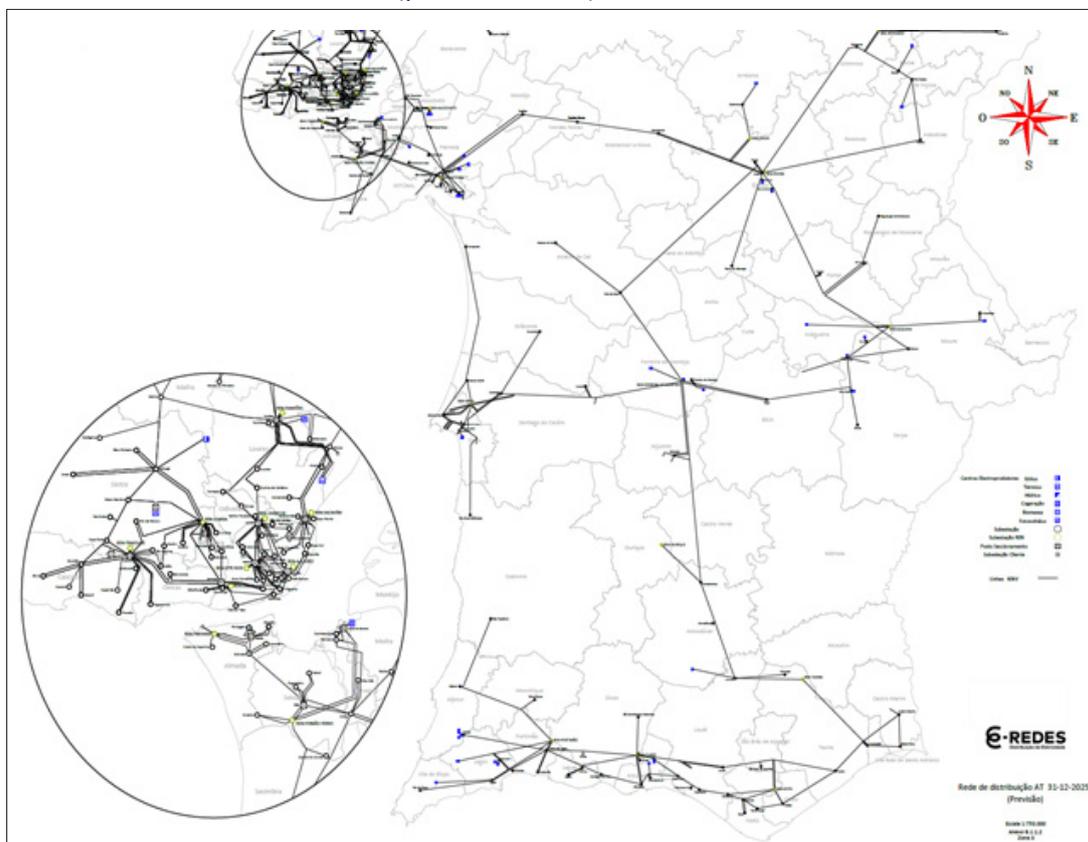
Fonte: E-Redes (proposta de PDIRD-E 2020)

Figura 2-22 – Mapa da rede de distribuição AT e subestações AT/MT (previsão 2025) – zona 2



Fonte: E-Redes (proposta de PDIRD-E 2020)

Figura 2-23 – Mapa da rede de distribuição AT e subestações AT/MT (previsão 2025) – zona 3



Fonte: E-Redes (proposta de PDIRD-E 2020)

2.2.3 Rede de Transporte e Distribuição da Região Autónoma da Madeira

O processo de planeamento das redes elétricas das Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores está definido no Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações¹⁵ (RARI) que tem por objeto estabelecer as disposições relativas às condições segundo as quais se processa o acesso às redes e às interligações.

Nos termos do n.º 14 do Artigo 25.º do RARI, na sua redação atual aprovada pelo Regulamento nº 620/2017, de 18 de dezembro, a cada 3 anos, os operadores das redes elétricas de cada uma das Regiões Autónomas, Açores e Madeira, e no ano anterior ao início do período regulatório, devem apresentar um documento único relativo aos projetos de investimento que pretendem realizar nos 3 anos seguintes nas respetivas redes de transporte e de distribuição, para aprovação da ERSE. Entretanto, foi publicado um novo RARI, aprovado pelo Regulamento 818/2023, de 27 de julho, atualizando a periodicidade de envio de 3 para 4 anos, em linha com a duração do período regulatório.

¹⁵<https://www.erse.pt/atividade/regulamentos-eletricidade/acesso-as-redes-e-as-interligacoes/>

Nesse enquadramento, a EEM, enquanto operador das redes de transporte e distribuição de eletricidade da Região Autónoma da Madeira (RAM), apresentou à ERSE, em junho de 2021, o mais recente exercício de planeamento para as suas redes, nomeadamente, o Plano de Desenvolvimento e de Investimento na Rede de Transporte e Distribuição em AT e MT da RAM para o período 2022 a 2024¹⁶ (PDIRTD-RAM 2021), cujo montante total de investimento proposto para o período de abrangência do plano ascendia a 65,1 milhões de euros.

Na elaboração do PDIRTD-RAM 2021, a EEM focou-se na identificação e justificação de necessidades de desenvolvimento e modernização das redes AT e MT, tendo como base um conjunto de objetivos estratégicos, entre os quais se destacam:

- A garantia de satisfação por parte das redes, em condições técnicas adequadas e de acordo com as exigências regulamentares, das necessidades das instalações a elas ligadas, ou que a elas se pretendem ligar, com o intuito de aumentar a eficiência das redes e garantir níveis adequados de qualidade de serviço e segurança;
- A garantia de existência de capacidade de receção para o expectável aumento de produção de energia a partir de fontes renováveis, de acordo com as orientações de política energética regional;
- A melhoria da eficiência operacional, ao nível das atividades desenvolvidas enquanto concessionária das redes de transporte e distribuição da RAM;
- A garantia de um nível adequado de perdas na rede.

Para dar resposta a estes desafios, o operador das redes elétricas da RAM estabeleceu quatro principais eixos estratégicos de investimento: Segurança de Abastecimento, Qualidade de Serviço Técnica, Eficiência da Rede e Eficiência Operacional.

No que diz respeito à “Segurança de Abastecimento”, a EEM refere que o plano proposto procurou assegurar o abastecimento de todos os clientes, em respeito pelos padrões de segurança definidos a nível regulamentar nos diferentes níveis de tensão, e tendo em consideração as diversas solicitações à rede, tanto de consumidores como de produtores.

¹⁶ <https://www.erse.pt/atividade/consultas-publicas/>

Os investimentos que mais contribuem para este eixo são aqueles associados à renovação/remodelação de ativos degradados, por um lado, e os investimentos associados à evolução do sistema eletroprodutor que impliquem o reforço da rede de transporte e a adaptação de instalações associadas, por outro.

Quanto ao eixo “Qualidade de Serviço Técnica”, os objetivos visam principalmente satisfazer as exigências previstas no Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS). Neste âmbito, a EEM destacou os seguintes tipos de investimento: renovação/remodelação de ativos degradados, garantia N-1 (particularmente nas zonas de qualidade de serviço A e B), monitorização e telecomando da rede MT e automação de subestações e modernização de sistemas de proteção, comando e controlo.

Ao nível da “Eficiência da Rede”, com os investimentos propostos no PDIRTD-RAM 2021 a EEM procura principalmente garantir uma melhoria gradual das perdas técnicas na rede AT/MT da RAM, tentando contrariar os efeitos do aumento do consumo e do facto da produção distribuída estar distante dos principais centros de consumo. Segundo a EEM, os projetos que mais contribuem para a eficiência da rede são aqueles relacionados com a construção de novos ativos, a remodelação de troços de rede com maior carga e a substituição de ativos degradados e em fim de vida útil.

No âmbito da “Eficiência Operacional”, incluem-se investimentos relacionados com os sistemas de automação, monitorização e telecomando que são considerados fundamentais para uma melhor utilização dos recursos.

Na sua proposta de PDIRTD-RAM 2021, a EEM apresenta alguma informação sobre os diversos projetos propostos, no entanto esta informação não permite traçar a evolução prevista para os principais elementos de rede, até ao final do período do plano, caso estes se concretizem.

2.2.4 Rede de Transporte e Distribuição da Região Autónoma dos Açores

Como referido anteriormente, o processo de planeamento das redes de transporte e distribuição da Região Autónoma dos Açores (RAA) é estabelecido pelo n.º 14 do artigo 25.º do RARI. Entretanto, foi publicado um novo RARI, aprovado pelo Regulamento 818/2023, de 27 de julho, atualizando a periodicidade de envio de 3 para 4 anos, em linha com a duração do período regulatório.

Nesse enquadramento, a EDA, enquanto operador das redes de transporte e distribuição de eletricidade da RAA, apresentou à ERSE, em junho de 2021, o mais recente exercício de planeamento para as suas redes, nomeadamente o Plano de Desenvolvimento e de Investimento das Redes de Transporte e de Distribuição em Alta e Média Tensão da RAA para o período 2022 a 2024¹⁷ (PDRTD-RAA 2021), cujo montante total de investimento proposto para o período de abrangência do plano ascendia a 38,1 milhões de euros.

Segundo a EDA, as principais motivações que suportaram os objetivos estratégicos do PDRTD-RAA 2021 foram a melhoria da qualidade de serviço, o reforço da resiliência da rede e a renovação de ativos. A EDA destacou os seguintes objetivos estratégicos considerados na elaboração do PDRTD-RAA 2021:

- Melhoria da qualidade de serviço técnica prestada aos clientes;
- Aumento da resiliência das redes face a eventos fortuitos;
- Incremento da capacidade de receção de produção renovável;
- Melhoria da eficiência operacional da atividade de condução das redes;
- Renovação de ativos degradados ou obsoletos.

Para dar resposta a estes desafios, o operador das redes elétricas da RAA estabeleceu quatro principais vetores estratégicos de investimento: Segurança de Abastecimento, Qualidade de Serviço Técnica, Eficiência Energética e Eficiência Operacional.

Segundo a EDA, o vetor “Segurança de Abastecimento”, procura assegurar, em todas as ilhas da RAA, que a receção e entrega de energia elétrica é efetuada em conformidade com os padrões regulamentares e de segurança, em todos os níveis de tensão. A este vetor estão associados os investimentos relacionados com a ligação de novos centros produtores e de novos clientes à rede pública, assim como investimentos cujo objetivo é evitar a indisponibilidade total ou parcial de equipamentos que possa provocar, direta ou indiretamente, a falha de abastecimento de energia elétrica a clientes ou a suspensão de injeção de energia por parte de produtores.

No que diz respeito ao vetor “Qualidade de Serviço Técnica”, com os investimentos propostos no PDRTD-RAA 2021, a EDA procura melhorar a continuidade de serviço e a qualidade de onda de tensão, ao garantir a redução de assimetrias entre ilhas ou localidades. Segundo a EDA, a maioria dos investimentos propostos irá contribuir para este vetor estratégico, nomeadamente, aqueles que preveem a melhoria da qualidade de serviço, o desenvolvimento das redes, a automação e telecomando da rede e a renovação e reabilitação de ativos.

¹⁷ <https://www.erse.pt/atividade/consultas-publicas/>

Com o vetor “Eficiência Energética”, a EDA procura reduzir os níveis de perdas técnicas nas redes de transporte e distribuição. De acordo com a proposta de PDIRTD-RAA 2021, os investimentos que mais contribuem para este vetor são os que preveem o desenvolvimento das redes ou a renovação de ativos.

No âmbito do vetor “Eficiência Operacional”, o objetivo expresso na proposta é o melhoramento das condições de operação das redes de transporte e distribuição, com vista a um aumento da sua eficiência. Refere a proposta que o aumento do número de infraestruturas e equipamentos ao nível das redes, assim como do número de participantes ativos nas redes, tem provocado também um aumento da exigência ao nível da sua gestão, tornando-se necessária uma evolução das mesmas, com o intuito de obter um maior controlo e eficiência na sua operação. Os investimentos que mais contribuem para este vetor são os relacionados com a modernização de sistemas de supervisão e operação assim como aqueles que estão relacionados com a reabilitação ou introdução de automação e telecomando das redes MT.

Com a concretização dos investimentos propostos no PDIRTD-RAA 2021, o operador da RND prevê algumas alterações à composição da sua rede.

Ao nível das subestações, a EDA prevê um total de 24 instalações em 2024. Apesar deste número se manter inalterado em relação a 2021, o PDIRTD-RAA 2021 prevê a construção de uma nova subestação 60/30 kV na ilha de São Miguel e 2 novas subestações de 30/15 kV na ilha de São Jorge. Por outro lado, prevê-se que no final de 2024 deixem de existir subestações de 30/10 kV na ilha de São Miguel (e em toda a Região). Resultado destas alterações prevê-se um aumento de 32 MVA (11%) de potência instalada.

No que diz respeito à extensão de rede, com a concretização dos projetos previstos no PDIRTD-RAA 2021, a EDA espera um aumento de 102 km (5%) no total das suas redes elétricas. A percentagem de rede subterrânea no total da extensão de rede da região aumenta de 26,6% em 2021 para 27,7% em 2024, sendo este aumento apenas verificado na rede MT.

O quadro abaixo resume a situação prevista para 2024 dos principais elementos que constituem as redes elétricas da RAA, caso se concretizem os investimentos propostos no PDIRTD-RAA 2021, em comparação com o verificado a 31/12/2021:

Quadro 2-10 – Principais elementos das redes elétricas da RAA – Comparação entre a situação em 2021 e a previsão para 2024

Subestações	2021	2024
N.º de subestações	24	247
Potência instalada [MVA]	299	331
Rede [km]		
Aérea	1 525	1 575
AT (60 kV)	96	115
MT (10/15/30 kV)	1 429	1 460
Cabos subterrâneos	553	605
AT (60 kV)	0,03	0,03
MT (10/15/30kV)	533	605

Fonte: EDA (documento de caracterização das redes elétricas da RAA a 31/12/2021 e proposta de PDIRTD-RAA 2021).

2.3 INSTRUMENTOS DE REGULAÇÃO

O funcionamento eficiente e transparente do setor elétrico obriga a que as redes sejam objeto de regulação económica por parte de um regulador setorial independente, a ERSE.

Neste subcapítulo enquadra-se esta questão e os grandes instrumentos de regulação utilizados, designadamente a fixação de proveitos permitidos e de tarifas reguladas. Alguns dos temas, de incidência tarifária, serão desenvolvidos autonomamente em subcapítulos subsequentes, sem prejuízo de se apresentarem na secção 2.3.2 alguns dos conceitos adotados na regulação económica dos operadores de redes. O tema do *unbundling* de propriedade do operador de rede transporte e o controlo dos respetivos instrumentos de certificação são abordados na secção 2.3.3.

As auditorias e ações de fiscalização são um dos instrumentos de regulação que têm vindo a ganhar mais relevância no período abarcado pelo presente Atlas. Estas têm não só potencial incidência tarifária, mas também importância para efeitos de aplicação dos poderes sancionatórios da ERSE. Este instrumento, no que às redes de transporte e distribuição de energia elétrica diz respeito, é abordado na secção 2.3.4.

2.3.1 As Redes de Energia Elétrica enquanto Monopólios Naturais

As características específicas de algumas atividades da cadeia de valor do setor elétrico, em particular o transporte e a distribuição de energia elétrica, em que cada consumidor está diretamente interligado com o fornecedor e onde as infraestruturas têm de assegurar o abastecimento imediato, sem falha e com um nível de qualidade de serviço elevado da energia elétrica, obrigam à realização de investimentos prévios avultados, gerando grandes economias de escala. Deste modo, o custo médio dessas atividades, isto é, o custo por unidade de energia transportada ou distribuída, diminui com o acréscimo das quantidades vendidas.

Nesta circunstância, é menos custoso que o transporte e a distribuição de energia elétrica sejam efetuados numa dada área geográfica por uma só empresa do que por duas ou mais¹⁸, pelo que estas atividades são consideradas monopólios naturais.

Contudo, esta organização das atividades de rede do setor elétrico encerra os problemas da existência de um monopólio, em que o poder de mercado¹⁹ permite um aumento e discriminação de preços e a deterioração da qualidade dos serviços prestados devido à ausência de concorrência, levando ao surgimento de ineficiências na alocação dos recursos entre atividades reguladas e não reguladas.

Assim, uma das vertentes da regulação económica independente aplicada ao setor elétrico é impedir as consequências potencialmente negativas decorrentes da existência desses monopólios. Deste modo, através do acesso às redes reguladas e da aplicação de metodologias para a determinação dos proveitos permitidos²⁰ e das tarifas das atividades reguladas, a regulação económica pretende: (i) refletir nos consumidores um nível de custos eficiente, através da simulação de um ambiente competitivo para as atividades reguladas, (ii) remunerar adequadamente as atividades reguladas ou, por outras palavras, permitir que a empresa obtenha lucro suficiente que garanta o seu equilíbrio económico-financeiro a médio prazo, (iii) garantir que o serviço providenciado pelas atividades reguladas respeite um nível de qualidade adequado e (iv) criar condições para a inovação tecnológica nas atividades reguladas e prepará-las para os desafios futuros.

¹⁸ A função custo da indústria é subaditiva.

¹⁹ Corresponde à capacidade de uma empresa poder aumentar o preço de venda do seu produto acima do seu custo marginal de produção, sem que a diminuição das suas vendas, que daí possa decorrer, torne o aumento do preço não lucrativo. Numa perspetiva mais lata, corresponde à capacidade de a empresa manter condições da prestação de serviço que não se poderiam verificar numa situação competitiva, tanto ao nível dos preços, como na qualidade de serviço técnica e comercial ou, para um horizonte temporal mais alargado, em termos de inovação.

²⁰ Rendimentos e ganhos que, no quadro regulamentar, são atribuídos à empresa responsável por uma determinada atividade regulada, em contrapartida do desenvolvimento da atividade em causa, os quais são recuperados por aplicação das tarifas reguladas.

Para além do caso dos monopólios naturais existentes nas atividades de rede, a regulação tem-se aplicado no setor energético português por outros motivos, nomeadamente para assegurar: (i) a eficiência económica em atividades estratégicas, tendencialmente muito concentradas, que são essenciais para a implementação da política energética e para a segurança do abastecimento, (ii) o fornecimento eficiente de serviços essenciais ou socialmente impactantes, permitindo a proteção dos consumidores, nomeadamente os mais vulneráveis e (iii) a aplicação de regras transparentes e coerentes, nomeadamente as definidas a nível europeu, tendentes à criação do mercado interno de energia.

2.3.2 Regulação Económica dos Operadores de Redes

A atuação da regulação económica deverá criar um contexto de atuação para as atividades reguladas que simule um ambiente competitivo em mercado, de forma a ultrapassar as ineficiências que justificaram a necessidade de regulação (em especial a necessidade de definição de custos eficientes e de melhoria da qualidade de serviço em monopólios naturais). Este eixo de atuação da regulação económica produz efeitos nas empresas reguladas e no conjunto dos consumidores, devido aos impactos que tem nos proveitos permitidos das empresas que são pagos globalmente pelos consumidores.

Numa perspetiva diferente, importa também garantir que os preços pagos pelos consumidores refletem a estrutura dos custos que geram no sistema elétrico, dando os sinais económicos adequados aos consumidores para que possam modular o seu comportamento para minimizar os custos do sistema. Este eixo de atuação da regulação produz efeitos nos consumidores e de forma diferenciada entre eles, tendo presente que os sinais preço, ao refletirem os custos do sistema elétrico, serão interpretados por cada consumidor em função do seu perfil de consumo

2.3.2.1 Fixação de Proveitos Permitidos e de Tarifas

Através dos seus estatutos, a ERSE dispõe de competências regulamentares, que lhe permite elaborar e aprovar os regulamentos necessários ao desempenho das suas atribuições face ao quadro legal existente, e de competências de regulação e supervisão, que lhe permitem estabelecer os proveitos permitidos das atividades sujeitas à sua regulação e as tarifas e preços a aplicar para que as empresas obtenham estes proveitos. Fazendo uso destas competências, a atuação da ERSE para a fixação dos proveitos permitidos e das tarifas pode ser subdividida em dois momentos de intervenção distintos.

Num primeiro momento, são definidas as metodologias de regulação, que normalmente implicam reformulações regulamentares sujeitas a consulta pública, e os parâmetros de regulação, que permitem a aplicação prática das metodologias em cada ano do período de regulação, cujos valores e respetiva fundamentação são previamente sujeitos a parecer do Conselho Tarifário. O Conselho Tarifário é o órgão consultivo específico para as matérias relativas a proveitos, tarifas e preços, competindo-lhe emitir parecer (não vinculativo) sobre a aprovação e revisão do regulamento tarifário e sobre a fixação de tarifas e preços.

As metodologias e os parâmetros de regulação, são estabelecidos para um período de regulação, que corresponde ao período em que as “regras” para obtenção dos proveitos permitidos e das tarifas não se alteram. Desde o início da regulação do setor elétrico em Portugal até 2020, os períodos de regulação tiveram a duração de 3 anos²¹, tendo passado a 4 anos a partir de 2022. Previamente à definição das metodologias de regulação, o regulador realiza análises de desempenho das atividades reguladas e avalia as melhores práticas regulatórias existentes, o que permite estabelecer objetivos, nomeadamente de eficiência económica, a atingir no período de regulação que se vai iniciar.

Após definidas as metodologias de regulação, o segundo momento de atuação da ERSE materializa-se, anualmente, com a fixação dos proveitos permitidos e dos preços das tarifas reguladas, após parecer do Conselho Tarifário. Este exercício anual implica a previsão de variáveis físicas e macroeconómicas necessárias à aplicação das metodologias de regulação para o cálculo dos proveitos permitidos e das tarifas para o ano seguinte, os quais incorporam os ajustamentos de proveitos permitidos de anos anteriores, bem como a previsão de variáveis de faturação associadas à procura de energia elétrica, que, conjuntamente com os proveitos permitidos, permitem calcular as tarifas e preços para o ano seguinte.

A fixação de proveitos permitidos pode ainda ocorrer com periodicidade inferior a um ano, como acontece no caso das tarifas de energia em base trimestral, com o intuito de ajustar as previsões anuais dos preços de energia elétrica regulados à evolução das condições de aquisição pelo comercializador de último recurso, ou, de forma excecional, podem ser efetuadas revisões globais ou parciais sempre que existam desvios significativos e não previstos nos exercícios anuais nos proveitos previstos recuperar com a aplicação de uma ou mais tarifas reguladas.

²¹ Excetua-se o caso do ano 2008, em que devido à escalada dos preços de energia houve uma fixação excecional de tarifas e a fixação de novos parâmetros de regulação para esse ano, e o caso do ano 2021, que devido à crise pandémica da COVID-2019 assumiu os parâmetros definidos para o período de 2018 a 2020, tendo na prática ocorrido um período de regulação de 4 anos entre 2018 e 2021.

2.3.2.2 Conceitos aplicados na determinação de Proveitos Permitidos

Em linhas gerais, a abordagem regulatória para a determinação de proveitos permitidos pode estar mais focada no controlo dos custos (*input based*) ou pode ser direcionada para os resultados e para os serviços prestados (*output based*). As metodologias de regulação são tradicionalmente mais focadas na promoção da eficiência dos custos. No entanto, com os novos desafios decorrentes da transição energética, da digitalização das redes, da descentralização de recursos (produção, armazenamento, flexibilidade) e demais aspetos tendentes à descarbonização do setor energético, tem-se verificado uma maior aplicação de metodologias de regulação direcionadas para os resultados.

Ao longo dos últimos anos, a ERSE tem adotado diferentes abordagens na regulação económica do setor elétrico, que dependem do enquadramento legislativo, do tipo de atividade e da sua maturidade, quer ao nível dos investimentos e de custos totais, quer em termos de qualidade de serviço. Em geral, a abordagem seguida tem dado primazia ao acompanhamento dos custos, mas inclui também aspetos direcionados para os resultados, quer ao nível da qualidade de serviço e do desempenho funcional das redes (incentivos à melhoria da qualidade de serviço e redução de perdas na rede de distribuição, incentivo que incorpora indicador de desempenho funcional da rede de transporte), quer ao nível da prestação de serviços (incentivo à integração de redes inteligentes).

Por outro lado, as metodologias de regulação podem subdividir-se em dois grandes tipos: por custos aceites (*cost plus*) e baseadas em incentivos (*incentive based*). A primeira, foca-se na aceitação específica e criteriosa dos custos do serviço, incluindo uma taxa de remuneração dos ativos que permita compensar o capital investido pelos acionistas da empresa (motivo pelo qual também é designada por *rate of return*). A segunda, baseia-se na definição de objetivos previamente estabelecidos, quer ao nível dos custos, quer ao nível dos resultados e serviços prestados, dando alguma liberdade à empresa na forma como atinge esses objetivos, não havendo, por isso, uma relação exata entre o nível de proveitos e o nível de custos.

As metodologias de regulação do tipo *cost plus* ou *rate of return* asseguram, numa perspetiva teórica, que os consumidores pagam o preço adequado pelo serviço prestado, uma vez que os proveitos permitidos são iguais aos custos históricos da atividade.

Simultaneamente, nesta metodologia os acionistas das empresas reguladas não deverão ficar subcompensados pelo capital investido, uma vez que a remuneração dos ativos deverá ser definida de forma transparente e justa pelo regulador.

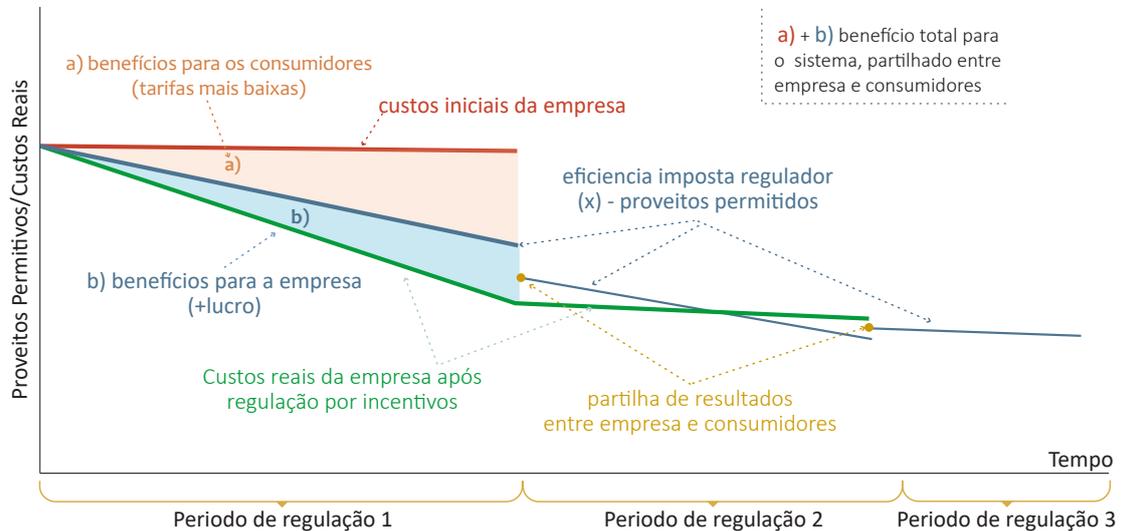
No entanto, esta metodologia de regulação, ao garantir a recuperação integral dos custos e a remuneração dos investimentos realizados, também não garante a dinâmica necessária para que os custos sejam o mais eficientes possível, havendo um conjunto de fatores que podem determinar perdas de eficiência nos custos totais repercutidos nas tarifas suportadas pelos consumidores.

Entre estes fatores destacam-se: (i) a assimetria de informação entre a empresa regulada e o regulador, com o risco de reporte de informação ao regulador que não reflete o verdadeiro nível de custos da empresa, (ii) a falta de incentivos para que a administração das empresas reguladas leve a cabo um esforço de minimização de custos, designadamente escolhendo as soluções tecnológicas mais adequadas para o efeito uma vez que os proveitos permitidos serão sempre ajustados em consonância com o nível de custos.

Por outro lado, as metodologias de regulação por incentivos, quer sejam baseadas em *price cap* ou *revenue cap*²², têm como ideia central premiar as empresas sempre que sejam capazes de aumentar a eficiência dos custos ou, pelo contrário, penalizá-las se essa eficiência piorar. Nestas metodologias os desvios ocorridos entre custos e proveitos permitidos não são corrigidos ou apenas o são parcialmente, permitindo que as empresas retenham uma parte desses desvios, o que as incentivará a reduzir os custos no sentido desse desvio ser a seu favor. Dito de outro modo, o incentivo a reter pela empresa dependerá das diferenças entre a trajetória projetada para os proveitos permitidos repercutidos nas tarifas e a trajetória dos custos reais efetivamente verificados na empresa, levando a que esta se esforce no sentido de minimizar os seus custos, para maximizar a retenção de ganhos comparativamente com os proveitos permitidos.

²² Nos modelos do tipo *revenue cap*, no início de cada período de regulação, são definidas as trajetórias para os proveitos permitidos das atividades reguladas ao longo do período de regulação, com uma dependência limitada face ao nível de procura. Ao recuperar estes proveitos pelas tarifas de acesso, as variações na procura têm impacto na tarifa paga pelo consumidor, mas não nos proveitos da atividade regulada. Ou seja, o risco da procura continua a ser assumido pelos consumidores, mas o risco de negócio (investimentos, operação e manutenção) é transferido para a empresa. Nos modelos do tipo *price cap* são definidas as trajetórias para os preços dos serviços prestados pelas atividades reguladas ao longo do período de regulação, os quais não se alteram com o nível de procura. Neste modelo, os riscos de negócio e de procura são transferidos para a empresa, uma vez que os proveitos que obtém dependerão diretamente do volume de serviços prestados.

Figura 2-24 - Ilustração da evolução dos proveitos permitidos e dos custos reais numa atividade regulada com base em incentivos



Constata-se, portanto, que nas metodologias de regulação por incentivos os proveitos permitidos repercutidos nas tarifas não têm correspondência exata com os custos da atividade regulada em cada momento, devendo a parametrização proporcionar ganhos para ambas as partes, consumidores e empresas, no médio e longo prazo.

Apesar destas vantagens, as metodologias de regulação por incentivos num contexto *input-based*, focado nos custos, também envolvem alguns riscos, associados em particular às incertezas na projeção dos proveitos permitidos e ao comportamento das empresas para maximizarem os ganhos, que podem afetar, por exemplo, a qualidade de serviço. Para mitigar estes últimos riscos, a regulação por incentivos baseada em *price cap* ou *revenue cap*, deve ser complementada com uma abordagem *output-based*, que pressupõe a aplicação de mecanismos que promovam o cumprimento de outros objetivos distintos da redução de custos, como sejam a qualidade de serviço (desenvolvido no subcapítulo 2.6), a redução de perdas (apresentados no capítulo 6), a inovação ou outros aspetos funcionais relevantes no desempenho técnico das redes. Por outro lado, os objetivos de eficiência definidos pelo regulador deverão ser calibrados de modo a que as empresas os possam atingir, para que se evitem perdas excessivas, e, no limite, se coloque em causa o seu equilíbrio económico e financeiro.

Estas diferentes metodologias de regulação têm, portanto, diferentes vantagens e desvantagens, sendo a sua aplicação muito dependente dos objetivos a atingir e da maturidade do setor e da atividade regulada. Por exemplo, a aplicação de uma metodologia de regulação do tipo *cost plus*, ou *rate of return*, não incentivará a empresa a otimizar as decisões de investimento do ponto de vista do sistema como um todo, mas será adequada para uma rede em franco desenvolvimento ou que apresente elevada obsolescência. Por outro lado, uma metodologia de regulação por incentivos aplicada ao nível do TOTEX tem como vantagem permitir às empresas responder de forma mais eficiente aos desafios tecnológicos e organizacionais que surgem no setor elétrico, pela liberdade que proporciona na aplicação dos recursos disponíveis, podendo, contudo, desincentivar o investimento se for apenas focada no controlo dos custos.

Pelas suas especificidades e complexidade nos pontos seguintes são descritas com algum detalhe as metodologias de regulação por incentivos que já foram ou que ainda são aplicadas às atividades reguladas de transporte e de distribuição de energia elétrica no continente.

2.3.2.2.1 Tipologia de custos sujeitos a Metas de Eficiência

CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

O conjunto dos custos de exploração (ou OPEX) de uma empresa está dependente de uma multiplicidade de fatores exógenos à empresa regulada, tais como o ciclo económico (com as consequentes medidas de restrição orçamental, alterações fiscais, medidas de política monetária e medidas extraordinárias), a liberalização dos mercados, a evolução do preço das matérias-primas, entre outros e está dependente de fatores endógenos correlacionados com a atividade operacional da empresa.

Numa metodologia de regulação por incentivos aplicada ao OPEX e na definição dos respetivos parâmetros pretende-se, por um lado, garantir à empresa uma margem suficiente de ganhos potenciais que a incentive a desenvolver as ações necessárias para a diminuição dos custos de exploração e, por outro, transferir para os consumidores parte dos ganhos de eficiência efetivamente alcançados ao longo do tempo.

Os parâmetros necessários à aplicação de uma metodologia de incentivos aos custos de exploração são: a base de custos a sujeitar a metas de eficiência, os indutores de custo e as metas de eficiência.

CUSTOS TOTAIS

A regulação por incentivos aplicada aos custos totais de uma atividade (TOTEX) pretende tratar de forma indiferenciada os custos das empresas, em termos de metas e de aceitação, independentemente da sua natureza ser custos com capital (CAPEX) ou custos de exploração (OPEX). Por este motivo estas metodologias são tendencialmente mais flexíveis e permitem às empresas escolherem as melhores estratégias para atingir as metas de eficiência nos custos definidas pelo regulador, designadamente promovendo as opções tecnológicas mais eficientes.

Por ser uma metodologia de regulação baseada em incentivos, não há a garantia da recuperação integral dos custos totais, sendo o contexto em que a empresa atua próximo de um ambiente de mercado, com a diferença substancial de que, ao tratar-se de empresas reguladas, o regulador garante o equilíbrio económico-financeiro no médio e longo prazo em condições de gestão eficiente.

2.3.2.2.2 Base de custos

CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

A base de custos é um parâmetro próprio da regulação por incentivos do tipo *price cap* ou *revenue cap*. Este parâmetro constitui o montante de custos a recuperar por aplicação das tarifas, definido no início do período de regulação, que evolui durante o período de regulação consoante os indutores de custo, as metas de eficiência definidas e a taxa de inflação.

A definição das bases de custo para cada período de regulação assenta numa análise prévia do desempenho de cada empresa ao nível das suas atividades reguladas. Esta análise permite avaliar a trajetória de custos ao longo dos últimos anos e o cumprimento das metas impostas pelo regulador, avaliando-se, desta forma, se a empresa atingiu os níveis de eficiência propostos no início de cada período de regulação. O cumprimento, ou não, das metas de eficiência fixadas pela ERSE tem influência na base de custos a fixar para o período de regulação seguinte, através da aplicação de um mecanismo de partilha de ganhos e perdas, já contemplado na última revisão do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico.

Este parâmetro apenas inclui os custos controláveis pela empresa (líquidos de proveitos operacionais) e que, por isso, são sujeitos a metas de eficiência (Figura 2-25). Os restantes custos, usualmente de menor montante, podem ser aceites para efeitos de regulação, ou não, fora da base de custos sujeitos a metas de eficiência.

Figura 2-25 - Custos operacionais controláveis líquidos de proveitos operacionais de uma atividade regulada

▼	Custo com materiais diversos
▼	Gasto com pessoal
▼	Fornecimentos e serviços externos
▼	Outros custos* (impostos + outros gastos e perdas)
▼	Ajustamentos Específicos
▼	Prestações de serviços e proveitos suplementares
▼	Trabalhos para a própria empresa (excluindo encargos financeiros)
▼	Outros proveitos* (excluindo amortização das participações ao investimento)

Fonte: ERSE

Sempre que necessário, são efetuados acertos à base de custos, nomeadamente em resultado de (i) alterações ao normativo contabilístico ou tratamentos contabilísticos específicos feitos pela empresa nos diferentes anos em análise, (ii) decisões regulatórias face a aspetos específicos da atuação da empresa, que podem ser auxiliadas por ações de fiscalização e auditorias complementares determinadas pela ERSE e (iii) análise dos dossiers de preços de transferência.

A metodologia de apuramento da base de custos de exploração sujeita a metas de eficiência aplicada pela ERSE tem-se consubstanciado, nos períodos de regulação mais recentes, nos seguintes pontos:

- Apuramento do valor de OPEX inicial, através de médias dos custos de exploração reais e dos custos de exploração aceites, a preços constantes, de dois ou mais anos anteriores, de que se disponha de informação financeira real auditada, de modo a atenuar efeitos extraordinários que se verifiquem num ano em particular;
- Aplicação de fator de partilha, em função do desempenho da empresa no cumprimento das metas de eficiência e da necessidade de corrigir desequilíbrios no valor ou estrutura da base de custos de exploração, o qual permite uma ponderação entre as médias dos custos reais e a média dos custos aceites referidos no ponto anterior, para obter o valor da base de custos de exploração para o ano de referência.

Refira-se que desde o período de regulação que se iniciou em 2022, a ERSE já não aplica uma regulação por incentivos que incide apenas no OPEX nas atividades de transporte e de distribuição de energia elétrica em Portugal continental. No entanto, esta metodologia aplica-se ainda nas Regiões Autónomas e noutras atividades reguladas.

CUSTOS TOTAIS

A implementação de uma metodologia de regulação por incentivos (tipo *price cap* ou *revenue cap*) aplicada ao TOTEX implica a definição de uma base de custos totais que usualmente é determinada a partir da reconstrução das componentes de OPEX e de CAPEX que lhe estão subjacentes.

Na aplicação desta metodologia no período de regulação que se iniciou em 2022, para além da componente de OPEX, definiu-se a componente de CAPEX da base de custos totais. Para o efeito, estimou-se o CAPEX anual para todos os anos do período de regulação, com base na informação previsional fornecida pelas empresas e na análise dos últimos planos de investimento para os quais a ERSE tinha emitido parecer. A série anual estimada para o CAPEX foi transformada num pagamento anual equivalente, utilizando a taxa de remuneração dos ativos do novo período de regulação. Sempre que necessário, são efetuados ajustes à componente de CAPEX da base de custos, nomeadamente em resultado da comparação da informação previsional sobre investimentos fornecida pela empresa com os planos de investimento e respetivos pareceres da ERSE.

Por fim, obteve-se a base de custos TOTEX, somando as componentes OPEX e CAPEX.

2.3.2.2.3 Indutores de custos

Na regulação por incentivos do tipo *price cap* ou *revenue cap*, após a definição das bases de custos é necessário aferir a divisão entre uma componente fixa, que apenas evolui com a taxa de inflação e com as metas de eficiência impostas pelo regulador, e uma componente variável, que evolui também com indutores de custos representativos da atividade. Assim, é também necessário decidir a alocação da componente variável a indutores de custo, e respetivos pesos, que serão utilizados no apuramento dos proveitos permitidos para estas atividades.

Como ponto de partida deste processo, procura-se identificar e analisar um conjunto de variáveis que têm impacto nos custos da empresa, os indutores de custos, e de que modo podem representar a sua evolução. Esta análise procura igualmente avaliar quais as variáveis que correspondem a *outputs* funcionais da função de produção que a empresa pode controlar, as que têm uma evolução dependente de decisões da empresa, e as que são exógenas à sua atividade.

Na perspetiva da definição dos indutores de custo é também fundamental avaliar a disponibilidade dos dados, quer em termos históricos, quer ao longo do período de regulação, bem como à possibilidade da sua verificação e validação, por exemplo através de auditoria específica. Estes aspetos, associado à qualidade dos dados disponíveis para fazer a calibração dos parâmetros, restringe as escolhas do regulador, podendo levar à adoção de indutores que não são os mais representativos ou que têm menor correlação com as rubricas de custo do que seria desejável.

Na definição dos indutores de custo a aplicar ao TOTEX, no período de regulação que se iniciou em 2022, foram considerados indutores de natureza económica e financeira e indutores de grandezas físicas.

Foram considerados os seguintes indutores de natureza económico-financeira:

- indutor associado às condições de financiamento, que repercute nos proveitos permitidos a evolução da taxa de remuneração dos ativos resultante do mecanismo regulatório de indexação às condições de financiamento do país, atua sobre a proporção da base de custos TOTEX referente às parcelas de remuneração do ativo líquido médio (independentemente da data de entrada em exploração dos ativos);

- indutor de neutralização da eficiência sobre obrigações passadas, que elimina a aplicação das metas de eficiência sobre a proporção da base de custos TOTEX referente às parcelas de CAPEX dos ativos transferidos para exploração antes do início do período de regulação.

A parte remanescente da base de custos TOTEX, que não está associada aos indutores económico-financeiros e que, por exclusão de partes, corresponde ao OPEX e às amortizações de ativos transferidos para exploração após o início do período de regulação, é alocada a uma componente fixa e a componentes variáveis que evoluem com indutores de custo baseados em grandezas físicas.

A figura seguinte esquematiza a forma como a ERSE associa as parcelas que compõem o TOTEX sujeito a regulação por incentivos e os indutores de custo.

Figura 2-26 - Relação entre parcelas do TOTEX e indutores de custo usados na determinação dos proveitos permitidos desde o período de regulação iniciado em 2022

	Parcelas TOTEX	Componentes / Indutores
TOTEX	OPEX	Componente Fixa + Componente Variável com Indutores Físicos
	CAPEX pós início PR Amortizações Exercício	
	CAPEX pós início PR Remuneração Ativo Líquido	Componente Variável com WACC
	CAPEX anterior Remuneração Ativo Líquido	Componente Variável com WACC e fator de neutralização metas de eficiência
	CAPEX anterior Amortizações Exercício	Componente Variável com fator de neutralização metas de eficiência

2.3.2.2.4 Metas de Eficiência

A meta de eficiência é um parâmetro próprio das metodologias de regulação por incentivos, que representa o nível de custos, em termos nominais, que o regulador considera adequado para determinada atividade. Para obter a trajetória dos proveitos permitidos em termos reais, a meta de eficiência é conjugada com a taxa de inflação. Se os custos reais da empresa se situarem acima do proveito permitido determinado desta forma, a empresa terá uma perda, caso contrário terá um ganho.

A definição de metas de eficiência assume um carácter fundamental na implementação de metodologias de regulação por incentivos e uma das formas de aferi-la é através de análises de *benchmarking* nas quais se compara o nível de eficiência da atividade regulada face ao de atividades semelhantes desenvolvidas por congéneres europeias ou nacionais (quando aplicável), que constituem um método largamente utilizado pelos diferentes reguladores. Estas análises, de um modo geral baseadas em métodos paramétricos²³ ou não paramétricos²⁴ permitem avaliar a distância entre o nível efetivo de eficiência das empresas reguladas e a fronteira de eficiência.

De um modo sucinto, na definição das metas de eficiência aplicadas em metodologias de regulação por incentivos a ERSE procura ponderar os seguintes aspetos: i) a tendência de evolução dos custos reais apresentados pela empresa, ii) a repartição de ganhos e perdas efetuada na definição da base de custos e iii) os resultados de estudos de *benchmarking* ou outras análises que permitam avaliar a eficiência da empresa ou atividade face a congéneres nacionais, quando verificável, ou europeias.

A meta de eficiência pode ser aplicada ao OPEX ou aos custos totais (CAPEX). Na aplicação de metas de eficiência aos custos totais podem ainda ser ponderados aspetos especificamente relacionados com a componente de CAPEX, como seja a maior ou menor imunização de risco que a metodologia confere ao operador em relação às condições financeiras, tecnológicas e socio-ambientais em que irá concretizar os seus investimentos.

²³ Tais como o SFA, *stochastic frontier analysis*, que assenta em métodos econométricos.

²⁴ Tais como DEA, *data envelopment analysis*.

A ERSE realizou, em 2021, o estudo «Estudo de Benchmarking – Operadores de Sistema de Distribuição»²⁵, com o principal objetivo de produzir estimativas de eficiência de custos dos operadores de sistemas de distribuição, contribuindo para a definição de metas de eficiência da atividade de distribuição de energia elétrica em AT/MT e em BT da E-REDES, da EDA e da EEM para o período de regulação que se iniciou em 2022.

Este estudo baseou-se, em termos metodológicos, na aplicação de métodos paramétricos (*Stochastic Frontier Model*), não paramétricos (*Data Envelopment Analysis*) e método de índices (Malmquist), para uma amostra final estudada de 65 operadores de distribuição de 16 países europeus, representando 65% dos consumidores europeus.

2.3.2.2.5 Remuneração dos ativos

A taxa de remuneração definida pela ERSE para os ativos, líquidos de amortizações e subsídios, das atividades reguladas corresponde ao custo de capital dessas atividades estimado pelo regulador.

Em termos latos, o custo de capital corresponde à taxa de remuneração mínima exigida por um investidor para aplicar os seus recursos, tendo em conta os rendimentos exetáveis do investimento e o risco associado ao recebimento desses rendimentos, no contexto económico e financeiro em que se enquadra.

A ERSE tem seguido um conjunto de princípios ao longo do tempo nos processos de definição do custo de capital das atividades reguladas que importa aduzir.

A estabilidade regulatória é um dos principais princípios que tem regido a atuação do regulador quando calcula o custo de capital das atividades reguladas. A estabilidade regulatória garante que os agentes podem, à partida, antecipar e interpretar o quadro regulatório, o que permite diminuir o risco da atividade regulada, contribuindo para a diminuição do seu custo de capital, com um impacto direto e positivo no nível tarifário. Deste modo, em cada novo processo de cálculo do custo de capital, a ERSE tem procurado não ser disruptiva face às metodologias e abordagens que tem seguido no passado, sempre que o contexto económico e financeiro assim o permita.

²⁵ Vide: <https://www.erse.pt/media/10lemi3q/estudo-benchmarking.pdf>

Outro princípio orientador da ERSE, o qual está diretamente associado ao anterior, é o da coerência metodológica. A opção de se escolherem diferentes metodologias ou abordagens é expeável apenas se o contexto ou a natureza da atividade assim o justificarem. Deste modo, entende-se que deverá haver coerência nas metodologias regulatórias, não apenas dentro da mesma atividade ou setor ao longo do tempo, como também entre atividade de setores diferentes, quando apresentam naturezas semelhantes e se enquadram no mesmo contexto económico e financeiro, como por exemplo os setores elétrico e do gás. Não seria compreendido que fossem seguidas abordagens diferentes na definição do custo de capital para o setor elétrico e para o setor do gás para variáveis iguais, se no intervalo de tempo que separa os processos de cálculo dos custos de capital das atividades reguladas desses setores, não se tenha verificado nenhuma alteração de circunstância que justifique diferentes opções. Neste quadro, o cálculo do custo de capital baseia-se na definição do custo médio ponderado do custo de capital alheio e do custo de capital próprio (CCMP), nominal antes de impostos. Por sua vez, o cálculo do custo de capital próprio assenta na metodologia CAPM²⁶. A metodologia e os fundamentos para determinação do custo de capital são os expressos nos diferentes documentos que justificam os parâmetros de regulação²⁷, para os quais se remete a leitura para um melhor enquadramento.

Finalmente, a estabilidade regulatória e a coerência metodológica não podem pôr em causa a devida adaptação das metodologias empregues e práticas seguidas na definição do custo de capital à evolução dos contextos económico e financeiro em que se desenvolvem essas atividades. A capacidade de a regulação se adaptar às alterações do contexto envolvente é outro dos principais princípios regulatórios.

Este último princípio assume uma elevada pertinência por a definição do custo de capital ter vindo a ocorrer em alguns períodos regulatórios fortemente caracterizados por ambientes de incerteza e instabilidade financeira, recorde-se os períodos regulatórios posteriores ao resgate financeiro de Portugal e, posteriormente, a situação pandémica associada ao COVID 19. Os acontecimentos ocorridos no início da segunda década de 2000 motivou o regulador a ponderar um conjunto de medidas, culminando na introdução de um mecanismo de indexação deste parâmetro às variáveis representativas das condições financeiras nacionais no período de regulação 2012 a 2014, que se manteve até à data.

²⁶ Capital Asset Pricing Model, modelo conceptual em que a remuneração esperada de um ativo financeiro está associada ao seu risco sistemático, isto é, ao seu risco não diversificável.

²⁷ Por exemplo, o documento “Parâmetros de Regulação para o período 2018 a 2021” e mais recentemente “Parâmetros de Regulação para o período 2022 a 2025”.

A metodologia de indexação do custo de capital tem passado pela determinação de uma taxa de remuneração estimada para o período de regulação ao qual será aplicado. Em cada ano do período de regulação a taxa definitiva é calculada nos termos da metodologia de indexação para o período de regulação, em função da evolução do indexante. A taxa é atualizada anualmente (ano t) em função da média aritmética dos valores diários do indexante (*yields* das Obrigações do Tesouro (OT) a 10 anos) de outubro do ano t-1 a setembro do ano t, filtrada das cotações mais altas e mais baixas. Esta relação entre as *yields* das OT e do custo de capital é linear, correspondendo, no período de regulação 2022 a 2025, a uma variação de 0,3p.p na taxa de remuneração por cada ponto percentual de variação nas *yields* das OT. Adicionalmente, existe ainda um limite superior (*cap*) e um limite inferior (*floor*) para o custo de capital, de acordo com o determinado no documento “Parâmetros de Regulação para o período 2022 a 2025”.

No quadro infra, apresentam-se, como ilustração, os valores definidos para o CCMP em 2022.

Quadro 2-11 – Custo de Capital Médio Ponderado da atividade de DEE e da atividade de TEE para 2022

		Atividade de Distribuição de Energia Elétrica		Atividade de Transporte e Energia Elétrica	
		Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Taxa de juro nominal sem risco	A	0,06%	0,06%	0,06%	0,06%
Prémio de dívida	B	3,25%	3,25%	3,25%	3,25%
Custo da dívida antes de impostos	C=A+B	3,31%	3,31%	3,31%	3,31%
Custo da dívida depois de impostos	D=Cx(1-J)	2,27%	2,27%	2,27%	2,27%
Gearing (Dívida [Capital próprio+Dívida])	E	50,00%	50,00%	50,00%	50,00%
Prémio de risco do capital próprio mercado maduro	F'	3,95%	5,10%	3,95%	5,10%
Prémio de risco país (rating)	F''	1,41%	1,41%	1,41%	1,41%
Prémio de risco do capital próprio mercado maduro + Prémio de risco país	F = F' + F''	5,37%	6,51%	5,37%	6,51%
Beta do capital próprio	G	0,68	0,70	0,56	0,68

Custo do capital próprio depois de impostos	$H=A+(FxG)$	3,70%	4,65%	3,05%	4,48%
Custo do capital próprio antes de impostos	$I=H/(1-J)$	5,40%	6,79%	4,46%	6,54%
Taxa de imposto	J	31,50%	31,50%	31,50%	31,50%
Custo de capital antes de impostos	$K=(CxE)+(Ix[1-E])$	4,36%	5,05%	3,88%	4,92%
Valor proposto		4,70%		4,40%	

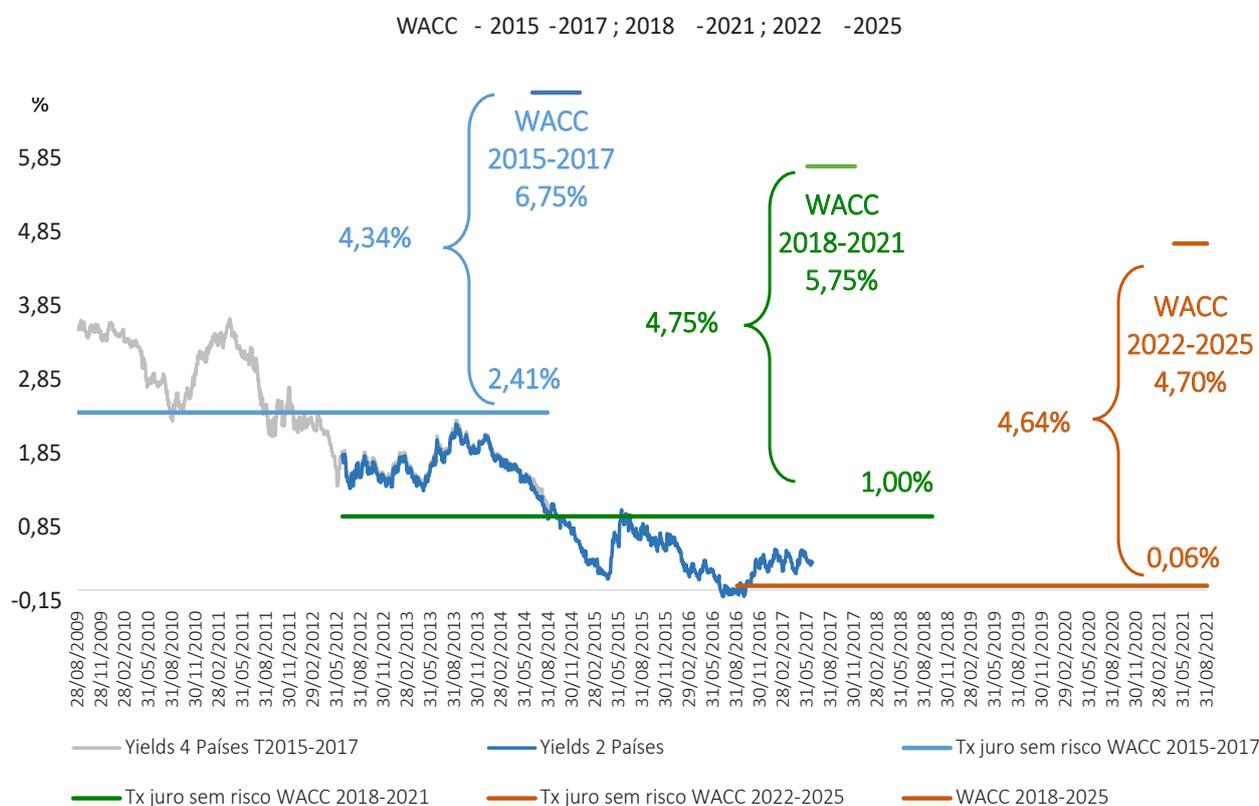
Fonte: ERSE

A taxa de remuneração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica (DEE) aplica-se à atividade de DEE do continente, de DEE das Regiões Autónomas (RA), de Compra e Venda de Energia Elétrica (CVEE) do CUR e de Comercialização de Energia Elétrica das RA. A taxa de remuneração das atividades de Transporte de Energia Elétrica (TEE) nos ativos não valorizados a custos de referência aplica-se à atividade de GGS e de AEEGS das RA.

Tal como no anterior período de regulação, os ativos valorizados a custos de referência na atividade de TEE, que correspondem em grande parte a ativos entrados em exploração após 2008, beneficiam de um prémio de 0,75pp.

A Figura 2-27 compara os diferenciais entre os CCMP definido em anteriores períodos regulatórios (média da atividade de transporte e de distribuição) e no período 2022-2025 e a média das *yields* das obrigações com maturidade de 10 anos, dos países com *rating* AAA, (o valor da taxa de juros sem risco). À data da definição do CCMP, o *spread* entre a taxa de juro sem risco e o CCMP era de 4,34% e 4,75% para os anteriores períodos regulatórios, em linha com o *spread* de 4,64%, implícito no período de regulação que se iniciou em 2022.

Figura 2-27 – Custo de Capital Médio Ponderado dos Períodos Regulatórios 2015-2017, 2018-2021 e 2022-2025 vs media yields obrigações com maturidade a 10 anos



2.3.3 Certificação do Operador de Rede de Transporte

A certificação dos operadores de rede de transporte (no caso da eletricidade e do gás, regulada respetivamente no artigo 227.º do Decreto-Lei n.º 15/2022 e no artigo 126.º do Decreto-Lei n.º 62/2020) visa garantir não meramente a separação contabilística, mas também jurídica e patrimonial dos operadores. Tal obedece aos objetivos típicos da regulação, designadamente ao nível da criação de regras que, *in casu*, procurem evitar a concentração de poder numa mesma entidade e ainda melhor supervisionar o comportamento dos regulados.

Assim, a ERSE, no cumprimento das suas atribuições, procedeu ao estabelecimento de regras que comprovassem o estatuto de independência da REN – Rede Elétrica Nacional e da REN Gasodutos, pela inegável função que assumem no mercado, mais promovendo a sua monitorização contínua.

Em setembro de 2014, a ERSE emanou Decisão sobre a certificação da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade e de Gás Natural, de acordo com o modelo de *full ownership unbundling* (OU). Para tanto – e tendo em máxima atenção o Parecer emanado pela Comissão Europeia a respeito do mencionado processo – foram definidas condições que evitassem potenciais conflitos de interesses, relacionadas com (i) o exercício de direitos, (ii) a designação de administradores e (iii) os membros dos órgãos sociais. A verificação do cumprimento das condições por parte dos Operadores foi efetuada através de Decisão da ERSE de julho de 2015. Nessa medida, além de outras medidas, a EDP deixou de poder exercer quaisquer direitos na REN, incluindo os direitos de votos inerentes à participação social detida. Anualmente, é elaborado um Relatório sobre os mercados de eletricidade e gás natural que contempla uma análise quanto às condições de certificação.

2.3.4 Auditorias e Ações de Fiscalização

Nos termos dos Estatutos da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, segundo a redação que lhe foi atribuída pelo Decreto Lei n.º 57 A/2018, de 13 de julho, foram cometidas à ERSE as atribuições para regular o setor elétrico (além de outros setores energéticos), em todo o território nacional, devendo essa regulação promover a eficiência e a racionalidade do setor regulado, em termos objetivos, transparentes, não discriminatórios e concorrenciais, através da sua contínua supervisão e acompanhamento.

Para este efeito importa que a informação prestada à ERSE apresente garantias de divulgação de forma verdadeira e apropriada, em todos os aspetos materiais, a realidade dos setores e respetivas atividades regulados ou supervisionados. Nos termos das suas competências regulamentares e de regulação e supervisão, a ERSE dispõe de poderes para determinar a realização de auditorias e ações de fiscalização às entidades reguladas em matérias que se integrem nas suas atribuições. Neste quadro, o Regulamento Tarifário do setor elétrico estabeleceu a obrigatoriedade de as empresas reguladas realizarem auditorias de cariz económico e financeiro, que suportam as contas para efeitos de regulação, as quais devem garantir a execução dos procedimentos necessários à certificação da informação financeira por auditores externos, de acordo com as normas e as diretrizes de revisão de contas e auditoria aceites em Portugal. Adicionalmente, as bases de concessão das redes elétricas de serviço público reforçam o papel da ERSE quanto à necessidade de um reporte da informação financeira das entidades concessionárias dessas redes, nomeadamente em relação à informação que permite acompanhar o desempenho económico dessas concessões.

Neste contexto legal, a ERSE enfrenta diversos desafios em termos de monitorização das atividades e de recolha de informação económica e financeira. Em primeiro lugar, surgem os desafios criados pela liberalização dos setores elétrico (e do gás natural) e pela complexificação das relações empresariais dentro dos setores regulados, por forma a assegurar que não haja subsidias cruzadas entre atividades desenvolvidas em ambiente de mercado e as atividades cujos rendimentos dependem diretamente da atuação do regulador. Adicionalmente, acresce o desafio da transposição do reporte económico e financeiro estatutário para o reporte das contas reguladas e, nestas, o relato por segmento em resultado da necessidade de as empresas reportarem, no contexto das contas reguladas, a informação económica e financeira desagregada por atividades ou por funções. Estes desafios consubstanciam-se num maior rigor requerido no reporte da informação financeira por forma a garantir que a mesma apresenta de forma verdadeira e apropriada o desempenho das atividades ou funções reguladas. Neste âmbito, o processo de reporte das empresas reguladas tem sido complementada com realização de auditorias e ações de fiscalização desenvolvidas e acompanhadas pela ERSE.

Nas atividades sujeitas à definição dos proveitos permitidos nos termos definidos nos regulamentos, a fiscalização integra não apenas a dimensão financeira, mas diversas outras áreas de cumprimento da regulamentação, como a separação de atividades, o relacionamento com os consumidores e agentes de mercado, a oferta de serviços das redes ou a compilação e prestação de informação ao mercado e ao regulador. É neste contexto que a ERSE realiza com alguma frequência auditorias e ações de fiscalização às empresas cujos rendimentos estão sujeitos ao Regulamento Tarifário da ERSE e que podem envolver deslocações às instalações das referidas empresas ou, em alternativa, a solicitação de informação considerada relevante que é posteriormente analisada.

Assim, como resposta aos desafios decorrentes da maior complexidade dos setores regulados pela ERSE, nos últimos anos foi dado um maior relevo às ações de fiscalização e às auditorias desenvolvidas e acompanhadas pela ERSE em empresas que se encontram sob a sua esfera de regulação. Estas ações foram desenvolvidas individualmente pela ERSE, ou sempre que justificável, em articulação com outras entidades com competências na área da fiscalização do setor energético, nomeadamente a DGEG e a ENSE.

Nas auditorias realizadas por entidades externas, o grau de comprometimento destas entidades na certificação e credibilização da informação revelou-se um aspeto crítico. No passado, observou-se em diversas auditorias enviadas à ERSE, nomeadamente as que acompanhavam a informação financeira para efeitos tarifários, que o auditor não expressou uma opinião sobre o Relatório e Contas para efeitos de Regulação, limitando-se a resguardar-se nos procedimentos de exame efetuados.

Nestas situações, o auditor desresponsabiliza-se pela qualidade e pela fiabilidade da informação rececionada, retirando, em parte, utilidade à auditoria. Assim, foi necessário a ERSE incutir nos auditores a necessidade de os mesmos se responsabilizarem, de uma forma mais clara, nas “opiniões” que emitem sobre a informação económica e financeira enviada à ERSE pelas empresas reguladas. Adicionalmente, também se observou uma falta de harmonização ao nível dos procedimentos e uma heterogeneidade de tipologias de relatórios, nomeadamente os que acompanham a informação financeira para efeitos tarifários e que apresentavam diversas divergências na forma como eram expressas as conclusões e opiniões, quando estas existiam.

Neste sentido, e com vista a atingir os objetivos suprarreferidos, no processo de revisão do Regulamento Tarifário do setor elétrico ocorrida em 2017 foram incluídas regras e requisitos mínimos para os relatórios emitidos pelos auditores que acompanham o reporte da informação económica e financeira regulatória. Este processo foi essencial para garantir um maior rigor na avaliação da informação com cariz económico e financeiro de suporte ao processo tarifário, bem como para garantir que este seja transparente e harmonizado para as diferentes atividades reguladas do setor elétrico.

Adicionalmente, a ERSE encetou um processo de definição de diretrizes que estabeleçam os procedimentos de exame acordados entre os auditores e as entidades reguladas, consoante as características e naturezas das mesmas, com apoio de diversas entidades competentes, tais como a Ordem dos Revisores Oficiais de Contas (OROC) e Comissão do Mercado de Valores Mobiliários (CMVM), vocacionadas para o acompanhamento de auditorias a empresas privadas.

No desenvolvimento deste trabalho, em resultado das suas competências de supervisão da atividade dos revisores oficiais de contas e auditores, resultou a emissão, pela OROC, do Guia de Aplicação Técnico n.º 15 (GAT). Esta norma técnica permitiu garantir um tratamento harmonizado dos procedimentos de auditoria às contas reguladas e um maior rigor na avaliação da informação reportada.

A ERSE também passou a considerar o referencial desta norma técnica no desenho dos cadernos de encargos dos restantes processos de auditorias não relacionadas com as contas reguladas.

2.4 PROVEITOS PERMITIDOS DAS ATIVIDADES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO

2.4.1 Atividade de Transporte de Energia Elétrica

Até 2009, a regulação da atividade de transporte de energia elétrica foi efetuada através de uma metodologia de regulação *cost of service* ou *rate of return*.

Desde o período de regulação 2009-2011 que a atividade de Transporte de Energia Elétrica é regulada através da aplicação de incentivos, com incidência quer no custo com capital²⁸ (CAPEX), quer no conjunto dos custos operacionais (OPEX). Na definição da metodologia de regulação do CAPEX da atividade de TEE em 2009, tendo como objetivo ultrapassar eventuais distorções nas decisões de investimento decorrentes da remuneração garantida dos mesmos, foi criado o mecanismo de valorização dos investimentos da Rede Nacional de Transporte de eletricidade a custos de referência, estabelecido pelo Despacho n.º 14430/2010, de 15 de setembro, revisto através da Diretiva n.º 3/2015, de 29 de janeiro.

Até ao período de regulação 2018-2021, as metodologias de regulação com incidência no CAPEX e no OPEX foram em geral mantidas, com exceção do incentivo à manutenção em exploração do equipamento em fim de vida útil (MEEFVU) que foi substituído pelo incentivo à racionalização económica dos investimentos da RNT, denominado IREI. Este incentivo foi aplicado em paralelo com uma regulação do tipo *rate of return* nos custos de investimentos e do tipo *revenue cap* nos custos de exploração. No que diz respeito aos custos de investimento, a metodologia regulatória não correspondia ao tradicional *rate of return*, por ter a particularidade de considerar investimentos valorizados a custos de referência que evoluíam consoante metas de eficiência. A aplicação do IREI visou melhorar os sinais económicos transmitidos à empresa na otimização do nível de investimento, dando

²⁸ Remuneração do ativo líquido de amortizações, participações e subsídios, adicionado da sua amortização.

margem para a adequação do *mix* de ativos novos e ativos existentes e, portanto, para a flexibilização da estrutura de custos da atividade, de uma forma aproximadamente neutra na perspetiva dos proveitos (rendimentos) permitidos e sem comprometer as condições de segurança e de qualidade de serviço da rede.

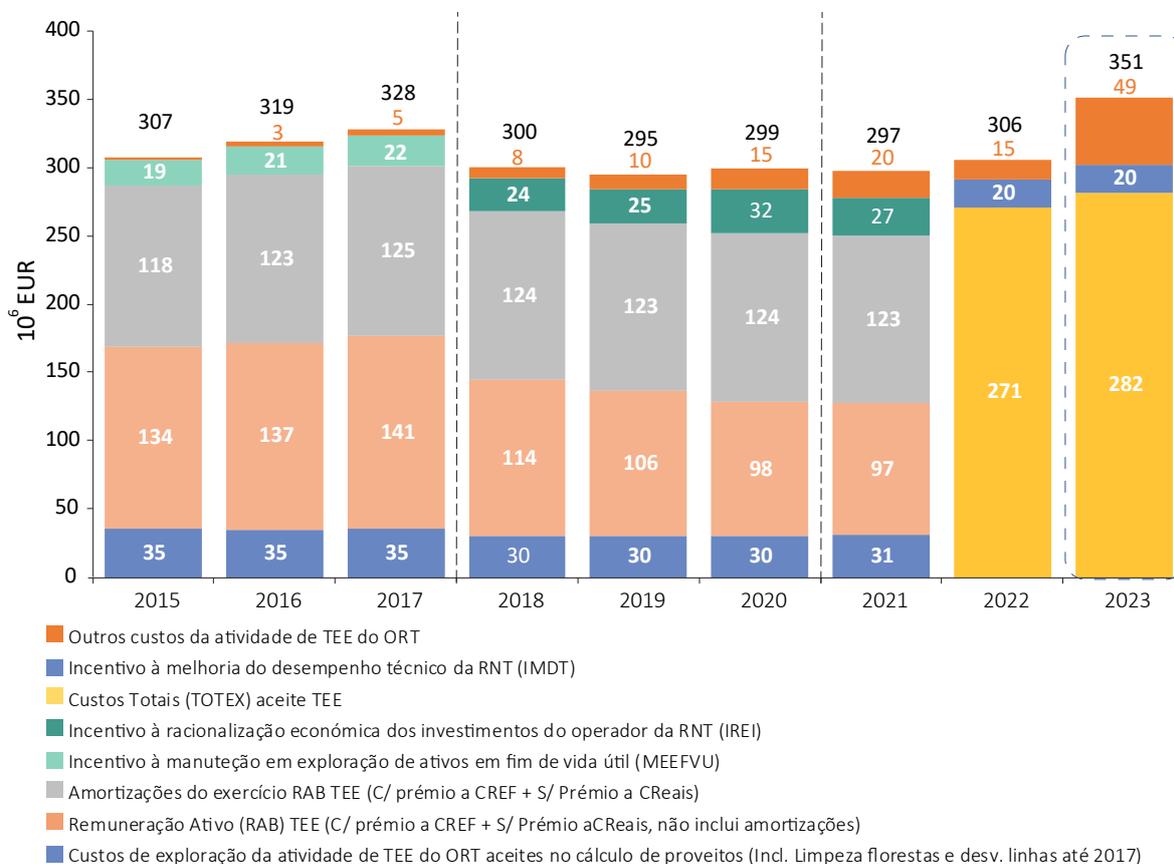
Relativamente a este último aspeto, o IREI incluiu alguns aspetos de metodologias de regulação do tipo *output based*, ao tornar o incentivo dependente do desempenho funcional da RNT, medido através de um indicador técnico que engloba a qualidade de serviço, a disponibilidade dos equipamentos da RNT e a maximização da capacidade de interligação para trocas comerciais.

O IREI tinha, no entanto, algumas desvantagens em grande parte associadas à complexidade da sua monitorização e que justificaram que, no período de regulação que se iniciou em 2022, a ERSE tenha adotado uma metodologia de regulação por incentivos do tipo *revenue cap* aplicada aos custos totais controláveis, TOTEX. Deste modo a componente de incentivo económico do IREI foi internalizada na nova metodologia de regulação, enquanto a componente técnica do extinto IREI²⁹ foi substituída por um novo incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT (IMDT).

EVOLUÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

Da aplicação destas metodologias, resultam os proveitos (rendimentos) permitidos reais da atividade de Transporte de Energia Elétrica (TEE), do Operador da Rede de Transporte, a preços correntes, apresentados na Figura 2-28.

²⁹ A justificação aprofundada desta metodologia encontra-se no documento justificativo da Consulta Pública n.º 101: <https://www.erse.pt/media/mhunxjde/documento-justificativo.pdf>.

Figura 2-28- Proveitos permitidos reais³⁰ – TEE (preços correntes)

Fonte: ERSE, REN

Entre 2017 e 2021, o CAPEX decresceu cerca de 17%, facto para o qual contribuiu de forma muito significativa a redução da taxa de remuneração dos ativos em cerca de 1,8 pontos percentuais, que por sua vez reflete a evolução das taxas de juro nos mercados financeiros.

Tal como referido, a partir de 2022, passou a aplicar-se uma metodologia de regulação por incentivos aplicada ao conjunto dos custos, ou TOTEX³¹ (OPEX + CAPEX) controláveis, ou seja, aos custos de exploração e aos custos com investimentos considerados controláveis.

O aumento de proveitos da componente TOTEX ocorrido em 2022, face a 2021, deve-se sobretudo ao aumento da taxa de remuneração, tendo o mesmo ocorrido em 2023.

³⁰ Não inclui efeitos de ajustamentos. Os valores apresentados para o ano de 2023 representam a melhor estimativa à data de elaboração deste documento.

³¹ Esta metodologia, incluindo os principais parâmetros, encontra-se detalhada no documento "Parâmetros de regulação para o período 2022-2025".

Os incentivos específicos representam outra componente importante dos proveitos permitidos da atividade TEE. No período em análise, destaca-se o Incentivo à Manutenção em Exploração de Equipamento em Fim de Vida Útil (MEEFVU) até 2017, o Incentivo à Racionalização económica dos Investimentos do Operador da RNT (IREI), entre 2018 e 2021, e o Incentivo à Melhoria do Desempenho Técnico da RNT (IMDT), a partir de 2022. A componente de outros custos registou um acréscimo significativo, em virtude da inclusão das perdas atuariais a partir de 2018, com uma prestação de 7,5 milhões de euros por um período de 11 anos, e do aumento da componente de compensação entre operadores das redes de transporte, líquido de rendas de congestionamento (38 milhões de euros em 2023, face a valores de 5,5 milhões de euros em 2022 e de 1,7 milhões de euros em 2017).

INDUTORES DE CUSTO E METAS DE EFICIÊNCIA

Durante o período em que a metodologia de regulação por incentivos foi aplicada para definir os custos de exploração, utilizaram-se como indutores de custo a evolução anual dos quilómetros de linhas de rede e a evolução anual do número de painéis em subestações. No período de regulação que se iniciou em 2022, com a adoção de uma regulação por incentivos ao TOTEX, considerou-se que a extensão da rede e a potência ligada para produtores são os indutores físicos adequados.

No início da aplicação da metodologia de regulação por incentivos aos custos de exploração da atividade de transporte, no ano de 2009, a meta de eficiência adotada foi de 0,5%, tendo a mesma subido para 3,5% no período de regulação de 2012 a 2014 e, posteriormente, foi revista para 1,5% entre 2015 a 2021.

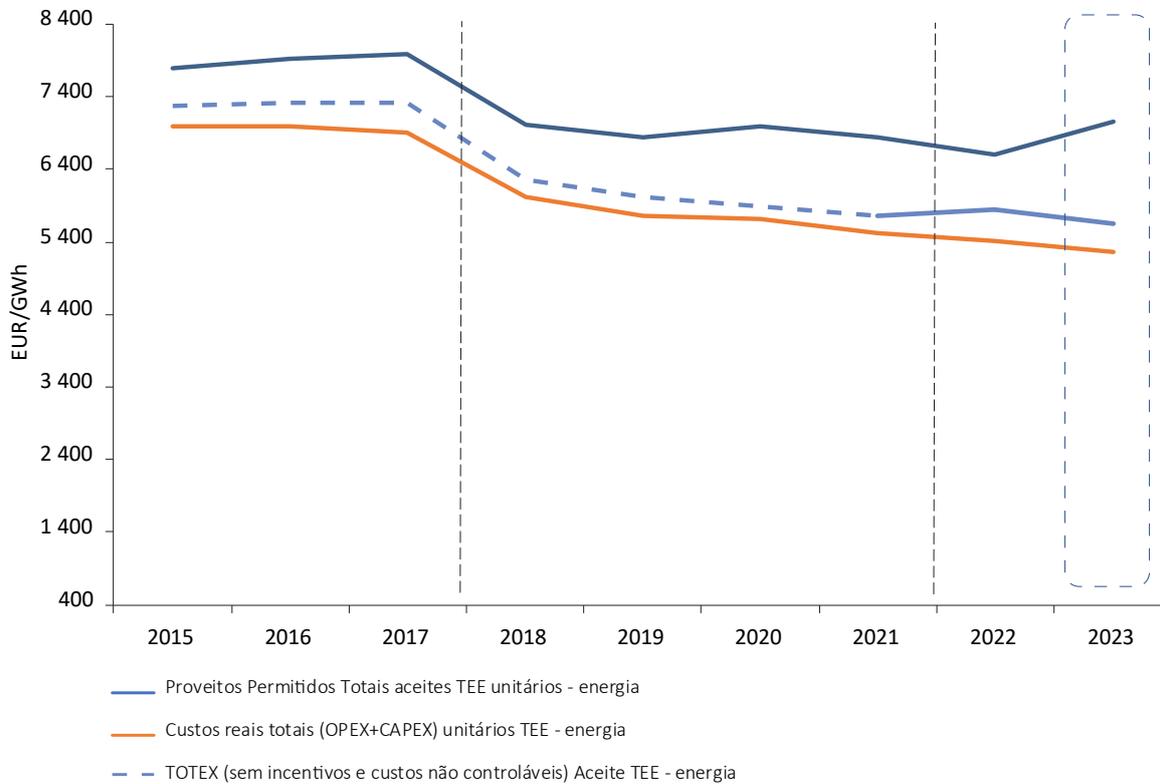
EVOLUÇÃO DO TOTEX

A Figura 2-29 mostra a evolução dos proveitos permitidos totais unitários (por energia transportada), comparando o valor aceite pela ERSE, que incorpora igualmente os custos não controláveis e os incentivos (Proveitos Permitidos Totais Aceites TEE ERSE)³², com os valores efetivamente verificados de OPEX e de CAPEX, sem montantes relativos a custos não controláveis e a incentivos. Uma vez que a partir de 2022 a atividade de TEE passou a ser regulada por uma metodologia de *revenue cap* aplicada ao TOTEX, na figura comparam-se também os custos reais com a evolução desse TOTEX³³.

³² Proveitos Permitidos Totais aceites corresponde aos proveitos permitidos recuperados pelas tarifas para efeitos de ajustamentos. OPEX + CAPEX Real REN corresponde aos valores custos de exploração (OPEX) e de custo de investimento (CAPEX), considerando neste caso a taxa de remuneração definida pela ERSE para cada ano em causa, custos estes que se verificaram e foram apresentados nas contas reguladas auditadas.

³³ Para efeitos de comparação, até 2021 o valor do TOTEX ERSE inclui a soma das parcelas de CAPEX e de OPEX controlável, sendo apresentado em linha contínua na figura.

Figura 2-29 - Proveitos Permitidos Totais por energia³⁴ TEE
(preços constantes de 2023)



Fonte: ERSE, REN

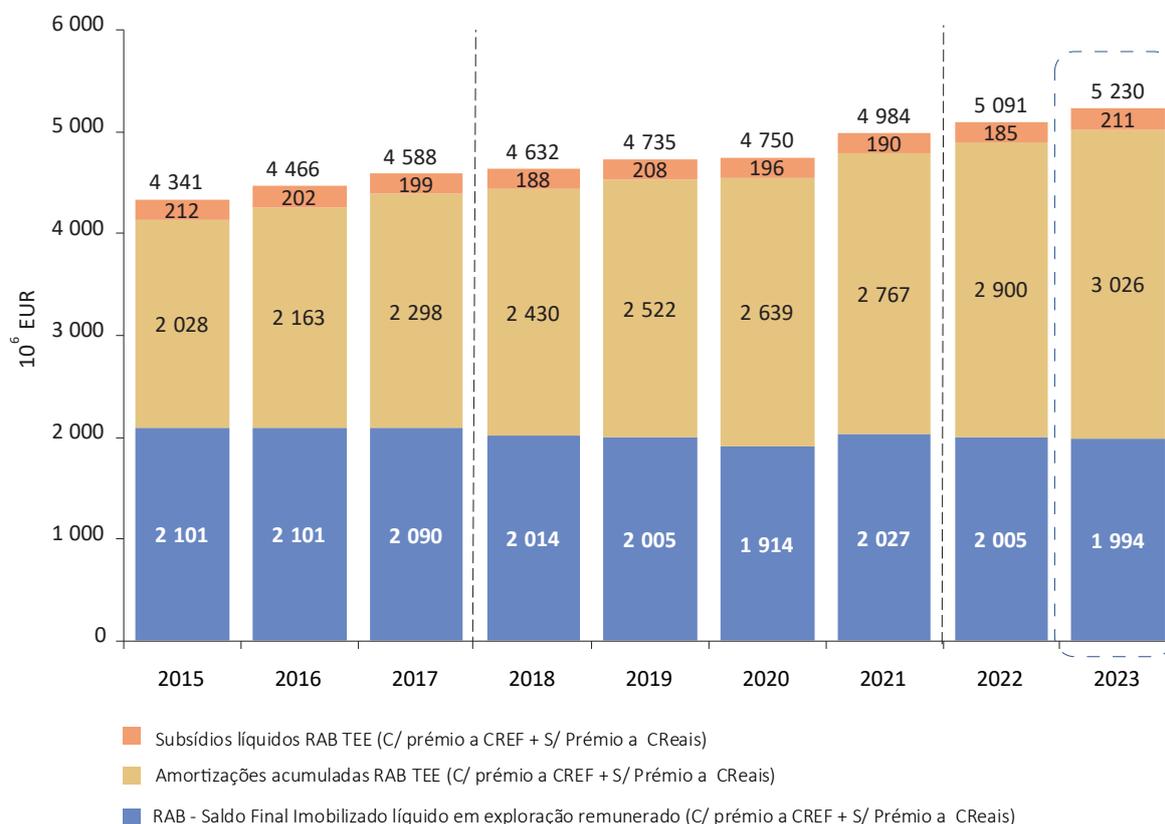
Pela análise das figuras anteriores, observa-se um distanciamento entre os proveitos permitidos totais aceites pela ERSE e os valores de custos (OPEX e CAPEX) registados pela REN. Esta divergência deve-se, sobretudo, à componente de CAPEX, em resultado da implementação do mecanismo de custos de referência (em 2009), bem como a outros mecanismos com incidência no ativo, como sejam o MEEFVU, em vigor até 2017, e IREI que em 2018 substituiu o MEEFVU e que, tal como o mecanismo de custos foi eliminado em 2022.

³⁴ Energia emitida. Os valores apresentados para o ano de 2023 representam a melhor estimativa à data de elaboração deste documento.

Até 2021, as divergências entre os valores do TOTEX ERSE e os custos reais da empresa devem-se sobretudo ao mecanismo de custos de referência, no CAPEX, e à capacidade da empresa em obter ganhos de eficiência ao nível dos custos de exploração, superando as metas impostas pelo regulador. A partir de 2022, a empresa passa a poder obter ganhos de eficiência no CAPEX decorrente de novos investimentos, aos quais já não se aplica o mecanismo de custos de referência. Contudo, a avaliação do desempenho da empresa no âmbito da metodologia TOTEX deve ser realizada para o agregado dos 4 anos do período de regulação, uma vez que na definição da base de custos TOTEX se utilizou um valor médio de CAPEX para todo o período de regulação³⁵.

Na Figura 2-30 é apresentada a evolução dos ativos regulados afetos à atividade de TEE.

Figura 2-30- Evolução do ativo da TEE



Fonte: ERSE, REN

³⁵ Como o CAPEX considerado na base de custos TOTEX tem uma evolução crescente ao longo do período de regulação, é natural que nos primeiros anos o CAPEX real seja inferior ao CAPEX implícito na base de custos, sem que isso indique, necessariamente, ganhos obtidos pela empresa face às metas impostas pelo regulador.

Como se pode observar, a figura evidencia:

- Uma tendência de redução do imobilizado remunerado (que corresponde ao imobilizado líquido em exploração (RAB)) a partir de 2016 e até 2020, porque os valores anuais dos investimentos entrados em exploração passam a ser inferiores aos das amortizações dos ativos. Embora esta tendência tenha sido parcialmente revertida em 2021, em 2022 e 2023 o RAB voltou a reduzir-se;
- O valor médio do RAB, no período 2015 a 2023, foi de 2 028 milhões de euros;
- O valor médio das amortizações acumuladas, no período 2015 a 2023, foi de 2 530 milhões de euros.

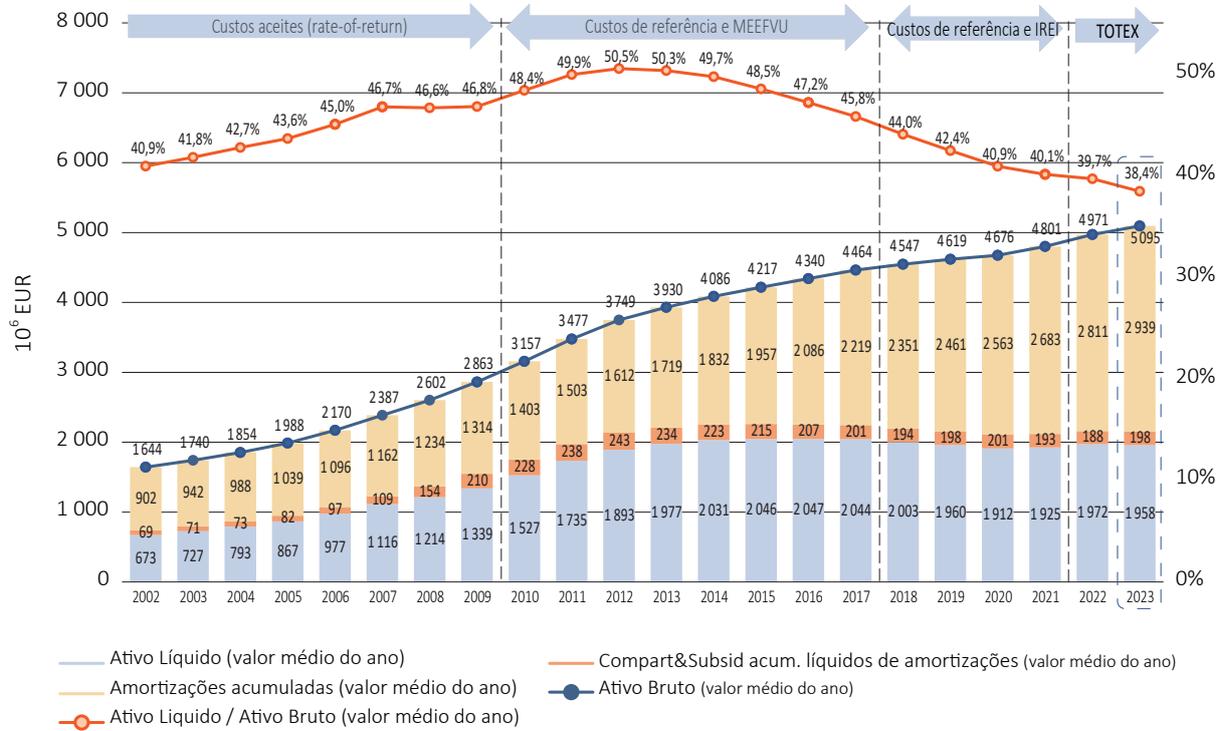
No caso da atividade de transporte de energia elétrica, em que o CAPEX tem representado 80% ou mais dos custos totais, as metodologias de regulação procuraram promover em particular um nível de investimento adequado, que responda às necessidades do Sistema Elétrico Nacional (SEN) no atual contexto de transição energética, sem gerar um nível de investimento excessivo devido ao efeito Averch-Johnson³⁶.

Neste sentido, a figura seguinte apresenta a evolução, desde 2002, do valor líquido do investimento e da sua relação com o ativo bruto, enquadrando-a com a metodologia de regulação aplicada³⁷. Quanto maior o rácio entre o ativo líquido e o ativo bruto, mais recente será em média o ativo e, tendencialmente, menos utilizado. Observa-se que a diminuição do rácio do ativo líquido coincide com a consideração de custos de referência e com a introdução de metodologias que promovem uma maior utilização dos ativos (MEEFVU e IREI). Observa-se igualmente uma ligeira atenuação da tendência deste rácio, que coincide com a aplicação do *revenue cap* no TOTEX.

³⁶ Esse efeito consiste na realização de investimento em excesso por parte das empresas reguladas de modo a aumentarem os seus resultados, que foi primeira vez apresentado por Averch H. e Johnson L. (1962, "Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint", American Economic Review).

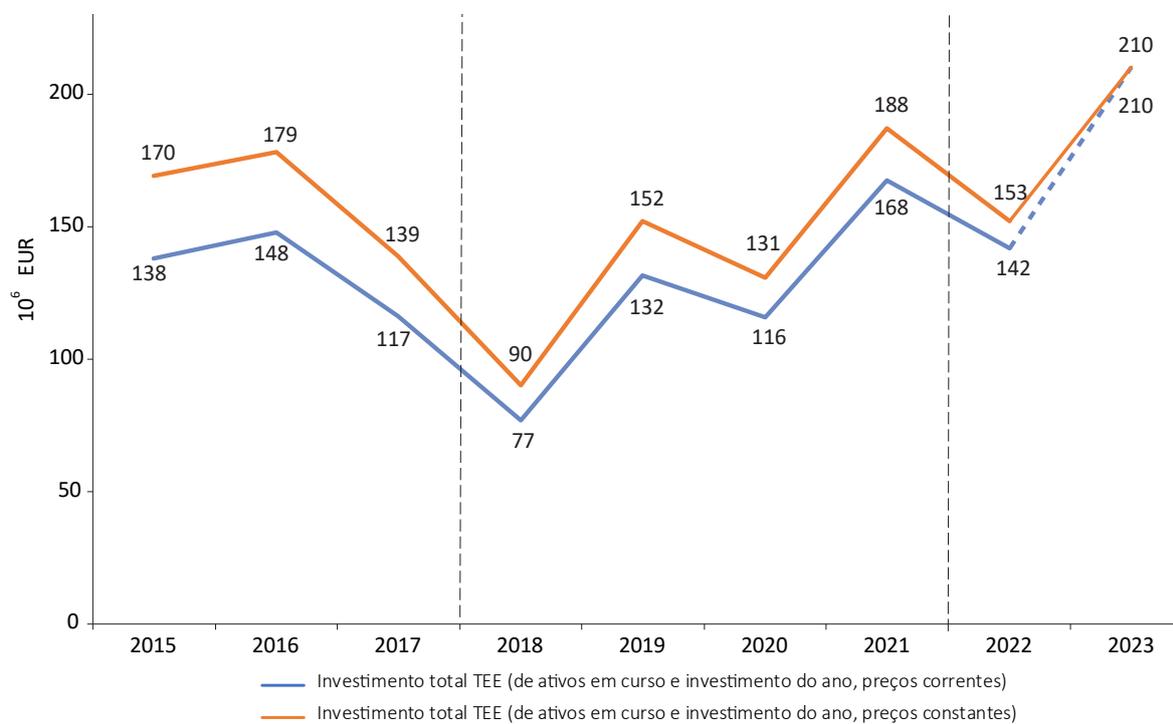
³⁷ Os valores desta figura não podem ser exatamente comparados com as da anterior por dizerem respeito ao valor médio anual do ativo, enquanto a anterior reflete os valores no final do ano.

Figura 2-31 – Evolução do ativo remunerado da atividade de Transporte de Energia Elétrica



A Figura 2-32 apresenta a evolução dos investimentos a preços corrente e constantes desde 2015, observando-se um ligeiro aumento.

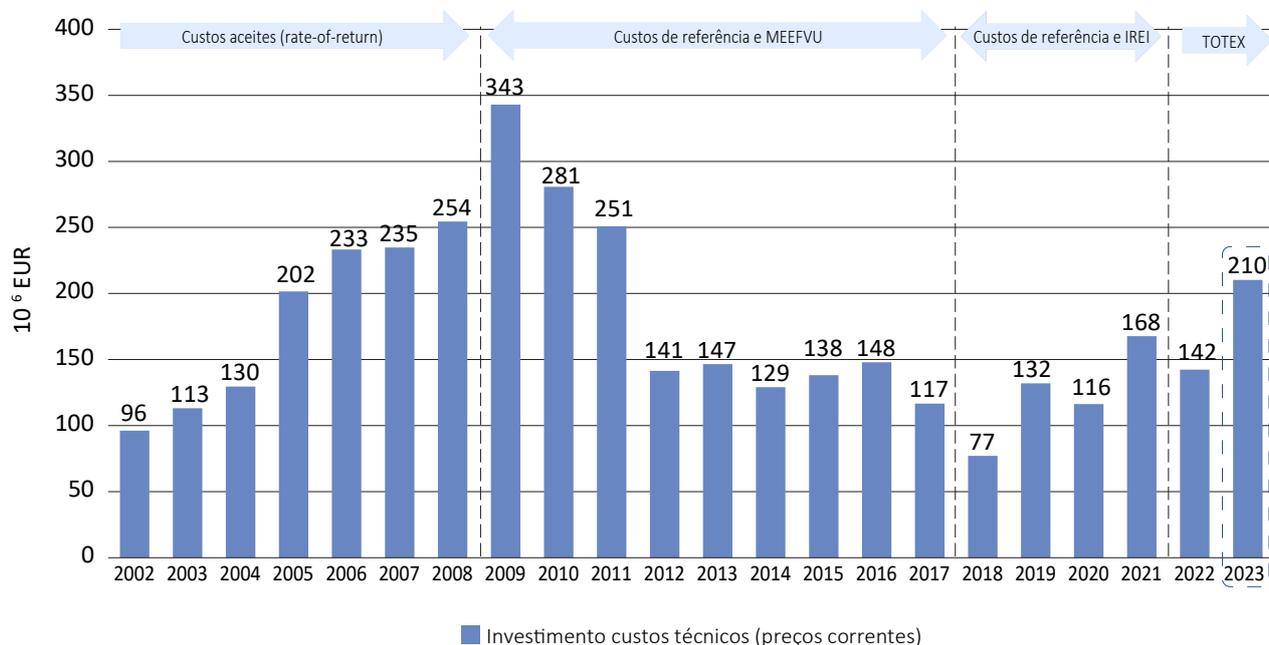
Figura 2-32 - Evolução do investimento da TEE



Fonte: ERSE, REN

A Figura 2-33 apresenta uma série mais longa dos investimentos, enquadrando-a, com a metodologia de regulação aplicada, de modo a ilustrar, tal como a Figura 2-31, os possíveis efeitos da metodologia de regulação nas políticas de investimento da REN. Refira-se, contudo, que naturalmente outros motivos justificam esta evolução, nomeadamente os PDIRT-E aprovados e a evolução do contexto macroeconómico.

Figura 2-33 – Evolução do investimento a custos diretos da atividade de transporte de energia elétrica



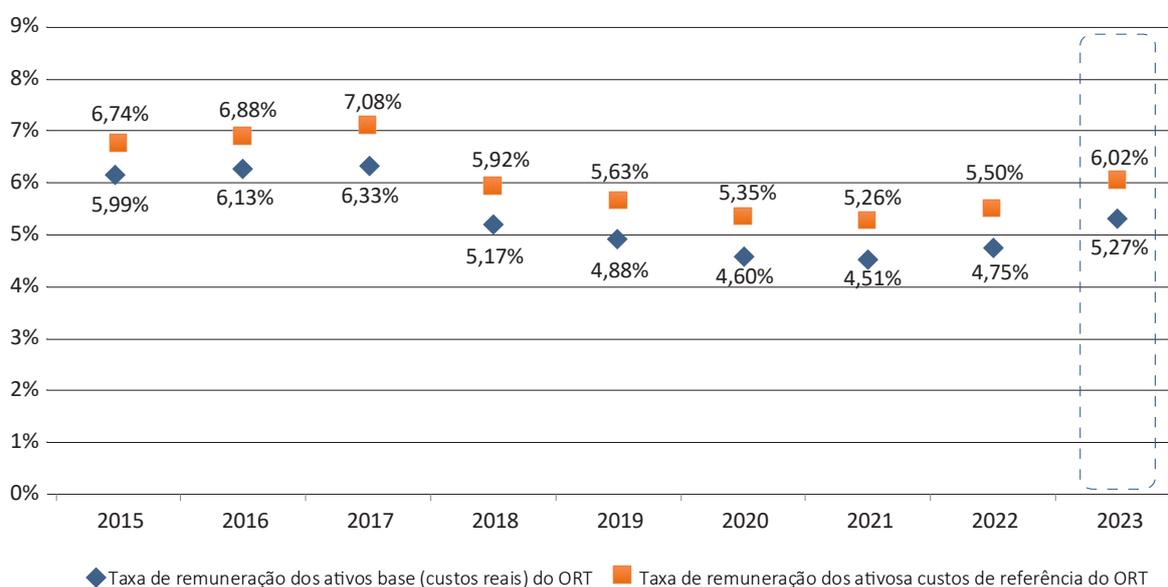
Entre 2015 e 2018 observa-se uma redução do volume de investimento nesta atividade, que atinge, em 2018, o valor mais baixo do período em análise. Contudo, essa tendência inverteu-se a partir de 2019, tendo o investimento atingido em 2023 o volume mais elevado desde 2015, ano em que foi implementado o mecanismo de incentivo à racionalização económica dos investimentos da RNT (IREI).

Este incentivo foi eliminado no período de regulação que se iniciou em 2022, tendo sido substituído pelo incentivo IMDT. A média dos investimentos, a preços constantes, no período de regulação 2015-2017 foi de 162 milhões de euros, inferior ao nível do valor médio dos investimentos no período regulatório 2012-2014 (176 milhões de euros). No período de regulação 2018-2021, o valor médio dos investimentos foi de 140 milhões de euros, correspondendo a uma redução de 13,6% relativamente ao período de regulação anterior. A média dos dois anos do atual período de regulação, 181 milhões de euros, representa um valor superior aos valores médios dos três períodos de regulação anteriores.

REMUNERAÇÃO DO ATIVO

A metodologia de cálculo da taxa de remuneração aplicada pela ERSE aos ativos líquidos, encontra-se no capítulo 2.3.2. Adicionalmente, os incentivos, com incidência quer no CAPEX quer no OPEX, com impacto na recuperação de proveitos da atividade são apresentados no mesmo capítulo. Na figura abaixo apresenta-se o WACC aplicado na atividade de transporte na base de ativos líquidos a custos reais e a custos de referência.

Figura 2-34 – Remuneração do ativo³⁸



Fonte: ERSE, REN

É de salientar que a partir de 2012, a evolução da taxa de remuneração decorre da aplicação do mecanismo de indexação

Em 2015, os RoR registaram uma diminuição substancial face aos valores médios do período de regulação anterior (de 2,5p.p. no RoR regulatório a custos reais e de 3,2% no RoR a custos de referência), nomeadamente por efeito da definição de novos parâmetros para o período regulatório 2015-2017 (redução da taxa de remuneração base e do prémio aplicado aos ativos valorizados a custos de referência).

Em 2016 e 2017, os RoR registaram um ligeiro aumento, por efeito do incremento na taxa de remuneração dos ativos, resultante do mecanismo de indexação às *yields* das obrigações da República Portuguesa a 10 anos. Em 2018, a taxa de remuneração a aplicar no período regulatório que se iniciou nesses anos foi revista em baixo.

³⁸ Os valores apresentados para o ano de 2023 representam a melhor estimativa à data de elaboração deste documento.

Em 2023, o RoR regulatório foi de 5,27% a custos reais e 6,02% a custos de referência. Para o período de regulação de 2022 a 2025 a taxa de remuneração inicial foi estabelecida em 4,40% (acrescido de um *spread* de 0,75p.p. nos ativos a custos de referência), variando em função da evolução das obrigações do tesouro a 10 anos. Este valor corresponde a uma diminuição face ao RoR inicial do período de regulação de 2018 a 2021 (5,5% acrescido de um *spread* de 0,75p.p. nos ativos a custos de referência).

2.4.2 Atividade de Distribuição de Energia Elétrica – Continente

A metodologia de regulação aplicada à atividade de Distribuição de Energia Elétrica (DEE) no Continente foi, no início da regulação, uma regulação por *price cap* aplicada aos custos totais (TOTEX), com uma evolução indexada à taxa de inflação adicionada dos ganhos de eficiência previstos para o período de regulação, complementada, no primeiro período de regulação, por um mecanismo de partilha de ganhos e perdas. No entanto, a partir do período de regulação 2012-2014, a metodologia do tipo *price cap* passou a ser aplicada apenas aos custos de exploração (OPEX), garantindo a diminuição do OPEX, sem prejudicar a realização de investimentos necessários, criando condições para a modernização da rede para enfrentar os desafios da transição energética. Os custos com capital (CAPEX) são analisados separadamente e sujeitos a uma metodologia de regulação do tipo *rate of return*. No sentido de se contribuir para o desenvolvimento inicial de redes inteligentes na distribuição de energia elétrica, neste período de regulação aplicou-se um incentivo aos investimentos com carácter inovador.³⁹

Para o período de regulação 2015-2017, manteve-se a metodologia do tipo *price cap* aplicada ao OPEX, continuando o CAPEX a ser aceite em base anual, em ambos os níveis de tensão. Neste período de regulação, a ERSE manteve o modelo do mecanismo de incentivo à redução das perdas nas redes de distribuição em vigor no período de regulação anterior, introduziu alterações ao incentivo à melhoria da continuidade de serviço e reconfigurou o mecanismo de incentivo ao investimento em redes inteligentes.

³⁹ No capítulo 5.1 detalha-se a motivação e as principais características da implementação de incentivos à inovação ao longo dos vários períodos de regulação.

No entanto, a aplicação de uma metodologia de regulação do tipo *rate of return*, aplicada ao CAPEX, combinada com uma regulação por incentivos aplicada ao OPEX, ao tratar de modo diferente as duas naturezas de custos, não garante os resultados mais eficientes, nem para as empresas nem para os consumidores, por tendencialmente responder aos novos desafios com as respostas tradicionais, assentes em investimentos convencionais. Assim, com esta combinação metodológica seria mais difícil à atividade de distribuição de energia elétrica responder aos novos desafios do setor, designadamente a integração de produção distribuída, tirando partido de todas as potencialidades decorrentes das redes inteligentes e da participação da procura para aumentar a eficiência e o desempenho operacional.

Assim, no período de regulação 2018-2021, passou a aplicar-se uma metodologia do tipo *price cap* ao TOTEX na atividade de distribuição de energia elétrica em BT, mantendo-se, para os níveis de tensão de AT/MT, a metodologia de *price cap* aplicada ao OPEX e de custos aceites ao CAPEX. Para além dos incentivos que transitaram do período de regulação anterior, introduziu-se ainda um incentivo adicional, o incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes (ISI)⁴⁰.

Para o novo período de regulação de 2022-2025, avaliaram-se as metodologias de regulação utilizadas e definiram-se novos parâmetros de regulação. A principal alteração introduzida consistiu na aplicação de uma metodologia do tipo *revenue cap* ao TOTEX na atividade de distribuição de energia elétrica em AT/MT⁴¹, à semelhança da que já vigorava no nível de tensão BT desde 2018. Esta metodologia é complementada com a aplicação de um mecanismo de partilha de ganhos e perdas registados ao longo de todo o período de regulação. Neste novo período de regulação reformulou-se ainda o incentivo à redução de perdas, alteraram-se os parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço e removeram-se dos proveitos permitidos as parcelas de custos relativos aos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental. No âmbito da inovação, manteve-se o incentivo ISI, mas eliminou-se o incentivo ao investimento em redes inteligentes, prevendo-se que os custos com projetos-piloto neste âmbito, que tenham duração e abrangência limitada, possam vir a ser aceites na parcela Z⁴² das atividades de operação das redes, de modo a não serem considerados como custos sujeitos a metas de eficiência.

⁴⁰ Regulamento n.º 610/2019, de 2 de agosto: <https://www.erse.pt/atividade/regulamentos-eletricidade/redes-inteligentes/>

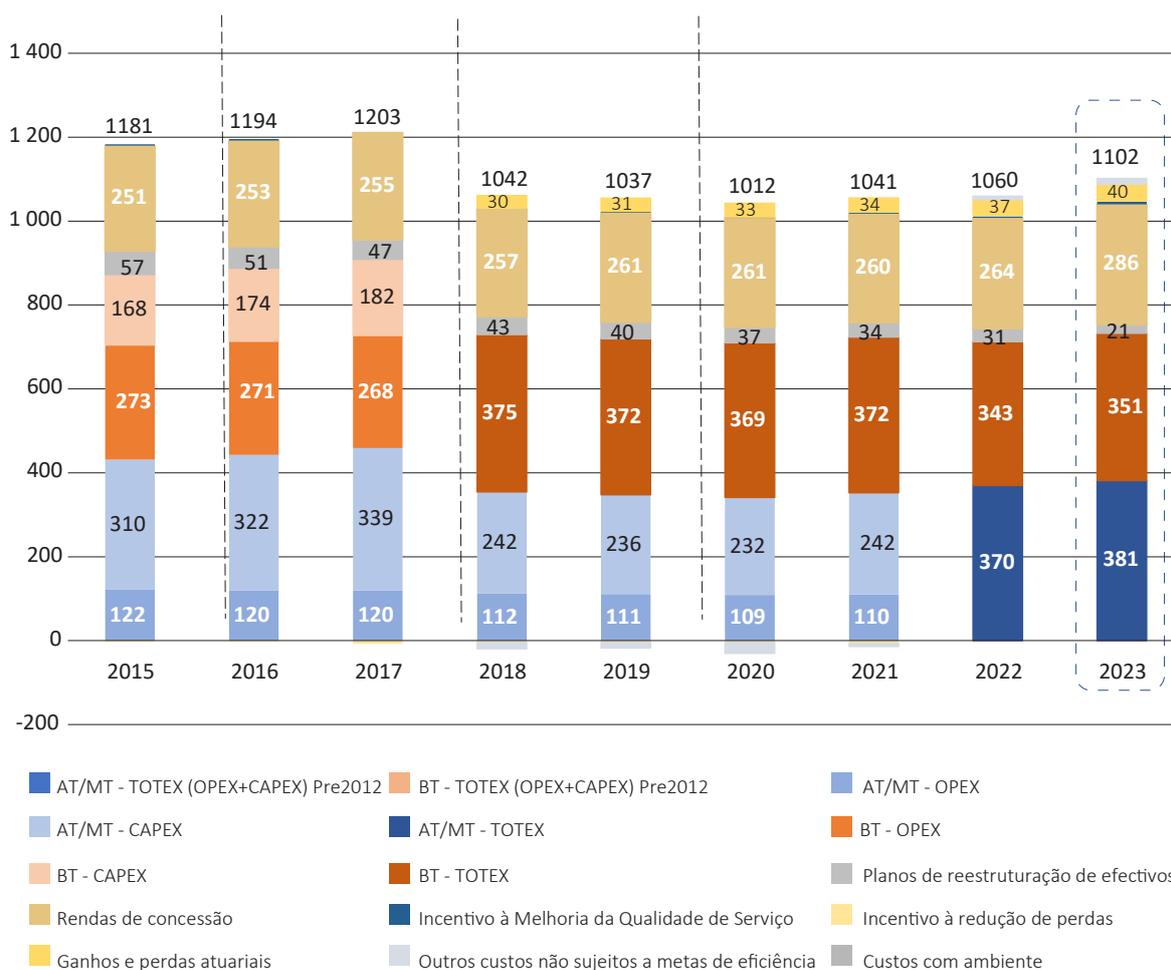
⁴¹ A justificação aprofundada desta opção metodológica encontra-se no documento justificativo da Consulta Pública n.º 101: <https://www.erse.pt/media/mhunxjide/documento-justificativo.pdf>.

⁴² Parcela existente na formulação dos proveitos permitidos, que permite repercutir nas tarifas, montantes não contemplados no âmbito das metas de eficiência estabelecidas para os custos da atividade regulada.

EVOLUÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

A Figura 2-35 apresenta a evolução dos proveitos (rendimentos) permitidos reais da atividade de Distribuição de Energia Elétrica (DEE), do Operador da Rede de Distribuição, a preço correntes.

Figura 2-35- Proveitos permitidos reais⁴³ – DEE (preços correntes)



⁴³ Não inclui efeitos de ajustamentos. Os valores apresentados para o ano de 2023 representam a melhor estimativa à data de elaboração deste documento.

Como se observa, os proveitos permitidos da atividade de distribuição permaneceram relativamente estáveis até 2017, caindo para valores mais reduzidos a partir de 2018, tendo-se atingido, em 2020, o valor mais baixo de proveitos registado desde 2006. Refira-se que esta diminuição de proveitos resultou da revisão das bases de custos no início do atual período de regulação (2018-2021), possibilitada pela diminuição dos custos reais da empresa até 2016, bem como pelo facto de os proveitos deixarem de incorporar, a partir de 2018, ajustamentos à base de ativos e às amortizações do exercício decorrentes de ativos que à data de transição de POC para IFRS deixaram de ser capitalizados, por se encontrarem totalmente amortizados no final de 2017. Apesar da revisão das bases de custos para o período de regulação (2022-2025) também ter incorporado uma ligeira redução de gastos, a tendência de subida observada a partir de 2021 dos valores dos proveitos permitidos deve-se à conjugação da subida da inflação e do custo de capital.

INDUTORES DE CUSTOS E METAS DE EFICIÊNCIA

No período de regulação de 2015 a 2017, a ERSE utilizou os seguintes indutores de custos para o cálculo dos custos de exploração permitidos à atividade de DEE em BT: número de clientes e energia distribuída.

Para o período de regulação de 2018 a 2021, a alteração da metodologia de regulação da atividade de distribuição em BT para um *price cap* aplicável aos custos totais (TOTEX), levou à necessidade de reconfigurar os indutores de custos anteriormente usados, de modo a incorporar a componente de CAPEX. Assim, os indutores escolhidos foram as condições de financiamento, a potência instalada nos postos de transformação, a extensão da rede e o número de clientes (57,5% da base de custos da rede BT). No caso da atividade de DEE em AT/MT, os indutores de custos aplicados entre 2015 e 2021 aos custos de exploração foram a extensão da rede e a energia distribuída.

Nos períodos de regulação em que foi aplicada uma metodologia de regulação por incentivos aos custos de exploração da atividade de distribuição, a meta de eficiência adotada foi de 3,5% no período de regulação de 2012-2014, tendo-se alterado para 2,5% no período de regulação de 2015-2017, mantendo a trajetória decrescente desde então, com um valor de 2,0% de 2018 a 2021 que desceu para 0,75% no atual período de regulação de 2022 a 2025.

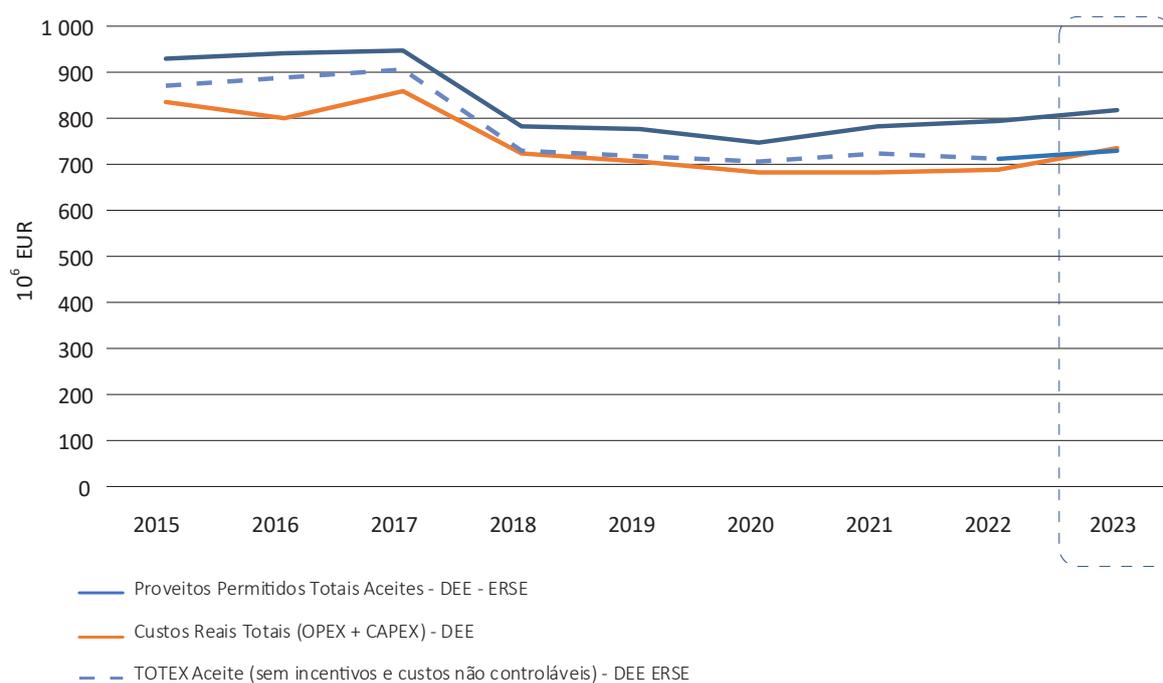
No período de regulação que se iniciou em 2022, com a adoção de uma regulação por incentivos ao TOTEX, considerou-se que a extensão da rede e a potência ligada para produtores são os indutores físicos adequados para a atividade de distribuição em AT/MT.

Quanto à atividade de distribuição em BT, a ERSE abandonou os indutores físicos “potência instalada em postos de transformação” e “extensão da rede”, optando apenas pelo número médio de clientes ligados em BT que, em grande medida, é representativo dos *outputs* da atividade de distribuição de energia elétrica em BT.

EVOLUÇÃO DO TOTEX UNITÁRIO

A figura seguinte apresenta a evolução dos proveitos totais permitidos, custos totais reais (excluindo os gastos das rendas dos planos de reestruturação de recursos humanos e dos ganhos e perdas atuariais) e do TOTEX⁴⁴ permitido da atividade de DEE, em função dos valores unitários por energia distribuída, a preços constantes de 2023, excluindo, em ambas as séries, os gastos relativos às rendas de concessão.

Figura 2-36 - TOTEX por energia – atividade de DEE⁴⁵
(preços constantes 2023)



⁴⁴TOTEX corresponde aos proveitos permitidos recuperados pelas tarifas para efeitos de ajustamentos. Nos anos em que a metodologia regulatória determinava a desagregação das componentes de OPEX e CAPEX por cada nível de tensão, corresponde à soma destas componentes (o tracejado das figuras representa os anos em que ocorreu este procedimento).

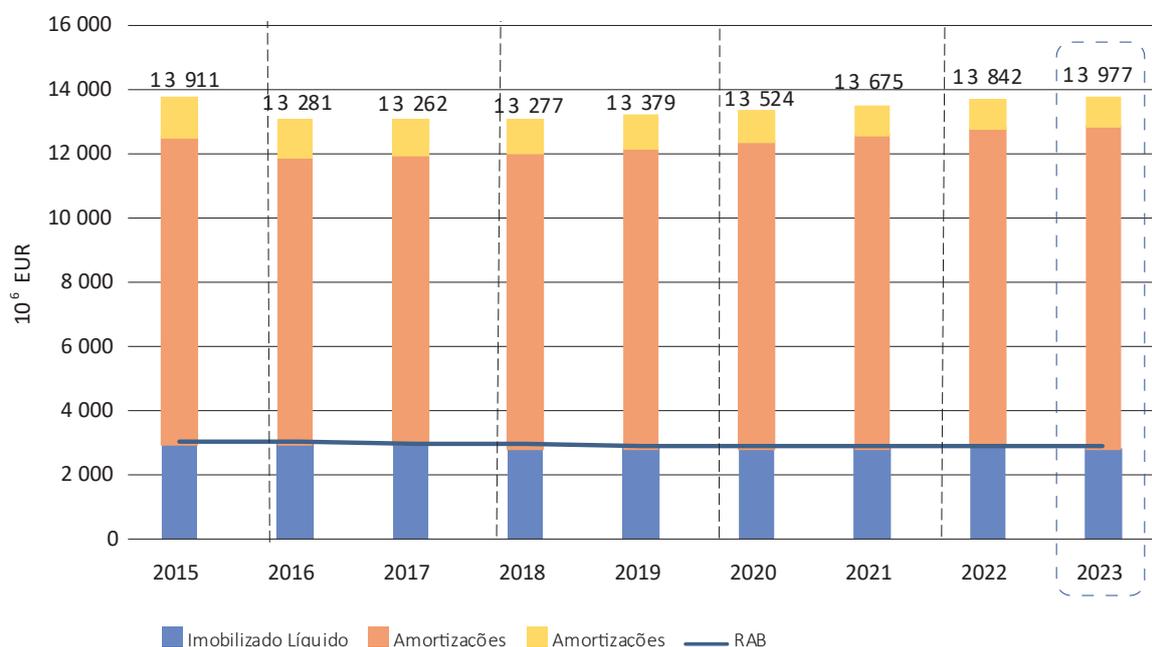
⁴⁵ Os valores apresentados para o ano de 2023 representam a melhor estimativa à data de elaboração deste documento.

Observa-se uma redução dos proveitos totais unitários, em paralelo com a redução dos custos reais totais. Esta tendência acentua-se em 2018, quer por via da diminuição dos proveitos totais (pelas razões anteriormente referidas), quer por via da energia distribuída na rede. Nos últimos anos, o TOTEX unitário acentuou a tendência de decréscimo, menos acentuada em 2023, devido ao incremento do consumo de eletricidade dado os proveitos e os custos terem aumentado. Note-se que, nos últimos períodos de regulação, os custos reais da empresa têm acompanhado a trajetória dos proveitos permitidos.

EVOLUÇÃO DOS ATIVOS E INVESTIMENTO

A figura seguinte ilustra a evolução do ativo da atividade de DEE, com um valor de RAB relativamente estável em torno dos 3 mil milhões de euros. Recorde-se que o RAB esteve entre 2002 e 2011 incluído no *price cap*, sendo apenas revisto no início de cada novo período de regulação. A partir de 2018 voltou a passar-se o mesmo para o nível de tensão BT e a partir de 2022 também para o nível de tensão de AT/MT.

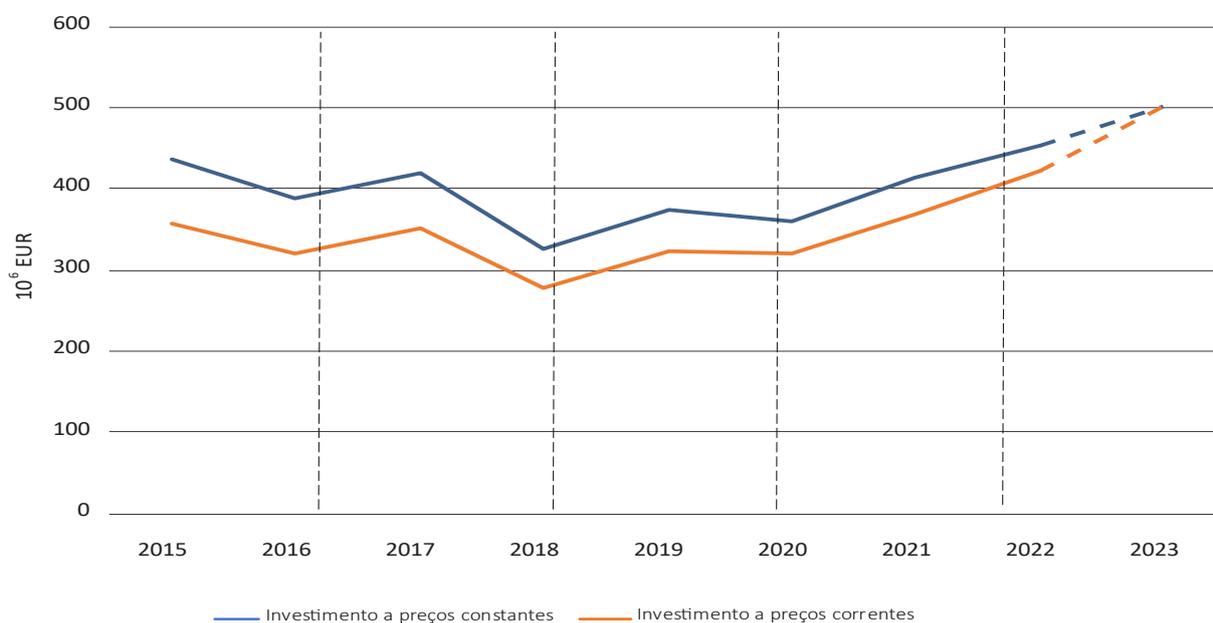
Figura 2-37 - Evolução do ativo⁴⁶



⁴⁶ Os valores apresentados para o ano de 2023 representam a melhor estimativa à data de elaboração deste documento.

Na Figura 2-38 observa-se uma estabilização do investimento (a preços correntes) entre 320 e 360 milhões de euros por ano, até 2017. Em 2018, verifica-se uma diminuição do investimento face aos níveis anteriores, motivado, em parte, pela implementação de um novo sistema contabilístico, que levou à recalendarização de algum investimento previsto para esse ano. No último triénio do período em análise, observou-se uma tendência de crescimento, alcançando em 2023, o nível de investimento máximo no período em análise, acima de 500 milhões de euros.

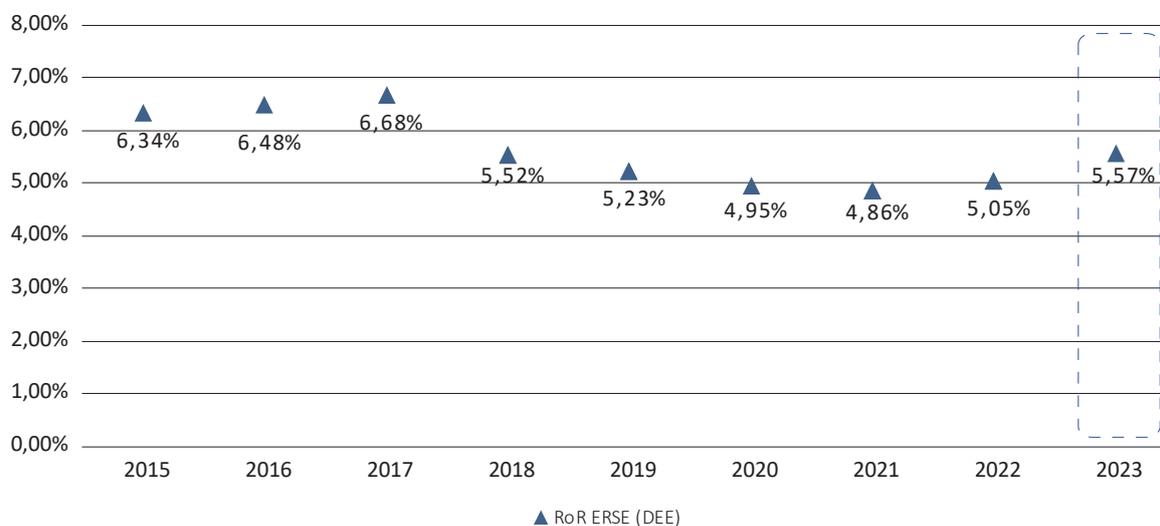
Figura 2-38 - Evolução do investimento⁴⁷



REMUNERAÇÃO DO ATIVO

O cálculo do RoR associado à atividade de Distribuição é especialmente influenciado pelo desempenho da empresa, pela transposição do normativo contabilístico de POC para IFRS, bem como pelas metodologias de regulação utilizadas. Na figura *infra* é apresentada a taxa de remuneração definida pela ERSE (RoR ERSE) em cada período de regulação.

⁴⁷ Os valores apresentados para o ano de 2023 representam a melhor estimativa à data de elaboração deste documento.

Figura 2-39 - Taxa de remuneração⁴⁸

Até 2017, o custo de capital médio ponderado apresentado é igual entre AT/MT e BT, uma vez que a metodologia de regulação aplicada era a mesma. No período de regulação de 2018 a 2021, como a atividade em BT passou a ser regulada por TOTEX, o valor da taxa de remuneração apresentado corresponde a uma média ponderada pelos ativos de cada nível tensão, uma vez que o custo de capital médio ponderado passou a ser diferenciado por nível de tensão. A partir de 2022, ambas as atividades (AT/MT e BT) passaram a ser reguladas por TOTEX. No entanto, manteve-se o cálculo da taxa de remuneração dos ativos regulados (RoR) para estas atividades decorrente desta variável continuar a impactar na determinação dos proveitos permitidos nos termos apresentados no documento de “Parâmetros de Regulação para o Período 2022-2025”.

Na generalidade, observa-se uma tendência de diminuição da remuneração do ativo líquido regulado, resultando da atuação do regulador (em cada novo período de regulação) e da aplicação do mecanismo parcial de indexação da taxa de remuneração às condições macroeconómicas, em particular a evolução das OT. Este último fator tem impactado numa maior volatilidade da taxa de remuneração e na tendência supra indicada. Nomeadamente, observa-se uma exceção a esta evolução em 2016 e 2017, onde o aumento das OT relacionados com o *Brexit* e outros fatores geopolíticos, provocaram um ligeiro aumento do custo de capital⁴⁹ face ao valor fixado no início do período de regulação (2015) e, em 2022 e 2023, relacionados com os efeitos da pandemia COVID 19 e do conflito militar entre a Ucrânia e a Rússia.

⁴⁸ Os valores apresentados para o ano de 2023 representam a melhor estimativa à data de elaboração deste documento.

⁴⁹ Mais precisamente o custo médio ponderado de capital (em inglês *Weighted Average Capital Costs (WACC)*), que representa as condições de financiamento dos investimentos recorrendo a capitais alheios ou a capitais próprios.

No período de regulação de 2022 a 2025, a taxa de remuneração inicial foi estabelecida em 4,70%, variando em função da evolução das obrigações do tesouro a 10 anos. Este valor corresponde a uma diminuição face ao RoR inicial do período de regulação de 2018 a 2021 (5,75%).

2.4.3 Atividade de Distribuição de Energia Elétrica – Regiões Autónomas

METODOLOGIAS DE REGULAÇÃO

O início da regulação, por parte da ERSE, da concessionária do transporte e distribuição da RAA (EDA) e da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM (EEM) ocorreu em 2003.

No período de 2009 a 2011, a atividade de Distribuição de Energia Elétrica (DEE), tanto na EDA como na EEM, que até então era regulada por custos aceites em base anual, passou a ter por base um modelo de regulação assente no estabelecimento de metas de eficiência. No quadro da revisão regulamentar, ocorrida em 2011 face ao conhecimento adquirido pela ERSE desde o alargamento das suas competências às Regiões Autónomas, a atividade de DEE passou a ser regulada, ao nível do OPEX, com metas de eficiência, e a regulação do CAPEX passou a ser baseado por custos aceites anualmente.

Após proceder à avaliação dos resultados das metodologias de regulação aplicadas nos períodos de regulação 2012-2014, 2015-2017 e 2018-2021, a ERSE decidiu consolidá-las, mantendo-as para o período de regulação 2022-2025.

CUSTOS DE INVESTIMENTO

Para a atividade de distribuição de energia elétrica nas Regiões Autónomas tem-se considerado uma taxa de remuneração igual à da atividade de distribuição no continente. Deste modo, para o período de regulação de 2022 a 2025 a taxa de remuneração inicial foi estabelecida em 4,70%, variando em função da evolução das obrigações do tesouro a 10 anos. Este valor corresponde a uma diminuição face ao RoR inicial do período de regulação de 2018 a 2021 (5,75%).

CUSTOS DE EXPLORAÇÃO SUJEITOS A METAS DE EFICIÊNCIA

De modo a estabelecer as metas de eficiência a aplicar aos custos controláveis da atividade de DEE, suportado igualmente no anteriormente mencionado estudo de benchmarking⁵⁰, a ERSE analisou o nível de custos unitários por energia fornecida nas duas Regiões Autónomas, tendo verificado que apresentavam um comportamento diferente, entre as duas Regiões. Enquanto na EDA, ocorreu desde 2016, um distanciamento acentuado entre os custos aceites e os custos reais, com estes últimos a aumentarem, na EEM há uma grande proximidade entre os custos aceites e reais, apresentando estes últimos uma trajetória descendente.

Em traços gerais, a análise realizada é importante por ser difícil encontrar um benchmarking para ambas as empresas. Deste modo, comparou-se o OPEX líquido de proveitos (rendimentos) da EEM e da EDA para a atividade de DEE, em função da energia fornecida por cada uma das empresas.

No entanto, é conveniente ressaltar que esta análise não uniformiza as características físicas que a EDA e a EEM enfrentam, que são bem distintas entre si⁵¹.

A análise permitiu concluir que existe um diferencial significativo entre os OPEX da EEM e da EDA, na medida em que a EEM apresenta custos por energia distribuída mais elevados do que a EDA (vide Figura 2-41 e Figura 2-46). Estas figuras permitem também verificar que, ao contrário do que se verifica na EEM, no caso da EDA os custos aceites pela ERSE e os custos reais têm-se vindo a afastar.

INDUTORES E METAS DE EFICIÊNCIA

Para além da análise de desempenho referida anteriormente a definição dos fatores de eficiência para o período de regulação 2022 a 2025, da atividade de distribuição da EDA e da EEM teve em conta o «Estudo de benchmarking – Operadores de Sistema de Distribuição»⁵².

⁵⁰ «Estudo de benchmarking – Operadores de Sistema de Distribuição», disponível em <https://www.erse.pt/media/10lemi3q/estudo-benchmarking.pdf>.

⁵¹ A Região Autónoma dos Açores é constituída por 9 ilhas e a Região Autónoma da Madeira é constituída por 2 ilhas, sendo que o número de consumidores nesta última região é maior. Tal deverá ser tido em conta na interpretação dos resultados.

⁵² Disponível em <https://www.erse.pt/media/10lemi3q/estudo-benchmarking.pdf>.

Os indutores da componente variável dos custos operacionais líquidos da EDA e da EEM, na atividade de DEE, foram, desde sempre o número médio de clientes e a energia fornecida, à semelhança do que ocorria na Distribuição no continente.

No caso da EDA, para o período de regulação de 2012 a 2014 foi considerado um valor de 2,5% para a meta de eficiência, em todos os níveis de tensão. De 2015 a 2017, o fator de eficiência foi revisto em baixo para os 2%. No período de regulação seguinte (2018 a 2021) foi considerada uma meta de eficiência de 3%, tendo sido revisto para 2,5% para o período de 2022 a 2025.

No caso da EEM, o fator de eficiência foi de 5% para o período de regulação entre 2012 e 2014, 4% entre 2015 e 2017, 3% no período de regulação entre 2018 e 2021 e de 2% no atual (2022-2025) período de regulação.

Em ambas as Regiões Autónomas, as metas de eficiência foram iguais em todos os níveis de tensão.

2.4.3.1 Distribuição de Energia Elétrica – EDA

EVOLUÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

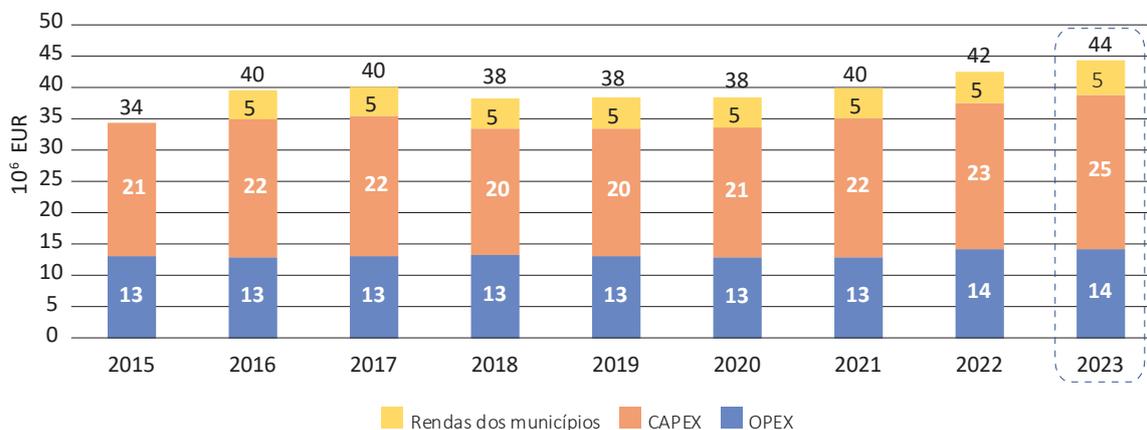
Na atividade de Distribuição de Energia Elétrica (DEE), os proveitos (rendimentos) permitidos tiveram um crescimento em 2016, por via do aparecimento de um novo agregado de custos que passou a ser recuperado pelas tarifas do sector elétrico, as rendas dos municípios⁵³.

Verifica-se que no anterior período de regulação (2018-2021), onde se manteve a metodologia de regulação face ao período regulatório anterior (2015-2017), os proveitos permitidos da DEE mantiveram-se estáveis, tanto a nível agregado como ao nível de cada componente. No atual período de regulação, iniciado em 2022, verifica-se um ligeiro aumento ao nível do CAPEX.

⁵³ A Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, que aprovou o Orçamento do Estado para 2016, veio alterar o artigo 44.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro.

Durante o período ilustrado, o OPEX manteve-se regulado com metas de eficiência, enquanto o CAPEX baseou-se em custos aceites anualmente.

Figura 2-40 - Proveitos permitidos reais⁵⁴ – DEE EDA (preços correntes)



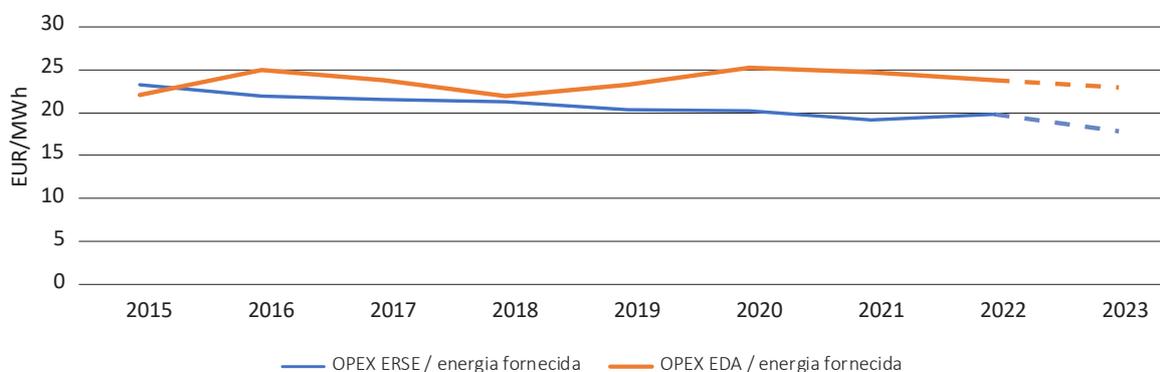
As metodologias de regulação aplicadas à atividade de DEE da EDA ao longo do período analisado na figura anterior são descritas no ponto 2.3.2.

EVOLUÇÃO DOS CUSTOS DE EXPLORAÇÃO UNITÁRIOS

Ao observar-se a Figura 2-41 podemos concluir que em 2015, primeiro ano do período regulatório 2015-2017, os custos reais da EDA adequaram-se à base de custos aceites pela ERSE. Contudo, no ano de 2016 ocorreu uma inversão na tendência de evolução dos custos da EDA que passaram, em termos unitários, a ser superiores aos custos aceites pela ERSE. Esta inversão deve-se, sobretudo, ao facto da EDA não ter conseguido uma redução dos seus custos reais em linha com as metas de eficiência impostas pela ERSE, situação que se mantém no atual período de regulação.

⁵⁴ Não inclui os ajustamentos de anos anteriores. Os valores apresentados para o ano de 2023 representam a melhor estimativa à data de elaboração deste documento.

Figura 2-41 - Custos por energia fornecida EDA ⁵⁵
(preços constantes de 2023)

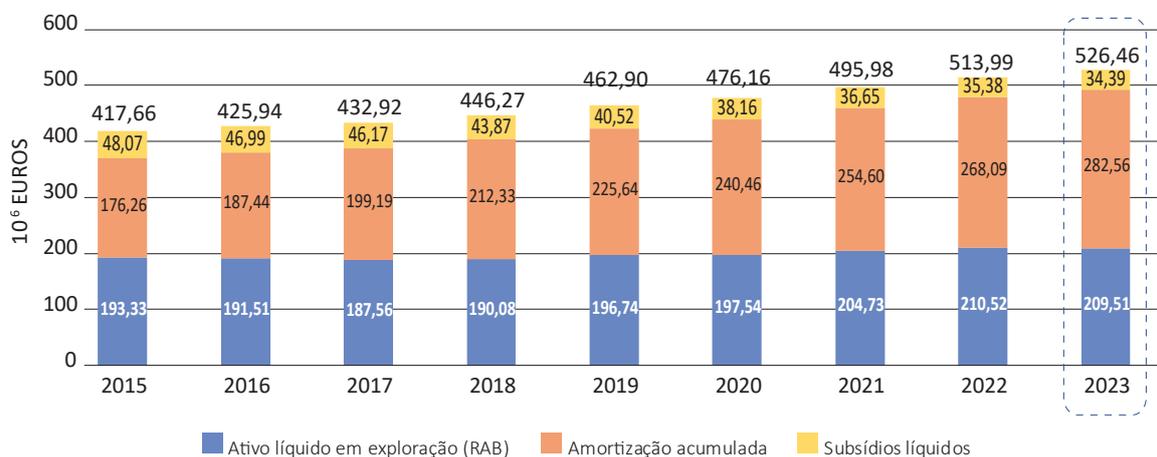


Nota: Não inclui as contrapartidas (rendas) dos municípios.

EVOLUÇÃO DOS ATIVOS E INVESTIMENTO

A Figura 2-42 mostra que o valor de imobilizado líquido em exploração tem-se mantido relativamente estável, com um ligeiro acréscimo nos últimos dois anos (2022 e 2023). De outro modo, o investimento transferido para exploração tem sido pouco expressivo.

Figura 2-42 - Evolução do Ativo DEE da EDA⁵⁶

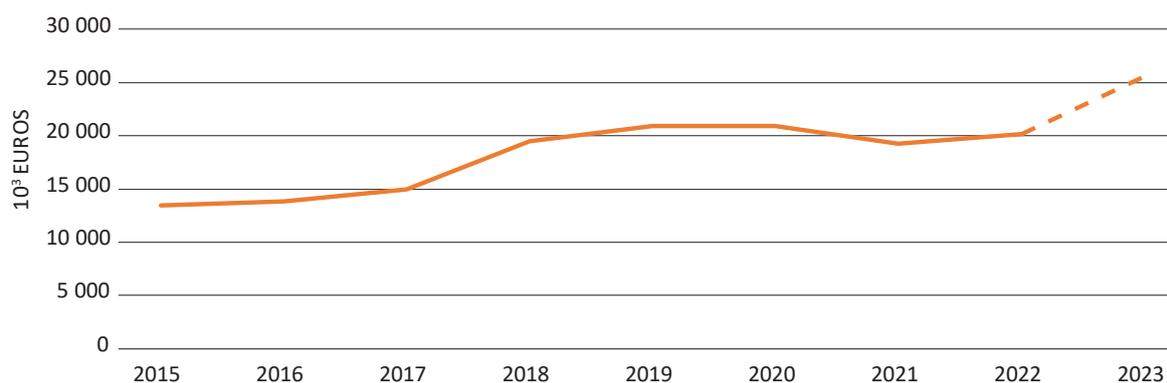


⁵⁵ Os valores apresentados para o ano de 2023 representam a melhor estimativa à data de elaboração deste documento.

⁵⁶ Os valores apresentados para o ano de 2023 representam a melhor estimativa à data de elaboração deste documento.

Conforme se pode observar na Figura 2-43, os investimentos na DEE revelam um perfil relativamente estável, registando-se um ligeiro acréscimo em 2018 e em 2023. Registe-se, contudo, que embora a figura não o permita aferir, no período de 2013 a 2016 os valores de investimento anual foram os mais baixos desde o início da regulação da EDA pela ERSE, em 2002.

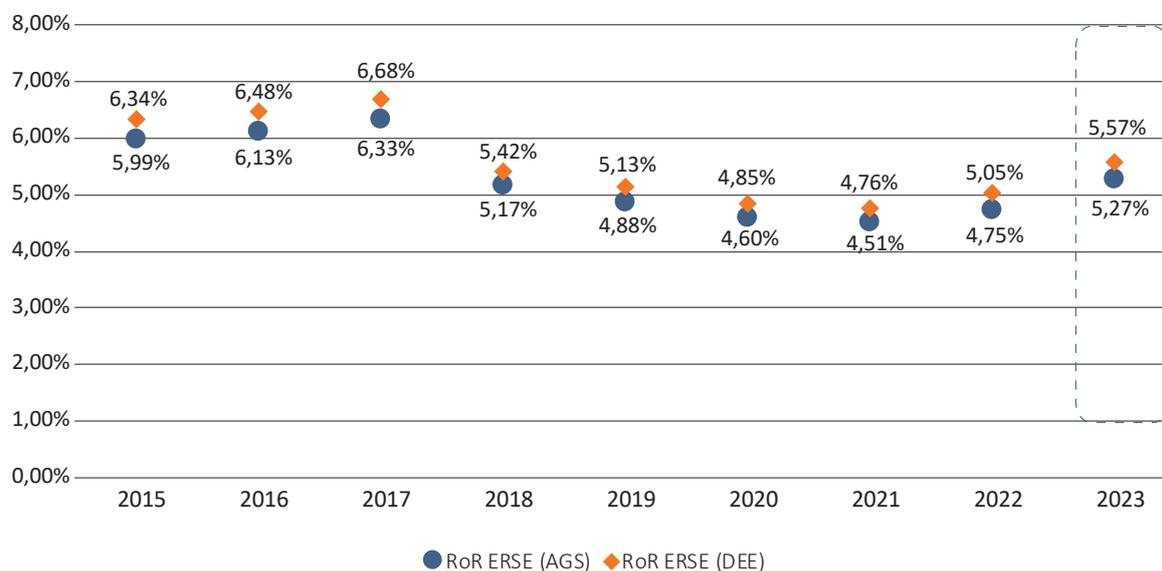
Figura 2-43 - Evolução do Investimento DEE da EDA⁵⁷
(preços constantes de 2023)



REMUNERAÇÃO DO ATIVO

A Figura 2-44 apresenta a evolução da taxa de remuneração definida pela ERSE para a atividade de distribuição da EDA e para a atividade de Aquisição de Energia e Gestão de Sistema (AGS), desenvolvida no subcapítulo 3.7.3

⁵⁷ Os valores apresentados para o ano de 2023 representam a melhor estimativa à data de elaboração deste documento.

Figura 2-44 - Taxa de remuneração⁵⁸

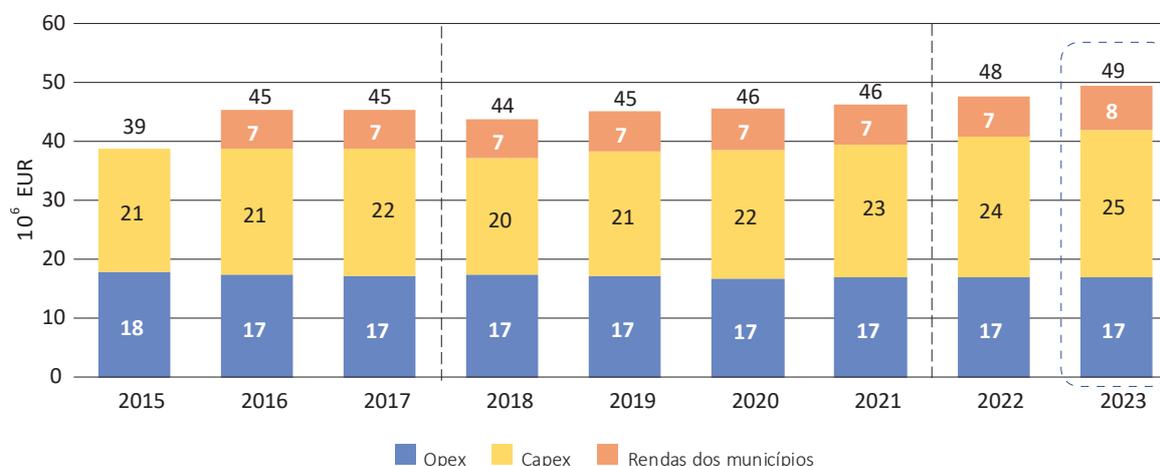
Tal como para as restantes empresas, observa-se a tendência de diminuição da remuneração do ativo líquido regulado, que decorre em grande parte da ação do regulador, visível em cada novo período de regulação, e na melhoria das condições macroeconómicas, em particular a evolução das *yields* das OT, por força da aplicação da metodologia de indexação parcial desta taxa de remuneração ao longo do período de regulação.

2.4.3.2 Distribuição de Energia Elétrica – EEM

EVOLUÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

Na atividade de Distribuição de Energia Elétrica (DEE), o comportamento dos proveitos (rendimentos) permitidos está sobretudo associado à evolução do CAPEX. À semelhança da EDA, o período ilustrado é caracterizado por uma regulação sujeita a metas de eficiência no OPEX e de custos aceites em base anual no CAPEX.

⁵⁸ Os valores apresentados para o ano de 2023 representam a melhor estimativa à data de elaboração deste documento.

Figura 2-45-Proveitos permitidos reais – DEE⁵⁹ (preços correntes)

De acordo com a Figura 2-45, observa-se que o OPEX se tem mantido constante desde 2015 enquanto ao nível do CAPEX regista-se um ligeiro aumento. O Orçamento de Estado para 2016 consagrou o direito aos municípios das RA a receber uma contrapartida anual pela utilização dos bens do domínio público ou privado municipal, nos mesmos termos dos municípios de Portugal continental⁶⁰. Deste modo, a inclusão dos custos com rendas dos Municípios levou a um aumento dos proveitos permitidos da atividade a partir de 2016.

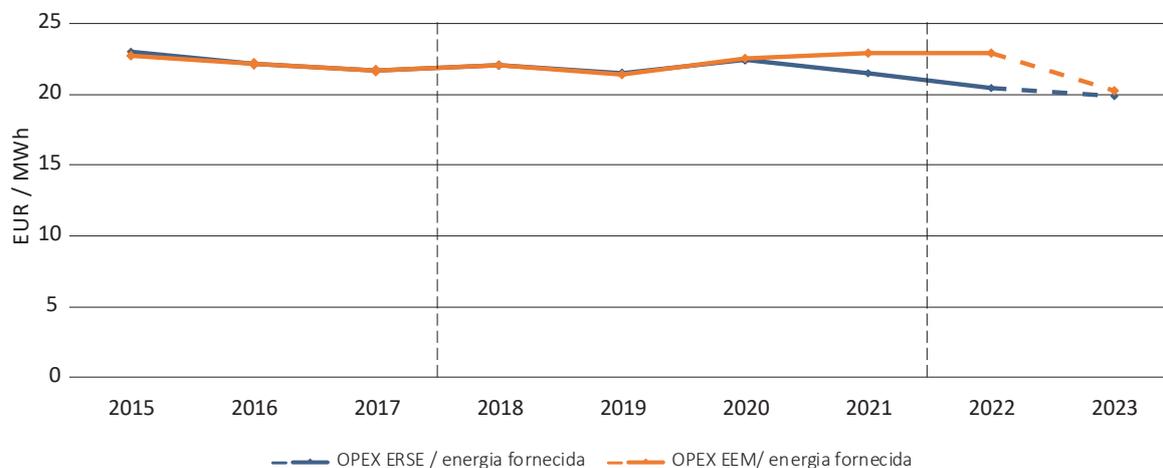
EVOLUÇÃO DOS CUSTOS DE EXPLORAÇÃO UNITÁRIOS

Os custos unitários por energia fornecida incorridos pela EEM registaram um comportamento relativamente estável e em linha com os custos unitários aceites pela ERSE. Este facto demonstra uma aderência entre a base de custos definida pela ERSE e os custos incorridos pela EEM nos anos de 2015 a 2019. A partir de 2020 verificou-se um distanciamento entre os custos unitários incorridos pela EEM e os custos unitários aceites pela ERSE, que passaram a ser inferiores aos primeiros, acentuando-se essa diferença em 2022. Em 2023 voltou a registar-se uma convergência dos custos unitários incorridos pela EEM para os custos unitários aceites pela ERSE. Adicionalmente a variação do OPEX unitário é relativamente estável, mantendo-se entre os 23 e os 20€/MWh entre 2015 e 2023, tal como se pode observar na figura seguinte.

⁵⁹ Não inclui os ajustamentos de anos anteriores. Os valores apresentados para o ano de 2023 representam a melhor estimativa à data de elaboração deste documento.

⁶⁰ A Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, que aprovou o Orçamento do Estado para 2016, veio alterar o artigo 44.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro.

Figura 2-46 - OPEX unitário por energia fornecida⁶¹
(preços constantes de 2023)

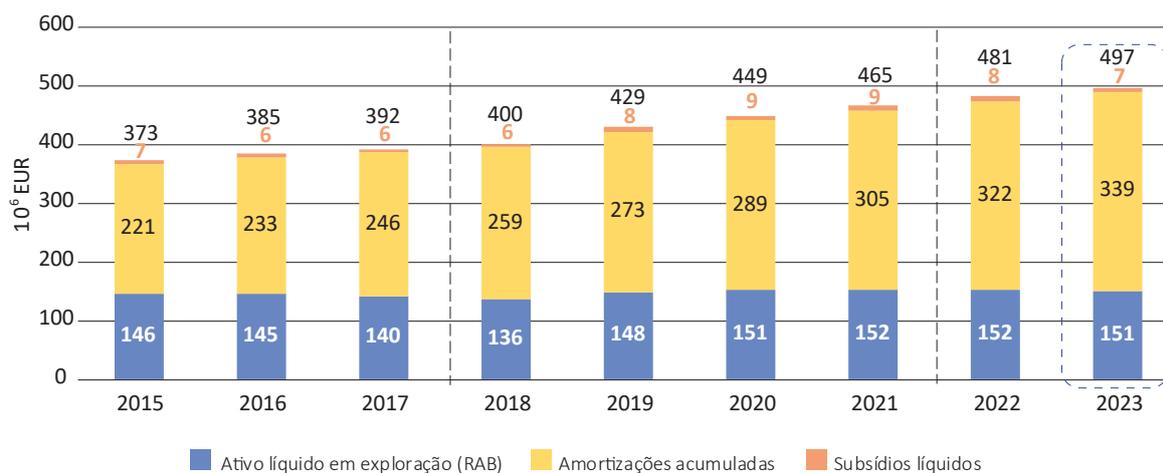


Nota: Não inclui as contrapartidas (rendas) dos municípios.

EVOLUÇÃO DOS ATIVOS E INVESTIMENTO

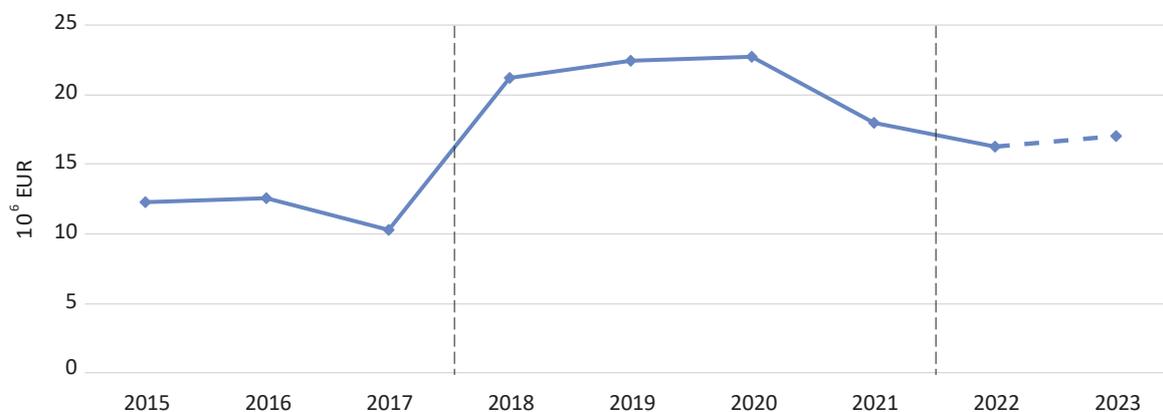
Da Figura 2-47 é possível observar que o valor de imobilizado líquido em exploração tem sido estável desde 2015. O montante das amortizações tem vindo a crescer no mesmo período, levando a um aumento do total do ativo

Figura 2-47 - Evolução do ativo da DEE⁶²



⁶¹ Os valores apresentados para o ano de 2023 representam a melhor estimativa à data de elaboração deste documento.

⁶² Os valores apresentados para o ano de 2023 representam a melhor estimativa à data de elaboração deste documento.

Figura 2-48 - Evolução do investimento da DEE⁶³

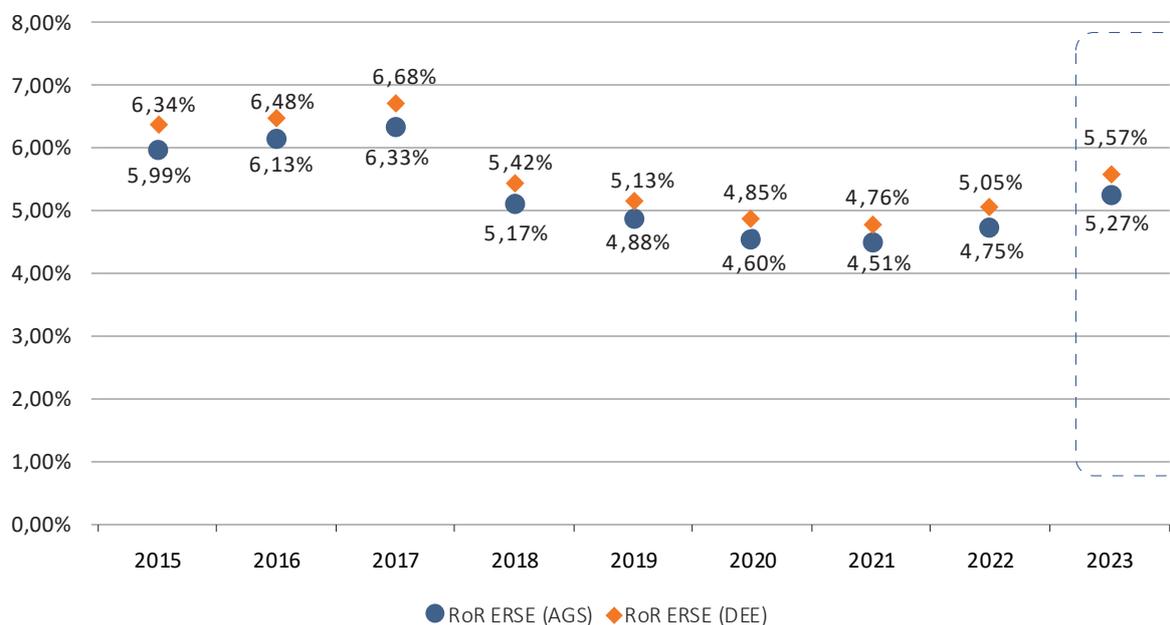
Da Figura 2-48 verifica-se que o comportamento do investimento realizado pela EEM na atividade de DEE é caracterizado por uma ligeira estabilização entre 2015 e 2017, tendo-se verificado um crescimento acentuado nos anos subsequentes com uma ligeira redução a partir de 2021.

REMUNERAÇÃO DO ATIVO

Na figura infra é apresentada a evolução da taxa de remuneração definida pela ERSE para a atividade de distribuição da EDA e para a atividade de Aquisição de Energia e Gestão de Sistema (AGS), desenvolvida no subcapítulo 3.7.3.

⁶³ Os valores apresentados para o ano de 2023 representam a melhor estimativa à data de elaboração deste documento.

Figura 2-49 - Taxa de remuneração⁶⁴



Tal como para as restantes atividades reguladas, destaca-se a tendência de diminuição da remuneração do ativo líquido regulado até 2021, com uma inversão nos anos seguintes.

⁶⁴ Os valores apresentados para o ano de 2023 representam a melhor estimativa à data de elaboração deste documento.

2.5 TARIFAS DE USO DAS REDES DE TRANSPORTE E DE DISTRIBUIÇÃO

O quadro regulamentar do setor elétrico define as tarifas para cada uma das atividades reguladas do setor, determinadas de modo a proporcionar os proveitos permitidos dessas atividades. No caso das atividades de transporte de energia elétrica e de distribuição de energia elétrica, o Regulamento Tarifário do Setor Elétrico (RT) estabelece as tarifas de Uso da Rede de Transporte e as tarifas de Uso da Rede de Distribuição.

Estas tarifas, conjuntamente com as tarifas relativas às atividades de gestão global do sistema (tarifas de Uso Global do Sistema) e de operação logística de mudança de comercializador (tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador), compõem as tarifas de Acesso às Redes ⁶⁵.

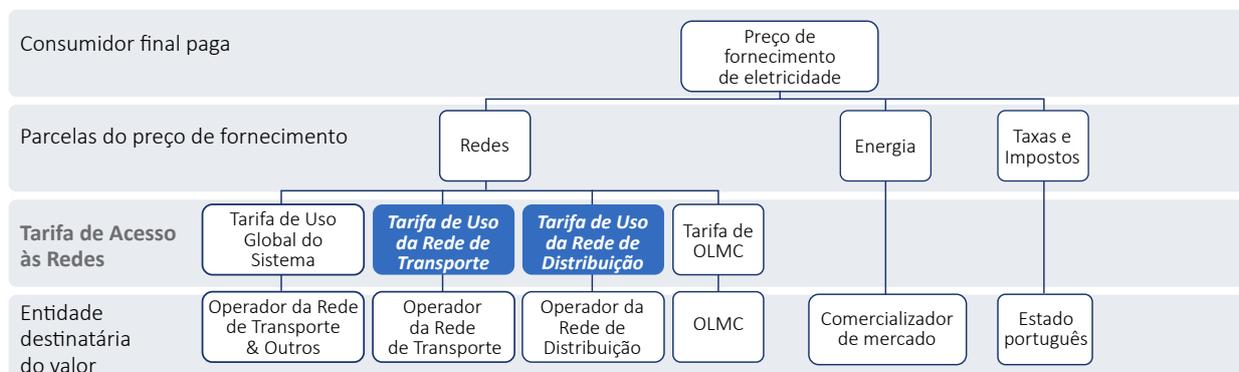
Genericamente, o preço de fornecimento de eletricidade pago pelo consumidor final tem três parcelas: (1) redes, (2) energia e (3) taxas e impostos sobre a fatura de fornecimento. O valor das redes representa o montante relacionado com as infraestruturas que transportam a energia elétrica desde a sua produção até ao consumidor final. O valor da energia está relacionado com o custo da energia elétrica consumida. Por fim, as taxas e impostos designam os vários tipos de tributação definidos pelo poder governativo ⁶⁶.

Os consumidores do mercado liberalizado pagam tarifas reguladas apenas pela parcela das redes (tarifas que compõem a tarifa de Acesso às Redes, referidas acima, onde se incluem as de Uso da Rede de Transporte e de Uso da Rede de Distribuição). A parcela da energia é negociada livremente com o comercializador do mercado livre, enquanto a parcela dos impostos é definida pelo Estado Português. A Figura 2-50 resume a estrutura do preço de fornecimento de eletricidade para um consumidor do mercado liberalizado, com as tarifas de Uso da Rede de Transporte e de Uso da Rede de Distribuição em destaque.

⁶⁵ Uma vez que o sistema tarifário é aditivo, as tarifas de Acesso às Redes são dadas pela soma das tarifas correspondentes a cada uma das referidas atividades, já que a cada atividade regulada da cadeia de valor está associada uma tarifa. Deste modo, garante-se a transparência, o tratamento não discriminatório e a justiça do sistema tarifário.

⁶⁶ No caso português, as taxas e impostos incluem a taxa da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), a Contribuição Audiovisual, o Imposto Especial sobre o Consumo de Eletricidade (IEC) e o Imposto sobre o Valor Acrescentado (IVA).

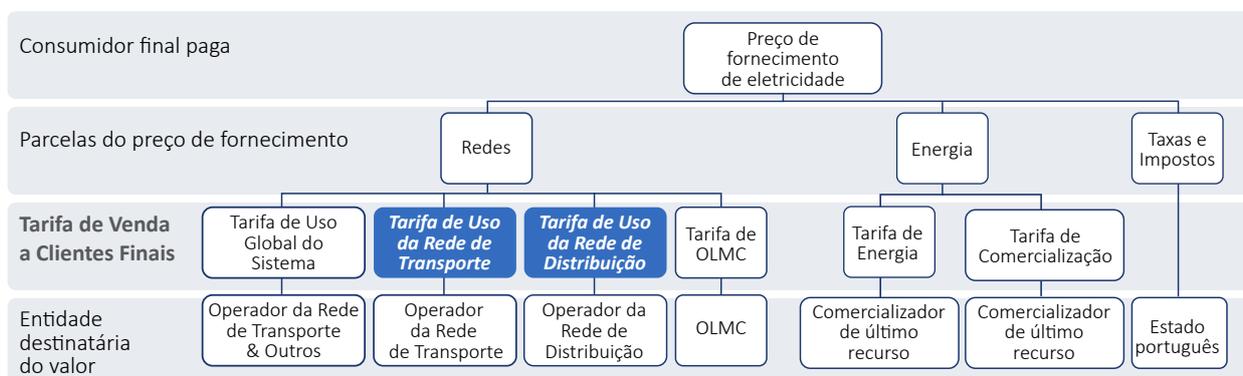
Figura 2-50 – Tarifas de Uso da Rede de Transporte e da Rede de Distribuição, na estrutura do preço de fornecimento de eletricidade no mercado liberalizado



Nota: No caso da tarifa de Uso Global do Sistema algumas parcelas são entregues pelo Operador da Rede de Transporte a outras entidades, nomeadamente os custos de interesse económico geral (CIEG). Existem outros impostos, não identificados na figura, que se aplicam ao longo da cadeia de valor do setor elétrico.

Um consumidor do mercado regulado paga tarifas reguladas tanto pela parcela das redes como também pela parcela da energia. Para além das tarifas que compõem a tarifa de Acesso às Redes, tal como um consumidor do mercado liberalizado, o consumidor do mercado regulado também está sujeito à tarifa de Energia e à tarifa de Comercialização, referentes à parcela de energia. A soma das tarifas reguladas para as parcelas de redes e de energia é designada por tarifa de Venda a Clientes Finais. A estrutura do preço de fornecimento de eletricidade no mercado regulado encontra-se ilustrada na Figura 2-51, novamente com destaque das tarifas de Uso da Rede de Transporte e de Distribuição.

Figura 2-51 - Tarifas de Uso da Rede de Transporte e da Rede de Distribuição, na estrutura do preço de fornecimento de eletricidade no mercado regulado



Nota: No caso da tarifa de Uso Global do Sistema algumas parcelas são entregues pelo Operador da Rede de Transporte a outras entidades, nomeadamente os CIEG. Existem outros impostos, não identificados na figura, que se aplicam ao longo da cadeia de valor do setor elétrico.

As secções seguintes são dedicadas às tarifas de Uso da Rede de Transporte e às tarifas de Uso da Rede de Distribuição, com enfoque nas tarifas a aplicar às entregas a clientes.

2.5.1 Tarifas de Uso da Rede de Transporte

As tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes dos mercados livre e regulado recuperam o conjunto de proveitos das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pela entidade concessionária da RNT ao operador da rede de distribuição em média tensão (MT) e alta tensão (AT), adicionados do ajustamento a recuperar pelo operador da rede de distribuição por aplicação das tarifas aos clientes. As tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pela entidade concessionária da RNT ao operador da rede de distribuição em MT e AT devem proporcionar os proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica. O ajustamento a recuperar pelo operador da rede de distribuição reflete a diferença entre os valores faturados pelo operador da rede de distribuição em MT e AT aos clientes e os valores pagos à entidade concessionária da RNT.

Estas tarifas diferem nas quantidades utilizadas para o seu cálculo, sendo que as quantidades das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes dos mercados livre e regulado resultam das quantidades medidas nos contadores desses clientes ajustadas para perdas até à saída da RNT e as quantidades das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pela entidade concessionária da RNT ao operador da rede de distribuição em MT e AT são medidas nos pontos de entrega da RNT ao operador da rede de distribuição.

As tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes incluem a Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT para as entregas em MAT e a tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT para as restantes entregas.

Tanto as tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes, como as tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pela entidade concessionária da RNT ao operador da rede de distribuição em MT e AT, são compostas por preços de potência contratada (em euros por kW, por dia) e de potência em horas de ponta (em euros por kW, por dia), de energia ativa (em euros por kWh), diferenciados por período horário, e de energia reativa indutiva e capacitiva (em euros por kvarh). Uma vez que a legislação consagra o princípio da uniformidade tarifária a nível nacional, as tarifas de Uso da Rede de Transporte são iguais para todos os clientes de Portugal continental independentemente do seu ponto de consumo.

As tarifas de Uso da Rede de Transporte, quer as a aplicar pelos operadores da rede de distribuição, quer as a aplicar pela entidade concessionária da RNT, têm a mesma estrutura tarifária.

A estrutura tarifária é determinada tendo em conta que as diferentes tarifas por atividade do setor elétrico devem refletir os custos dessas atividades e os preços dessas tarifas devem ser determinados com base na estrutura dos custos marginais ou incrementais associados, por forma a transmitir sinais eficientes aos clientes finais de energia elétrica e aos utilizadores das redes.

Os preços de potência contratada e em horas de ponta das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar ao operador da rede de distribuição em MT e AT são determinados por aplicação de um fator multiplicativo aos custos incrementais de potência da rede de transporte, preservando a estrutura dos custos incrementais. Os custos incrementais das redes são calculados através da metodologia dos custos incrementais médios de longo prazo, resultantes do quociente entre o valor atualizado dos acréscimos de custos de investimento (CAPEX), incluindo os respetivos custos de operação e manutenção (OPEX), e o valor atualizado dos acréscimos de procura que estão na origem e justificam a necessidade desses investimentos. O fator multiplicativo é determinado de tal forma que as referidas tarifas aplicadas às quantidades previstas para cada ano proporcionem os proveitos permitidos desse ano.

Os preços dos termos de energia ativa das tarifas de Uso da Rede de Transporte são obtidos multiplicando os preços marginais de energia, por período horário, implícitos na tarifa de Energia, pelos respetivos fatores de ajustamento para perdas na rede de transporte e de distribuição.

Os preços de energia reativa, de aplicação local aos clientes ligados diretamente no nível de tensão da rede, estão relacionados com os custos de capacidade da rede periférica associados à circulação da componente reativa de corrente e bem como com o acréscimo de perdas resultante face à situação de cargas devidamente compensadas.

Os preços destas tarifas, assim como a estrutura de custos incrementais e marginais adotada em cada ano, podem ser consultados na documentação de tarifas desse ano.

2.5.2 Tarifas de Uso das Redes de Distribuição

As tarifas de Uso da Rede de Distribuição aplicáveis às entregas dos operadores da rede de distribuição devem proporcionar os proveitos permitidos da atividade de Distribuição de

Energia Elétrica. Existem três tarifas de Uso da Rede de Distribuição: a tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT, a tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT e a tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.

As tarifas de Uso das Redes de Distribuição em AT e em MT permitem recuperar os proveitos permitidos da atividade regulada de distribuição de energia elétrica em AT e MT, recuperando os custos que lhe estão associados de estabelecimento, exploração, desenvolvimento e manutenção das redes de distribuição por forma a veicular a energia elétrica dos seus pontos de receção até aos clientes finais. De igual modo, a tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT permite recuperar os proveitos da atividade regulada de distribuição de energia elétrica em BT e as rendas de concessão dos municípios.

As tarifas de Uso da Rede de Distribuição em AT, MT e BT apresentam preços de potência contratada (em euros por kW, por dia) e em horas de ponta (em euros por kW, por dia), de energia ativa (em euros por kWh), diferenciados por período horário, e de energia reativa indutiva e capacitiva (em euros por kvarh). Dado o princípio da uniformidade tarifária a nível nacional consagrado na legislação, a tarifa de Uso da Rede de Distribuição é igual para todos os clientes de Portugal continental independentemente do seu comercializador.

Em relação à estrutura tarifária, os preços de potência das tarifas de Uso da Rede de Distribuição são determinados por aplicação de fatores multiplicativos aos custos incrementais de potência da rede de distribuição por nível de tensão, preservando-se a estrutura dos custos incrementais. Estes fatores multiplicativos são determinados de tal forma que as tarifas de Uso da Rede de Distribuição aplicadas às quantidades previstas para cada ano proporcionam os proveitos permitidos desse ano, conforme o estabelecido no Regulamento Tarifário.

Às tarifas de Uso da Rede de Distribuição em AT e de Uso da Rede de Distribuição em MT é aplicado o mesmo fator multiplicativo, obtido a partir dos custos incrementais de AT e de MT e dos proveitos permitidos para a atividade de Uso da Rede de Distribuição em AT/MT, que é distinto do fator multiplicativo da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT, obtido a partir dos custos incrementais de BT e dos proveitos permitidos para a atividade de Uso da Rede de Distribuição em BT.

Os preços dos termos de energia e os preços de energia reativa são determinados de modo semelhante ao anteriormente apresentado para as tarifas de Uso da Rede de Transporte.

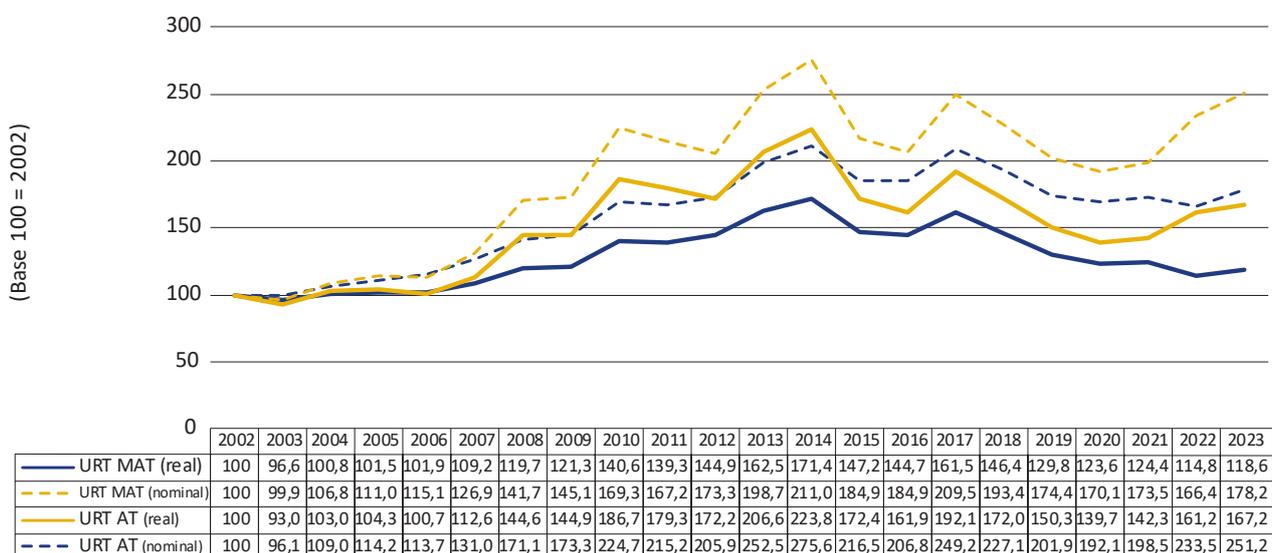
Os preços destas tarifas, assim como a estrutura de custos incrementais e marginais adotada em cada ano, podem ser consultados na documentação de tarifas desse ano.

2.5.3 Evolução das Tarifas de Uso das Redes

Nesta secção apresenta-se a evolução das tarifas de Uso das Redes de Transporte e de Distribuição em cada ano, desde 2002⁶⁷. Essa evolução pode ser determinada a partir dos preços correntes, obtendo-se evoluções nominais, ou a partir dos preços constantes (eliminando o efeito da inflação), obtendo-se evoluções reais.

A Figura 2-52 apresenta a evolução das tarifas de Uso da Rede de Transporte e de Uso da Rede de Distribuição, em termos reais⁶⁸ e nominais, face ao ano de 2002.

Figura 2-52– Evolução nominal e real das tarifas de Uso da Rede de Transporte (ano 2002 = 100)



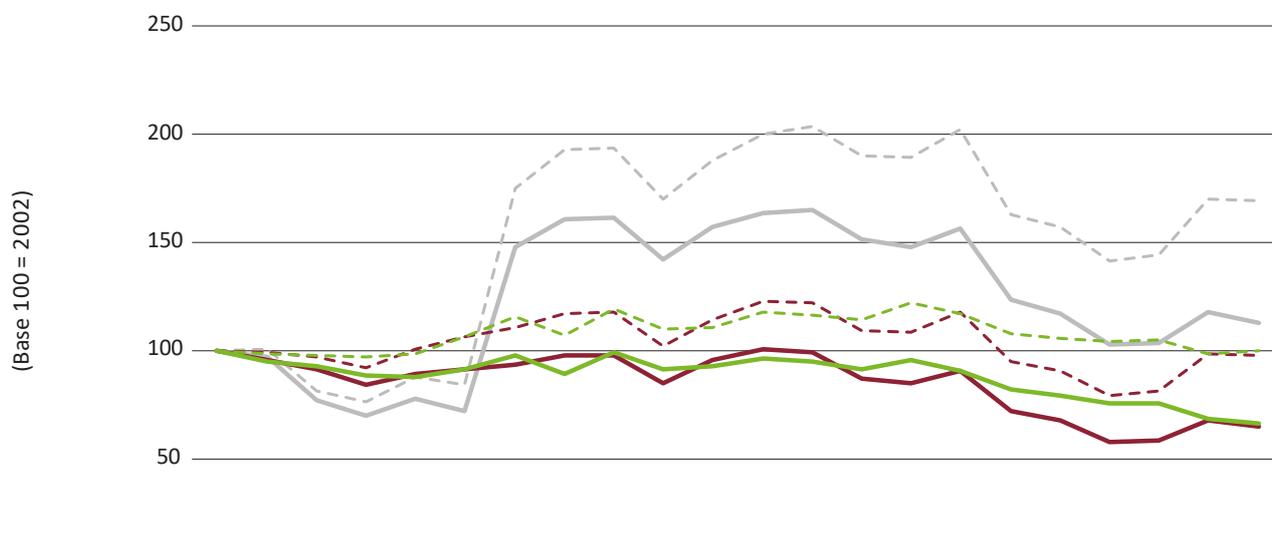
Nota: evolução real a preços constantes de 2022. Legenda: URT MAT- Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT; URT AT- Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT.

A Figura 2-53 apresenta a evolução das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, em termos reais e nominais, face ao ano de 2002. As tarifas de Uso da Rede de Distribuição em MT e em BT apresentam valores reais inferiores ao ano de 2002. Tal é fruto dos ganhos de eficiência que têm vindo a ser alcançados e, conseqüentemente, partilhados com os consumidores.

⁶⁷ Os preços médios até 2022, subjacentes à construção das figuras e quadros apresentados, não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura de consumos do respetivo ano, mas a do ano de 2023, de forma a eliminar o efeito de alteração da estrutura de consumos e analisar apenas as variações tarifárias.

⁶⁸ Preços constantes de 2022.

Figura 2-53 – Evolução nominal e real das tarifas de Uso da Rede de Distribuição (ano 2002 = 100)



	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
— URD AT (real)	100	97,3	77,0	69,6	77,8	72,3	148,0	161,1	161,2	141,9	157,0	164,0	165,2	151,4	148,1	156,1	123,4	116,8	102,8	103,5	117,6	112,9
- - - URD AT (nominal)	100	100,6	81,6	76,2	87,8	84,1	175,1	192,6	194,0	170,4	187,7	200,5	203,4	190,2	189,3	202,5	162,9	157,0	141,4	144,4	170,4	169,6
— URD MT (real)	100	95,7	91,4	84,3	89,1	91,5	93,6	97,8	97,8	85,0	95,4	100,3	99,0	87,1	85,1	90,9	71,9	67,5	57,6	58,4	67,8	65,0
- - - URD MT (nominal)	100	99,0	96,8	92,2	100,6	106,4	110,7	117,0	117,7	102,1	114,1	122,7	121,9	109,4	108,8	117,9	95,0	90,6	79,2	81,4	98,2	97,6
— URD BT (real)	100	95,0	92,6	88,5	87,5	91,5	97,6	89,4	99,0	91,3	92,5	96,3	94,8	91,2	95,7	90,4	81,7	78,8	75,9	75,2	68,1	66,4
- - - URD BT (nominal)	100	98,3	98,1	96,8	98,8	106,4	115,4	106,9	119,2	109,6	110,6	117,8	116,7	114,5	122,3	117,2	107,9	105,8	104,3	104,9	98,7	99,8

Nota: evolução real a preços constantes de 2022. Legenda: URD AT- Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT; URD MT- Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT; URD BT- Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.

As figuras apresentadas acima correspondem às evoluções acumuladas desde o ano de referência (2002). O Quadro 2-12 resume as variações anuais médias para vários períodos de regulação do setor elétrico ⁶⁹.

⁶⁹ Os períodos de regulação têm tido uma duração de três anos, excetuando o período de regulação de 2002 a 2005 e o período de regulação de 2018 a 2021, que contaram com uma duração de quatro anos. A partir de 2022 os períodos de regulação passaram a ter também uma duração de quatro anos, nos termos de Regulamento Tarifário do setor elétrico.

Quadro 2-12 - Variações anuais médias das tarifas de Uso das Redes de Transporte e de Distribuição por período de regulação

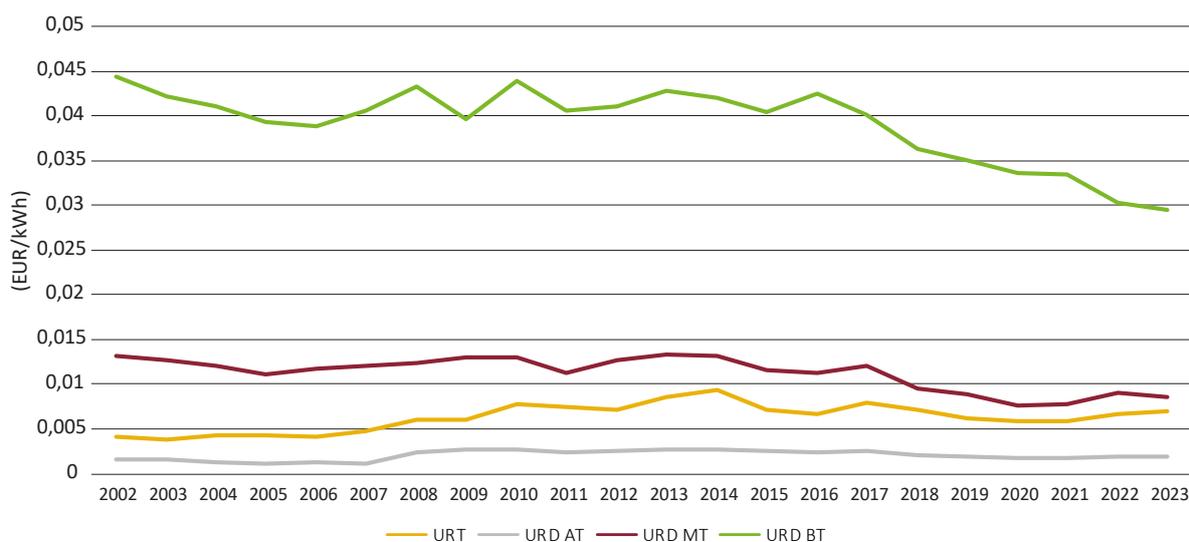
Variação anual média		2002 2005	2006 2008	2009 2011	2012 2014	2015 2017	2018 2021	2002 2023*
Uso Rede Transporte	real	1,4%	11,4%	7,4%	7,7%	-4,9%	-7,2%	8,1%
	nominal	4,5%	14,3%	7,9%	8,6%	-3,2%	-5,5%	12,2%
Uso Rede Distribuição AT	real	-11,4%	28,6%	-1,4%	5,2%	-1,9%	-9,8%	4,4%
	nominal	-8,7%	32,0%	-0,9%	6,1%	-0,1%	-8,1%	8,4%
Uso Rede Distribuição MT	real	-5,5%	3,6%	-3,2%	5,2%	-2,8%	-10,5%	5,5%
	nominal	-2,7%	6,3%	-2,7%	6,1%	-1,1%	-8,8%	9,5%
Uso Rede Distribuição BT	real	-4,0%	3,3%	-2,2%	1,2%	-1,6%	-4,5%	-6,0%
	nominal	-1,1%	6,0%	-1,7%	2,1%	0,1%	-2,7%	-2,5%

* A última coluna representa os dois primeiros anos do período de regulação 2022-2025.
Nota: evolução real a preços constantes de 2022.

Em termos reais, os dois períodos de regulação mais recentes (2015-2017 e 2018-2021) foram de decréscimo das tarifas. Verifica-se uma inversão dessa tendência no presente período de regulação, com a exceção da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.

Na Figura 2-54 apresenta-se a evolução das tarifas de Uso das Redes de Transporte e de Distribuição a preços constantes de 2022.

Figura 2-54 - Evolução das tarifas de Uso das Redes de Transporte e de Distribuição (preços constantes de 2022)



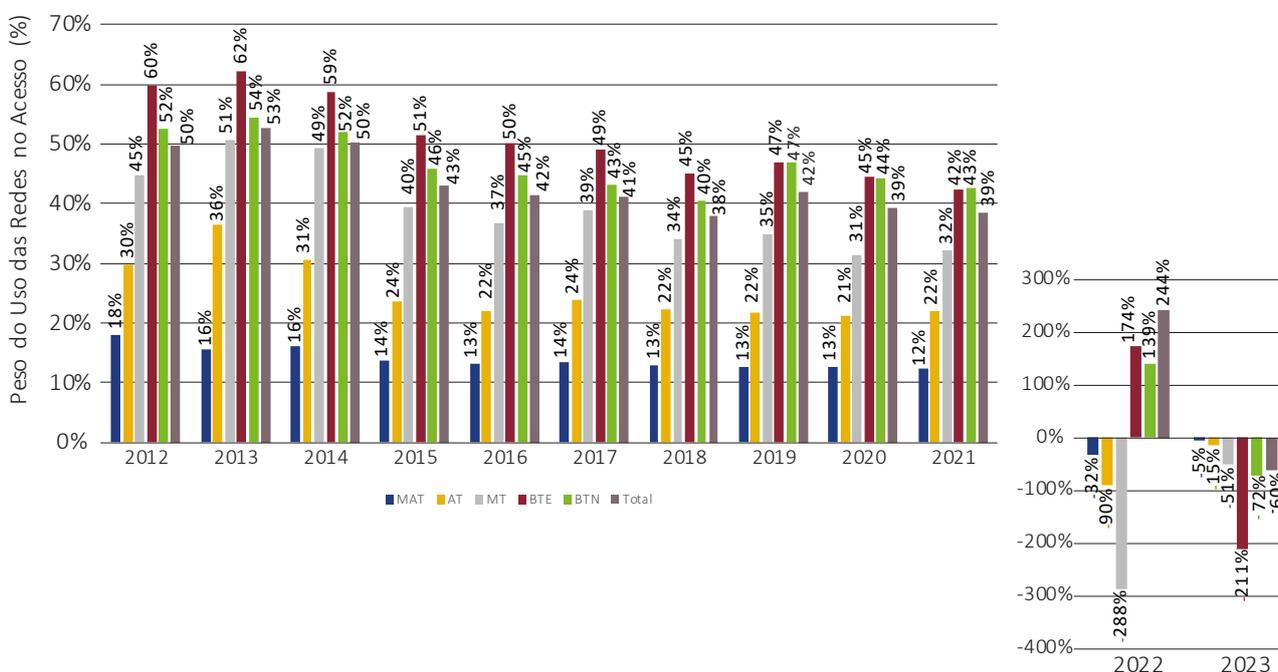
Legenda: URT MAT - Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT; URT AT - Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT; URD AT - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT; URD MT - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT; URD BT - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.

2.5.4 Peso das Tarifas de Uso das Redes nas Tarifas de Acesso às Redes

As tarifas de Acesso às Redes são uma parcela comum a clientes de eletricidade fornecidos em mercado liberalizado e no mercado regulado, conforme assinalado no início. Estas tarifas, tendo em consideração a aditividade do sistema tarifário, são calculadas pela soma das tarifas de Uso da Rede de Transporte, das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, das tarifas de Uso Global do Sistema e da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador.

A Figura 2-55 apresenta a importância das tarifas de Uso das Redes de Transporte e de Distribuição nas tarifas de Acesso às Redes, desde 2012. Em termos globais, em 2022, o uso das redes representa 39% do acesso, valor que se tem vindo a reduzir desde 2012. Na figura, os valores relativos a 2023 e parte dos valores de 2022 são negativos, uma vez que, os montantes de UGS 2 foram negativos em todos os níveis de tensão, tendo inclusive originado valores negativos das tarifas de acesso.

Figura 2-55 – Peso das tarifas de Uso das Redes nas tarifas de Acesso às Redes



De notar que o sistema tarifário é construído como um sistema em cascata, em que, a cada instalação de consumo, são atribuídos os custos das redes do nível de tensão onde a instalação se encontra ligada à rede elétrica de serviço público e os custos das redes dos níveis de tensão a montante, mas não os custos dos níveis de tensão a jusante. Por esse motivo, o peso do uso das redes em MAT, que inclui unicamente a rede de transporte, é inferior ao peso do uso das redes em BT, que inclui tanto a rede de transporte, como as redes de distribuição desde a AT até à BT. A repercussão dos Custos de Interesse Económico Geral (CIEG) por nível de tensão e tipo de fornecimento, através da tarifa de Uso Global do Sistema, incluída nas tarifas de Acesso às Redes, também afeta o peso do uso das redes no acesso.

2.5.5 Comparação Internacional

A informação de preços de eletricidade recolhida pelas autoridades estatísticas nacionais dos Estados-Membros da União Europeia e publicada, a nível europeu, pelo Serviço de Estatística da União Europeia, Eurostat, permite realizar comparações com os restantes Estados-Membros. Esta informação corresponde aos preços praticados em cada período de reporte pelos comercializadores de eletricidade, tanto para consumidores domésticos, como para consumidores não domésticos.

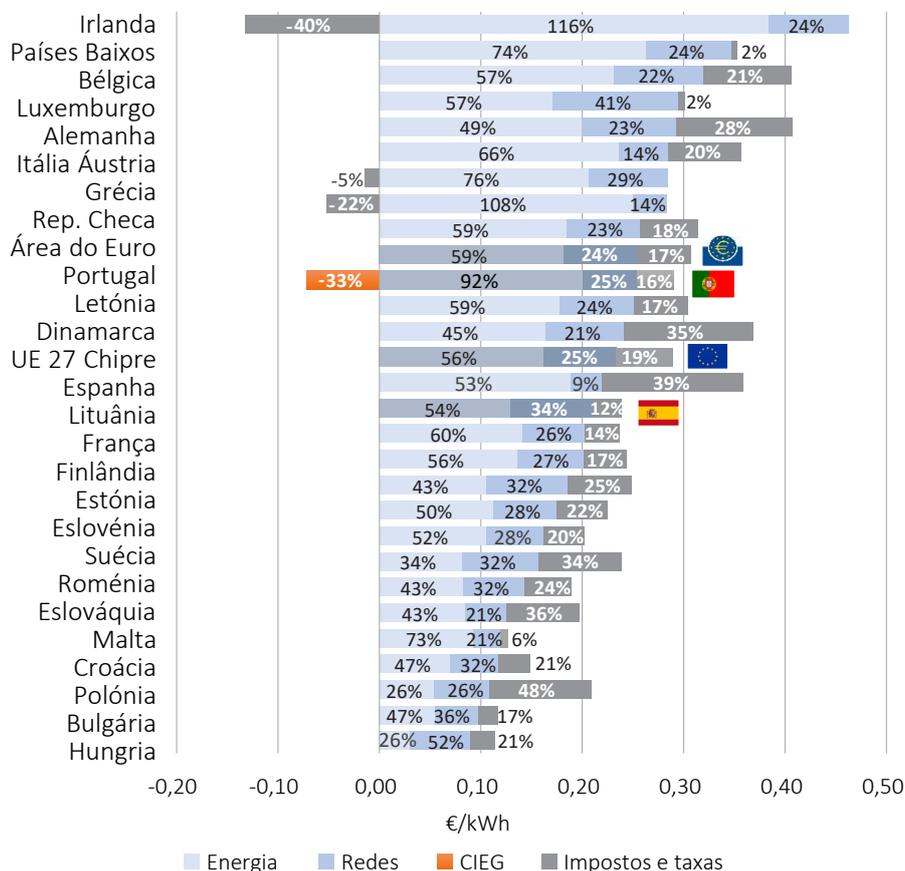
Anualmente, o Eurostat publica uma decomposição detalhada de preços de eletricidade, separando os preços nas componentes de energia, de redes e de taxas e impostos, em base anual. De notar que, nesta decomposição, as perdas das redes estão incluídas na componente de redes (em Portugal as perdas estão incorporadas na componente de energia). Além disso, os CIEG estão incluídos na componente de taxas e impostos (em Portugal estes custos estão incluídos no acesso às redes).

De notar que as características das redes podem diferir significativamente entre países, por exemplo, rede em zonas rurais vs. rede em zonas urbanas ou rede aérea vs. rede subterrânea.

A Figura 2-56 apresenta a informação publicada para o ano de 2023, para a banda de consumo DC (consumo anual entre 2 500 kWh e 5 000 kWh), que é a banda de consumo mais representativa em Portugal para os consumidores domésticos. Os valores são apresentados de acordo com a ordem crescente da parcela de redes⁷⁰.

⁷⁰ Para Portugal, a figura destaca a parcela de CIEG, incluída na componente de taxas e impostos publicada pelo Eurostat. Para os restantes países da União Europeia não é possível identificar estes custos de forma desagregada das taxas e impostos (o Eurostat não publica essa informação).

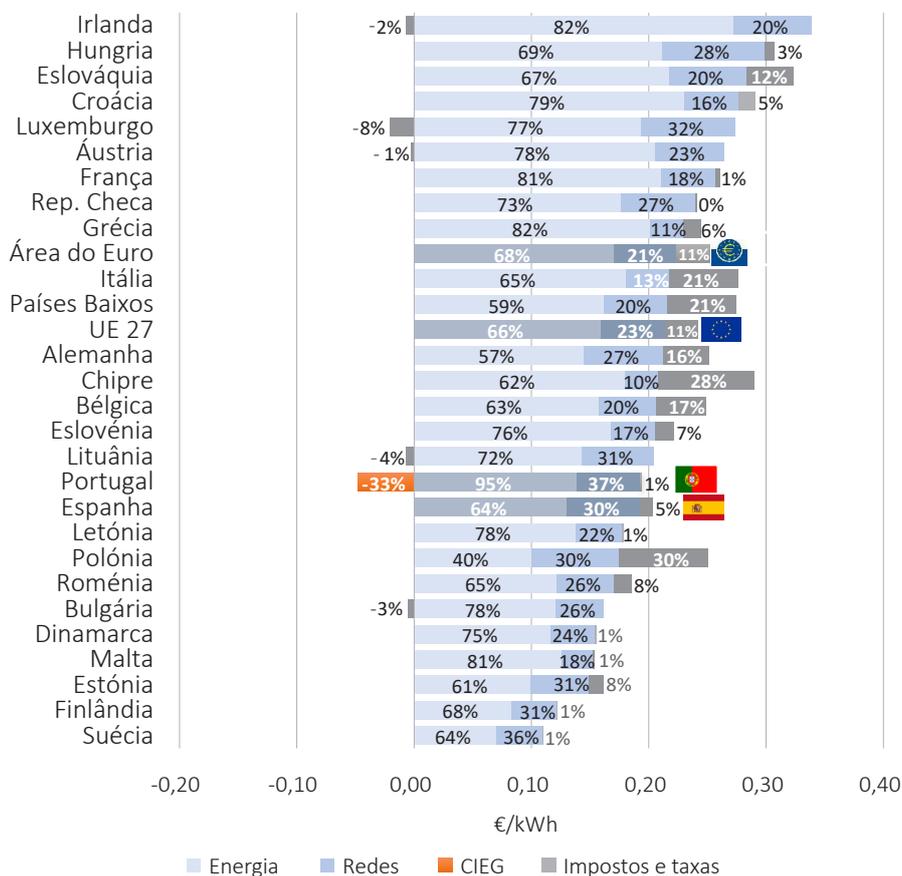
Figura 2-56 – Decomposição anual de preços médios de eletricidade dos consumidores domésticos (banda de consumo DC), na União Europeia, 2023



A Figura 2-57 apresenta a informação publicada para o ano de 2023, para a banda de consumo IB (consumo anual entre 20 MWh e 500 MWh), que é a banda de consumo mais representativa em Portugal para os consumidores domésticos. Os valores são apresentados de acordo com a ordem crescente da parcela de redes⁷¹. Para os consumidores não domésticos a comparação de preços é efetuada sem IVA (imposto dedutível).

⁷¹ Ver nota anterior.

Figura 2-57 – Decomposição anual de preços médios de eletricidade dos consumidores não domésticos (banda de consumo IB), na União Europeia, 2023



2.6 QUALIDADE DE SERVIÇO

A qualidade de serviço é um elemento fundamental na avaliação feita pelos clientes ao serviço de fornecimento de energia elétrica que lhes é prestado. Por esta razão, o Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) dos setores elétrico e do gás⁷² prevê que os operadores das redes divulguem informação que caracterize e avalie a qualidade prestada e percecionada pelos clientes.

A vertente técnica da qualidade de serviço abarca questões como a continuidade de serviço, ou seja, a disponibilidade do serviço de fornecimento, bem como a qualidade de energia elétrica. A qualidade de serviço técnica é influenciada pelos vários agentes da cadeia de valor do sistema elétrico de energia, nomeadamente os centros electroprodutores, os

⁷² Aprovado pelo Regulamento n.º 826/2023, de 28 de julho.

2.6.1 Continuidade de Serviço

A continuidade de serviço consiste na caracterização e avaliação das situações em que se verifica a interrupção do fornecimento de energia elétrica aos pontos de entrega de uma rede, que resulte da ocorrência de incidentes ou de intervenções realizadas pelo respetivo operador. Para efeitos de caracterização e avaliação da continuidade de serviço estão estabelecidos indicadores e padrões anuais associados ao número e à duração das interrupções.

Para além dos padrões relativos à continuidade de serviço, que estabelecem um nível mínimo, o RQS prevê um incentivo para melhoria da continuidade de serviço. Uma vez que a qualidade de serviço sentida nas redes de baixa tensão (BT) depende significativamente da qualidade de serviço das redes a montante, designadamente da média tensão (MT), o referido incentivo foca-se na MT. Com o objetivo de diminuir as assimetrias existentes entre os vários clientes, para além da componente relativa ao valor médio na rede de MT, vigora uma segunda componente no mecanismo de incentivo dirigida particularmente à recuperação dos clientes pior servidos.

O RQS avalia a continuidade de serviço das redes de acordo com o que é percecionado pelos clientes. Neste sentido, a avaliação da continuidade de serviço disponibilizada aos clientes considera todas as interrupções que os afetem, independentemente da origem das mesmas, desde que a responsabilidade pela interrupção não seja imputável ao próprio cliente. Todavia, é reconhecido que existem ocorrências para as quais não é razoável dimensionar as infraestruturas ou não é possível evitar, pelo menos na totalidade, as suas consequências. Assim, o RQS estabelece o conceito de evento excepcional que permite que as interrupções ocorridas durante este tipo de eventos não sejam contabilizadas para verificação do padrão.

Os indicadores e padrões de continuidade de serviço gerais referem-se à totalidade de um sistema, a um conjunto de clientes ou a uma zona geográfica. Os indicadores individuais respeitam à continuidade de serviço percecionada individualmente por cada ponto de entrega (cliente ou outra rede).

Aos indicadores gerais e individuais estão associados padrões, isto é, níveis mínimos de qualidade de serviço. Na verificação do cumprimento dos padrões são consideradas apenas as interrupções acidentais longas (duração superior a 3 minutos), excluindo as interrupções causadas por eventos excepcionais.

O incumprimento dos padrões gerais obriga ao desenvolvimento de um plano de melhoria da qualidade de serviço por parte dos operadores das redes, no âmbito dos planos de desenvolvimento e investimento nas respetivas redes.

Os padrões individuais constituem um compromisso do operador da rede para com o cliente, o seu incumprimento origina o direito a uma compensação monetária (que não pretende ter carácter de indemnização por danos causados), paga através da fatura de energia elétrica, sem que o cliente necessite de a solicitar.

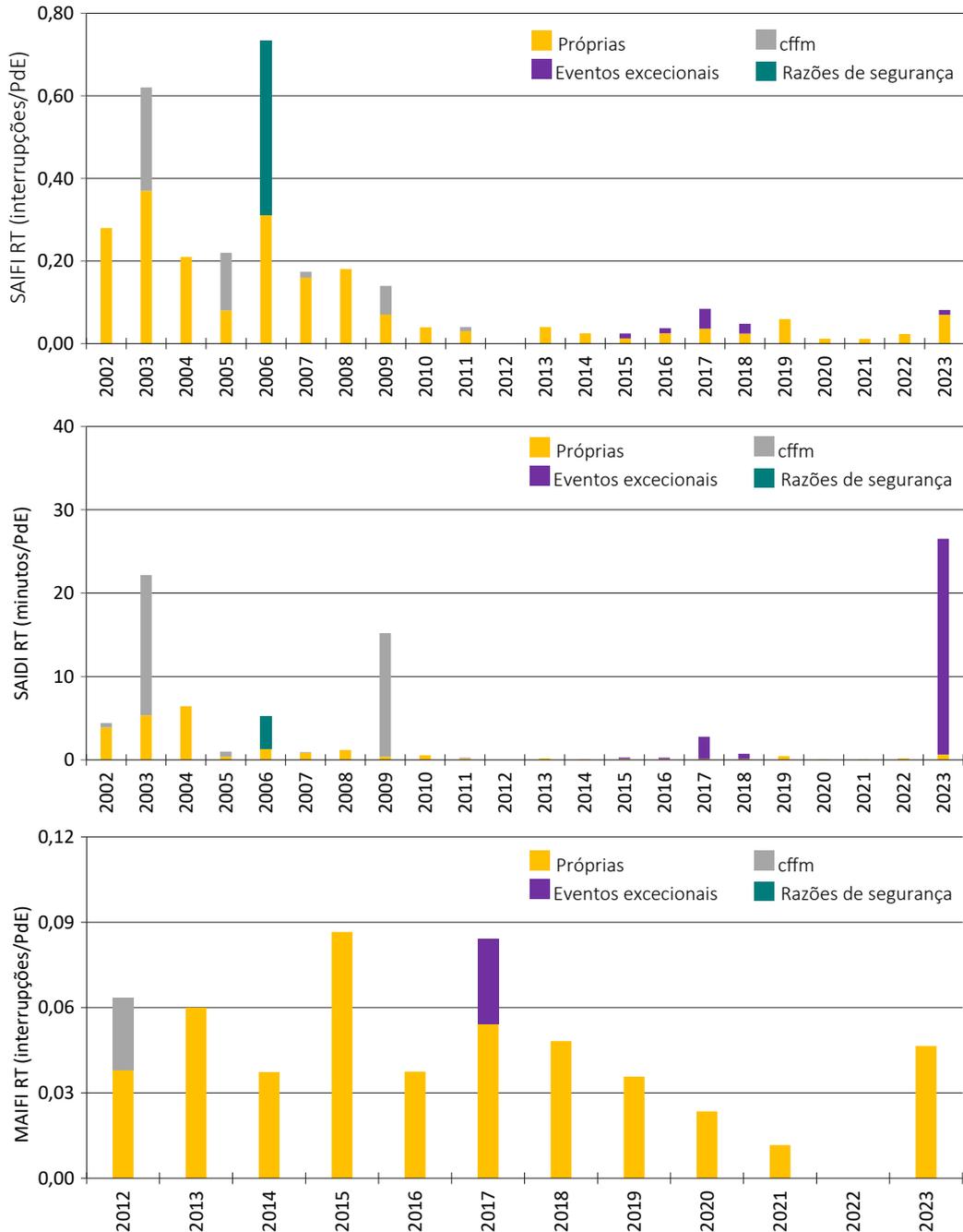
EVOLUÇÃO DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO NA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE

A Rede Nacional de Transporte de Eletricidade em Portugal continental (RNT) está concessionada à REN – Rede Eléctrica Nacional, S. A. (REN).

Analisa-se, em seguida, o desempenho global da rede de transporte em Portugal continental em termos de continuidade de serviço, o qual é caracterizado através dos indicadores gerais de continuidade de serviço SAIFI, SAIDI e MAIFI. A Figura 2-58 apresenta a evolução entre os anos 2002 e 2023 dos indicadores gerais de continuidade de serviço⁷³ SAIFI e SAIDI para as interrupções longas (duração superior a 3 minutos) e do indicador MAIFI para as interrupções breves (duração entre 1 segundo e 3 minutos) entre os anos 2012 e 2023.

⁷³ A partir de 2014, os casos fortuitos ou de força maior (CFFM) que não sejam classificados como eventos excepcionais estão incluídos noutras causas de interrupções (próprias).

Figura 2-58 – Evolução dos principais indicadores gerais de continuidade de serviço da RNT

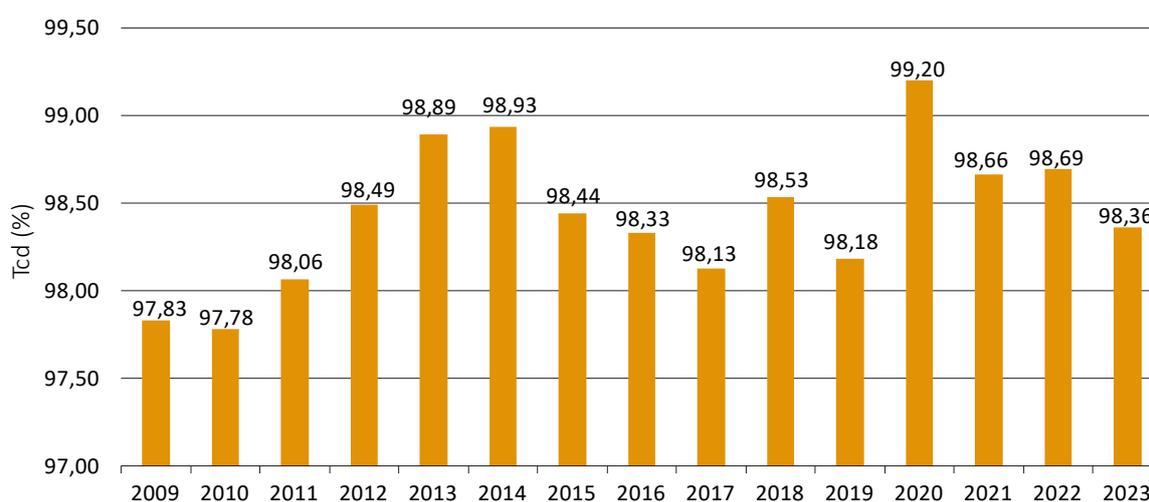


A evolução dos indicadores gerais da RNT mostra que 2023 apresentou um aumento dos valores quando comparado com os valores registados nos últimos anos. Este aumento deve-se ao facto de terem ocorrido onze interrupções de serviço nos pontos de entrega, na qual se destaca a interrupção no ponto de entrega da Siderurgia Nacional do Seixal, classificada como Evento Excepcional, com a duração de 2 225 minutos, correspondendo

a uma ENF de 2 543,70 MWh. 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. A disponibilidade dos elementos de rede da RNT tem influência na continuidade de serviço verificada.

A disponibilidade da RNT é avaliada com base na taxa combinada de disponibilidade (Tcd), que resulta da ponderação das taxas de disponibilidade média das linhas e dos transformadores de potência. Na Figura 2-59 é apresentada a taxa combinada de disponibilidade dos elementos da RNT registada em 2023, tendo nesse ano atingido o valor de 98,36%. Contrariamente ao verificado no último ano, verifica-se uma redução do valor da taxa de disponibilidade dos elementos da RNT.

Figura 2-59 – Disponibilidade de elementos da RNT



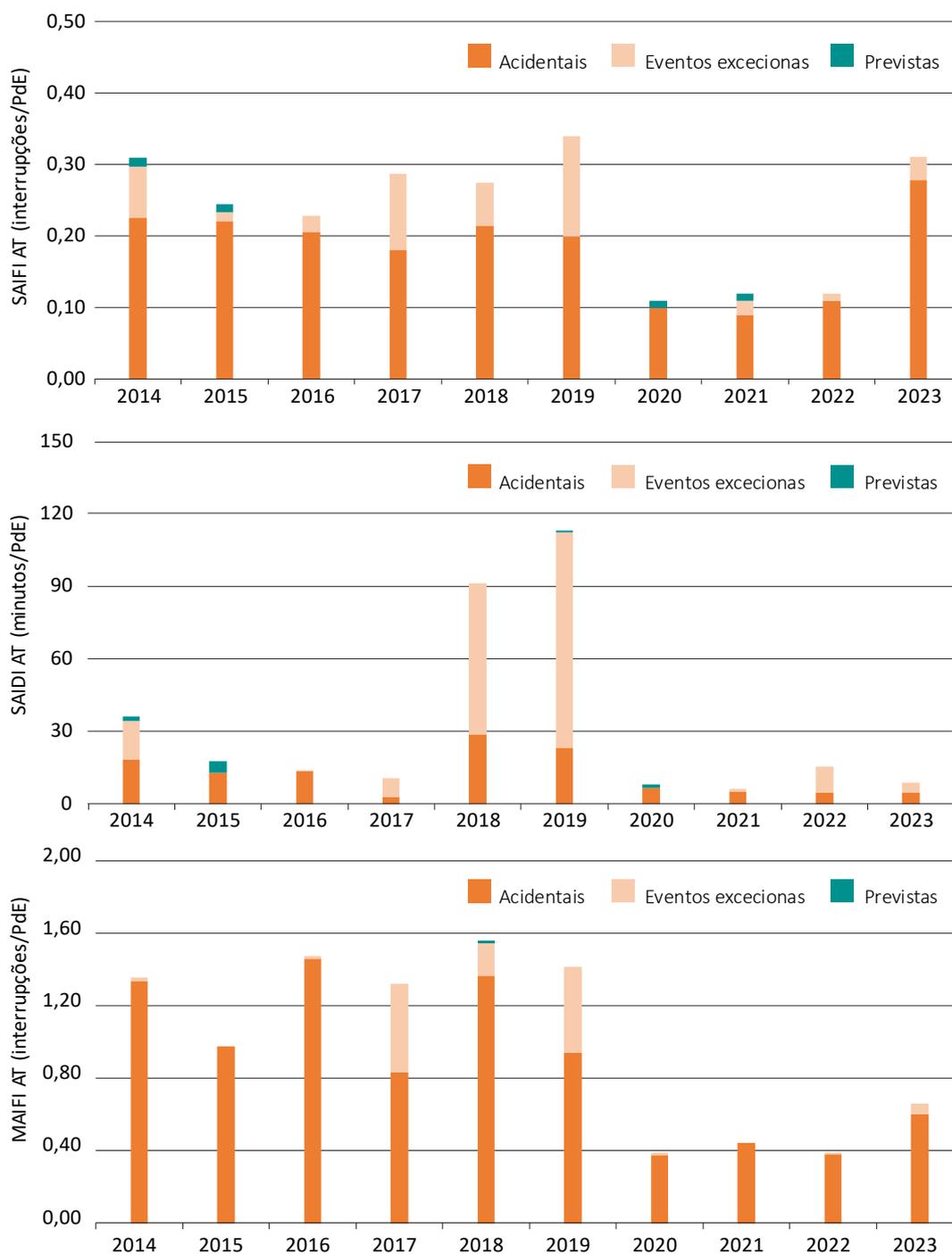
EVOLUÇÃO DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO – PORTUGAL CONTINENTAL

As redes de distribuição de energia elétrica possuem clientes nos níveis de tensão alta tensão (AT), média tensão (MT) e baixa tensão (BT). Como tal, os indicadores gerais de continuidade de serviço utilizados para caracterizar a continuidade de serviço percebida pela generalidade dos clientes consideram esses três níveis de tensão.

A Figura 2-60 apresenta a evolução anual dos indicadores gerais de continuidade de serviço registados na rede AT a partir de 2014⁷⁴.

⁷⁴ Nas interrupções acidentais incluem-se as interrupções com origem em eventos excecionais e com origem nos pedidos de classificação como evento excecional cujo procedimento de decisão se encontra suspenso.

Figura 2-60 – Evolução dos principais indicadores gerais de continuidade da rede AT



Os indicadores que caracterizam a continuidade de serviço nas instalações de clientes AT são globalmente bastante mais favoráveis, com SAI FI AT de 0,31 interrupções, SAIDI AT de 8,68 minutos e MAIFI AT de 0,66.

Em 2023, verificou-se que os valores registados para os indicadores gerais de continuidade de serviço na rede AT aumentaram comparativamente com valores registados em 2022, com exceção do indicador SAIDI AT que reduziu o seu valor para cerca de metade do valor apurado em 2022.

Apresenta-se na Figura 2-61 e na Figura 2-62 a evolução anual dos indicadores gerais de continuidade de serviço para o universo de instalações de consumo, SAIFI e SAIDI para as redes MT e BT e MAIFI para as redes MT, com discriminação do contributo das interrupções previstas, acidentais, eventos excecionais e pedidos de classificação como evento excecional.

Figura 2-61 – Evolução dos principais indicadores gerais de continuidade da rede MT

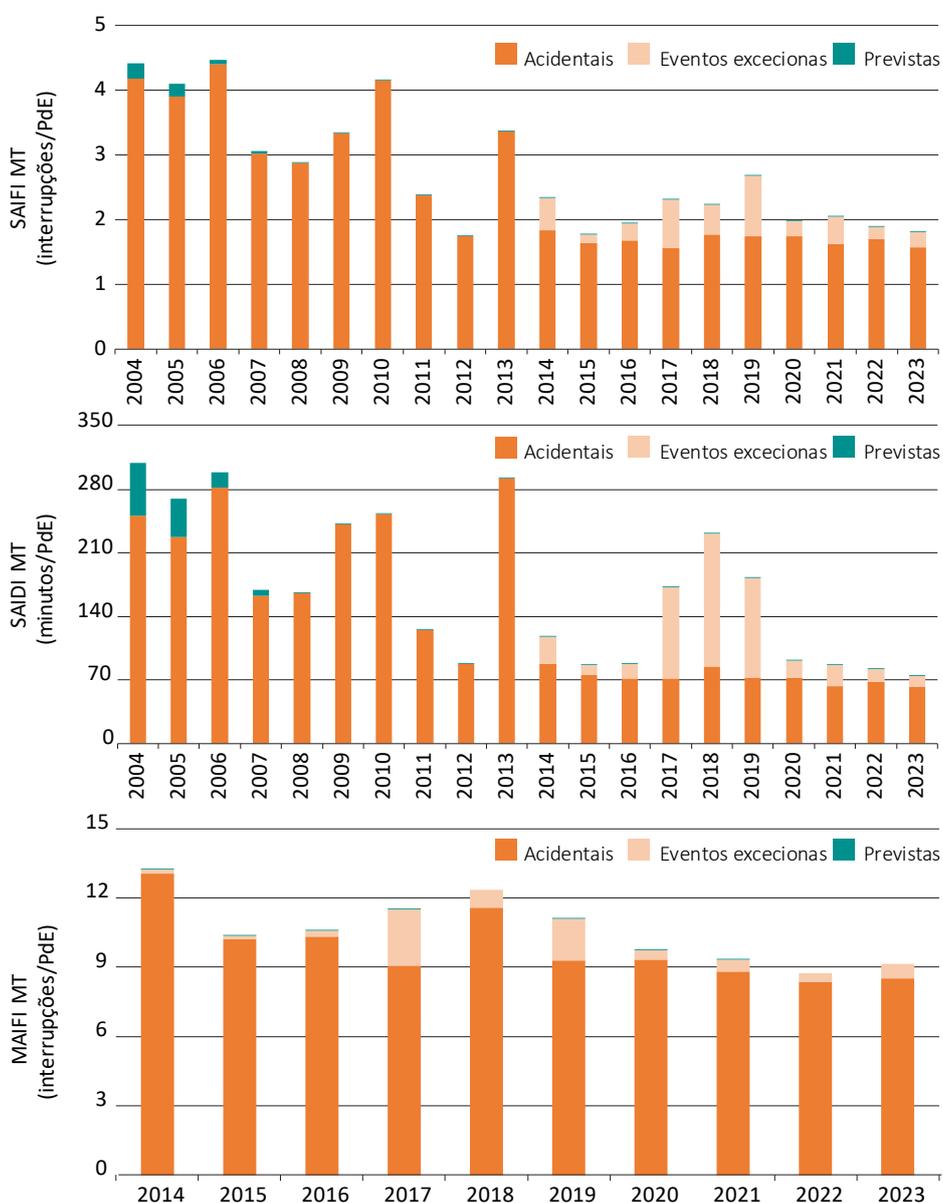
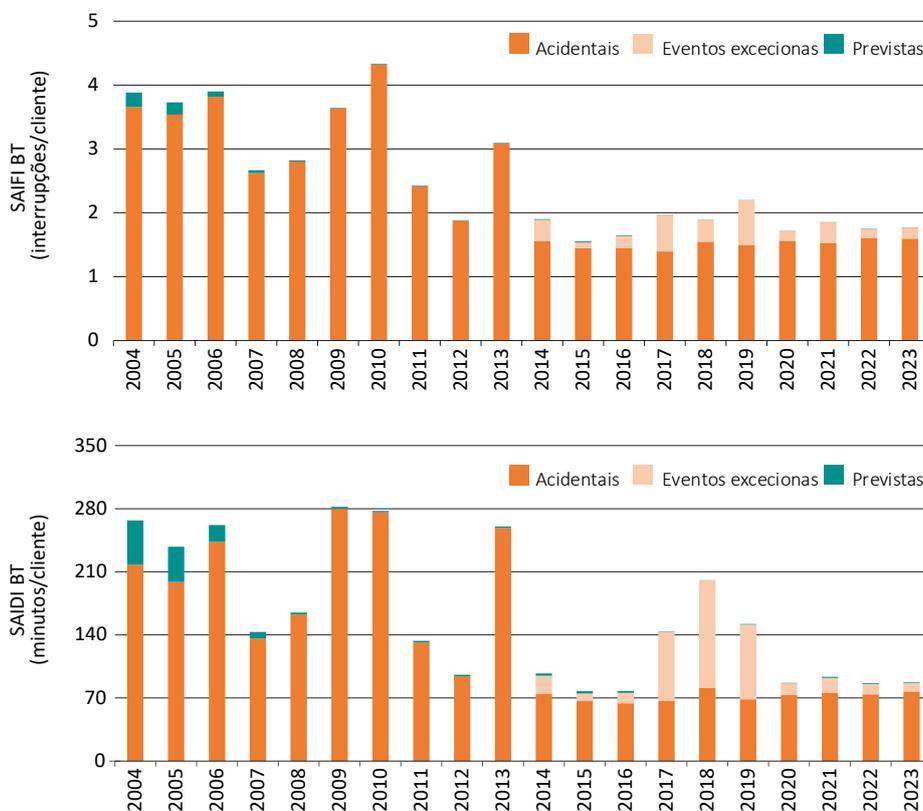


Figura 2-62 – Evolução dos principais indicadores gerais de continuidade da rede BT

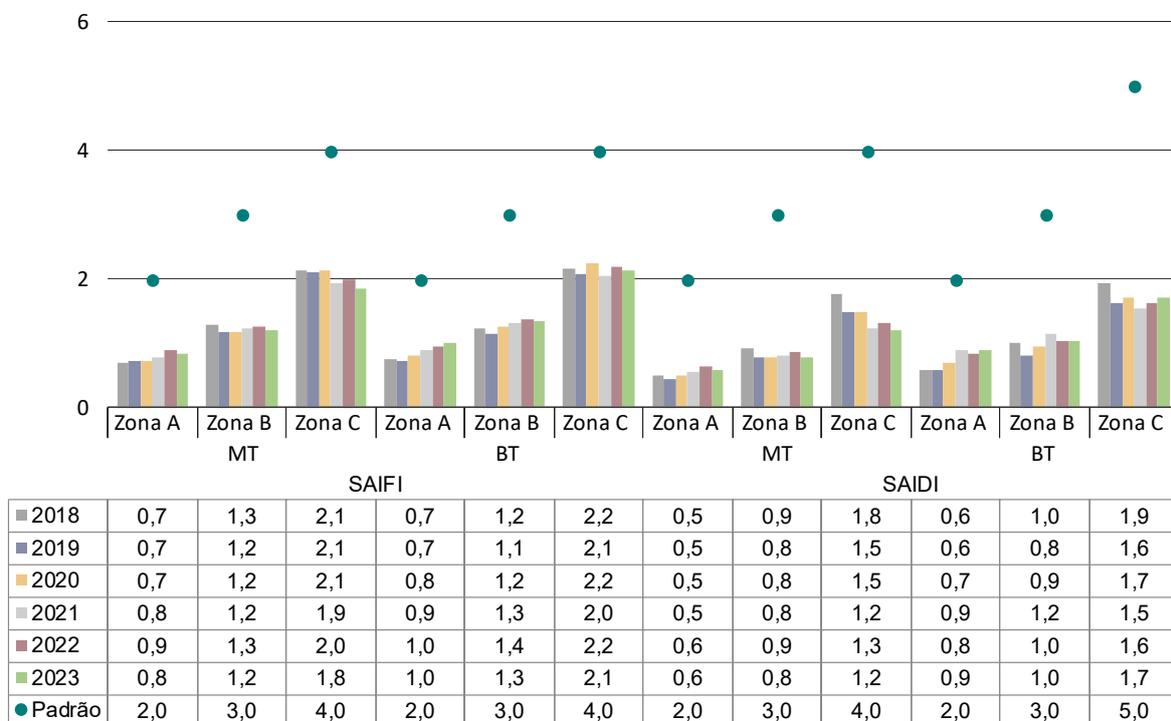


Os indicadores gerais de continuidade de serviço relativos ao ano de 2023 registaram valores semelhantes aos ocorridos em 2022, confirmando a melhoria que se tem vindo a verificar nos últimos anos.

O RQS estabelece padrões gerais de continuidade de serviço para os indicadores SAIFI e SAIDI, em MT e BT.

A Figura 2-63 apresenta os valores registados, entre 2018 e 2023, para os indicadores gerais de continuidade de serviço para MT e para BT, bem como os respetivos padrões em vigor, por zona de qualidade de serviço (Zona A, Zona B e Zona C). Recordar-se que são consideradas as interrupções acidentais longas e são excluídas as interrupções com origem em ocorrências classificadas como eventos excecionais.

Figura 2-63 – Indicadores e padrões gerais de continuidade de serviço em 2023



Todos os padrões gerais de continuidade de serviço estabelecidos foram respeitados, em MT e em BT, nas três zonas de qualidade de serviço.

O Quadro 2-13 apresenta o número de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço observados em 2023 e o montante das compensações associadas, para cada nível de tensão e zona de qualidade de serviço. Estas compensações foram pagas aos clientes em 2024.

À semelhança do sucedido na verificação do cumprimento dos padrões gerais de continuidade de serviço, para efeitos de comparação com os padrões individuais, foram excluídas as consequências dos eventos classificados como eventos excecionais.

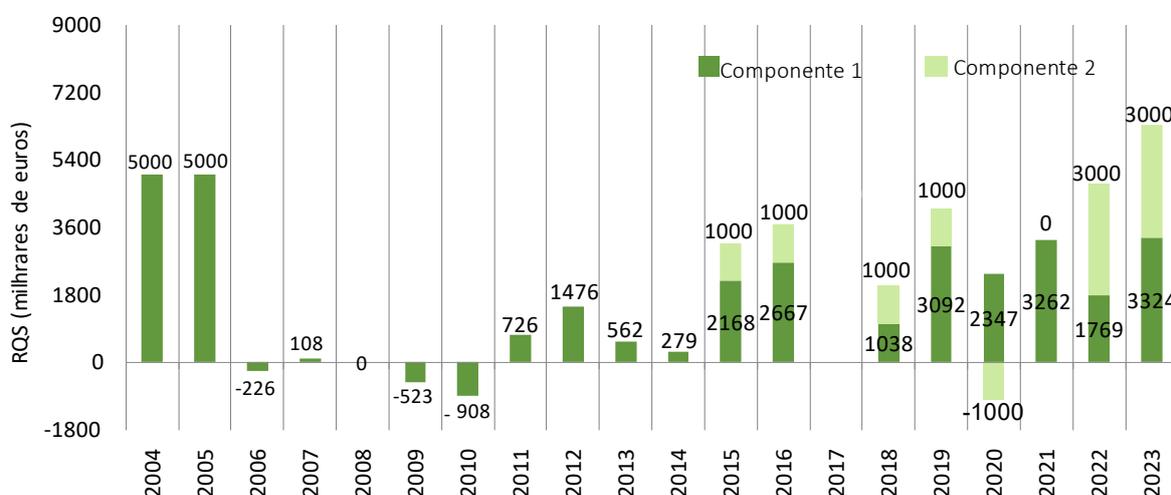
Quadro 2-13 – Incumprimentos de padrões individuais e compensações, em 2023

	Nível de tensão	Zona geográfica	N.º de incumprimentos	Valor das compensações pagas aos clientes (€)	Valor a deduzir às tarifas de acesso às redes (€)
Incumprimento do número de interrupções	AT	A	0	0,00	0,00
		B	0	0,00	0,00
		C	0	0,00	0,00
		Total	0	0,00	0,00
	MT	A	0	0,00	0,00
		B	3	120,00	0,00
		C	6	336,00	0,00
		Total	9	456,00	0,00
	BTE	A	0	0,00	0,00
		B	19	114,00	0,00
		C	7	66,00	0,00
		Total	26	180,00	0,00
	BTN	A	2	3,60	0,00
		B	18	21,60	0,00
		C	1 649	2 917,98	7,30
Total		1 669	2 943,18	7,30	
Incumprimento da duração das interrupções	AT	A	0	0,00	0,00
		B	1	2 153,85	0,00
		C	0	0,00	0,00
		Total	1	2 153,85	0,00
	MT	A	120	37 637,18	0,00
		B	83	19 779,73	0,00
		C	114	37 263,39	0,00
		Total	317	94 680,30	0,00
	BTE	A	242	18 096,15	0,00
		B	72	4 457,73	0,37
		C	26	2 635,03	0,00
		Total	340	25 188,91	0,37
	BTN	A	25 118	187 778,10	361,78
		B	14 287	115 729,49	544,38
		C	6 659	66 138,72	93,19
Total		46 064	369 646,31	999,35	
Total		48 426	495 248,55	1 007,02	

Em 2023, o número de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço foi de 48 426, cujo contributo foi especialmente devido a incumprimentos verificados em clientes de baixa tensão normal (BTN), tendo sido pagos aos clientes cerca de 495 249 euros em compensações. No ano de 2022, foram registados 64 020 incumprimentos, tendo sido pagos aos clientes cerca de 765 313 euros em compensações por incumprimento destes indicadores.

A evolução dos montantes das penalidades e dos prémios que resultam da aplicação do mecanismo de incentivo à melhoria, nas suas duas componentes, são apresentados na Figura 2-64.

Figura 2-64 – Incentivo à continuidade de serviço



Relativamente ao valor do montante inerente à “componente 1” do mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço, com base nos valores de 40 078 GWh de energia distribuída e de 47,71 minutos de TIEPI MT estimou-se o valor de 3,64 GWh para a energia não distribuída, valor este que corresponde a um aumento dos proveitos do operador da RND de cerca de 3,3 milhões de euros no ano de 2023. No que respeita à “componente 2” do mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço, com base no valor de 303,63 minutos obtido para o SAIDI MT relativo ao conjunto dos 5% dos postos de transformação de distribuição e de clientes em MT, o valor do montante obtido foi de três milhões de euros no ano de 2023.

EVOLUÇÃO DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO – REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

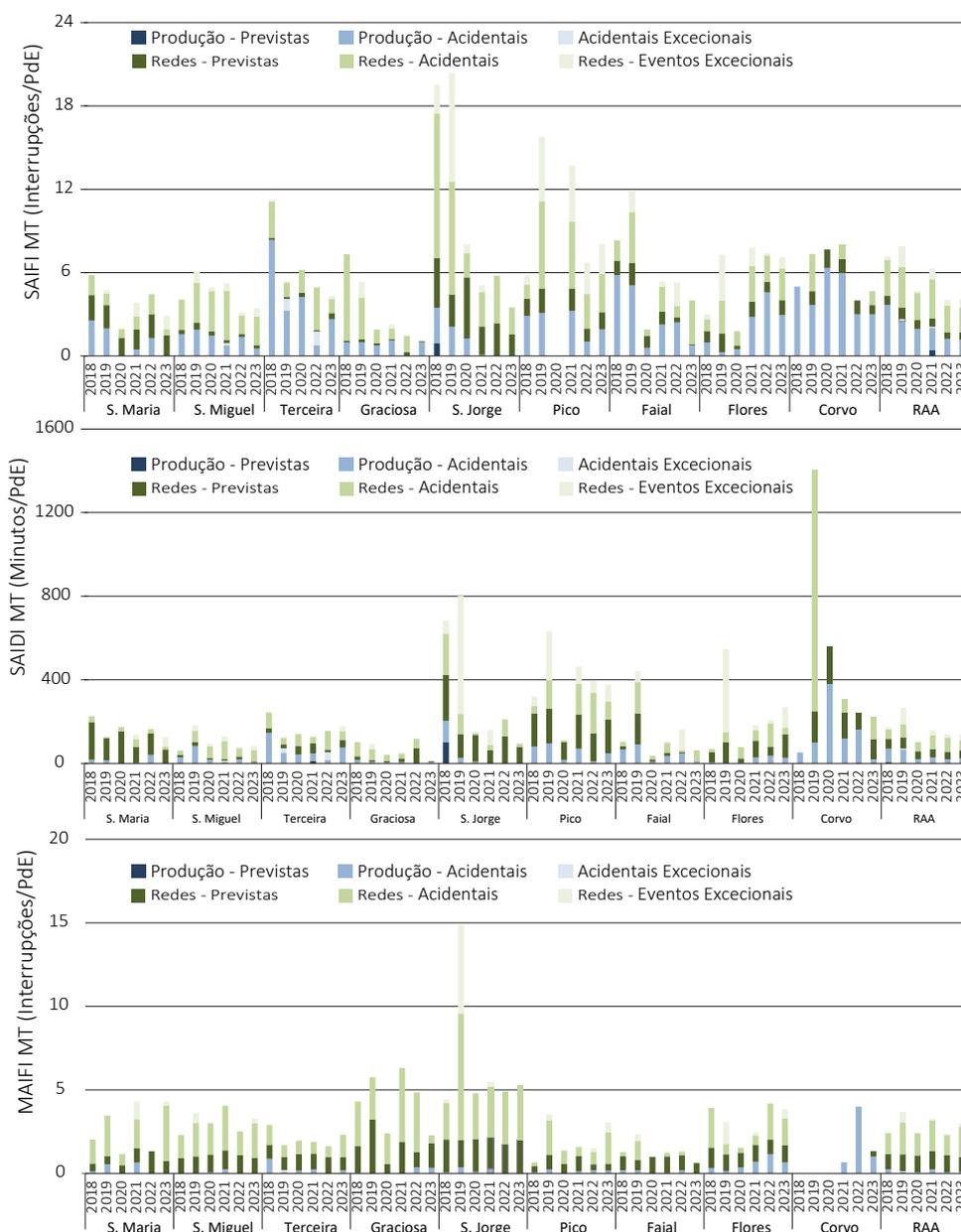
O RQS estabelece indicadores gerais e individuais para as redes de distribuição das nove ilhas do arquipélago dos Açores, com padrões gerais e individuais associados.

Em sistemas elétricos isolados (sem interligação) como é o caso das ilhas da Região Autónoma dos Açores (RAA), as interrupções com origem na produção podem ter consequências diretas ao nível da continuidade de serviço percebida pelos clientes, pelo que estas interrupções são também consideradas para efeitos de determinação dos indicadores de continuidade de serviço e para efeitos de comparação com os padrões.

As redes elétricas da RAA apenas possuem clientes nos níveis de tensão MT e BT. Como tal, os indicadores gerais de continuidade de serviço utilizados para caracterizar a continuidade de serviço percebida pela generalidade dos clientes da EDA apenas consideram esses dois níveis de tensão.

Em seguida apresenta-se a evolução dos indicadores gerais SAIDI e SAIFI para os pontos de entrega em MT para o período 2018-2023, e ainda o desempenho do indicador MAIFI MT referente a interrupções breves. A evolução dos indicadores inclui valores para a RAA e para cada uma das ilhas, conforme apresentado na Figura 2-65.

Figura 2-65 – Evolução dos principais indicadores gerais de continuidade da rede MT na RAA

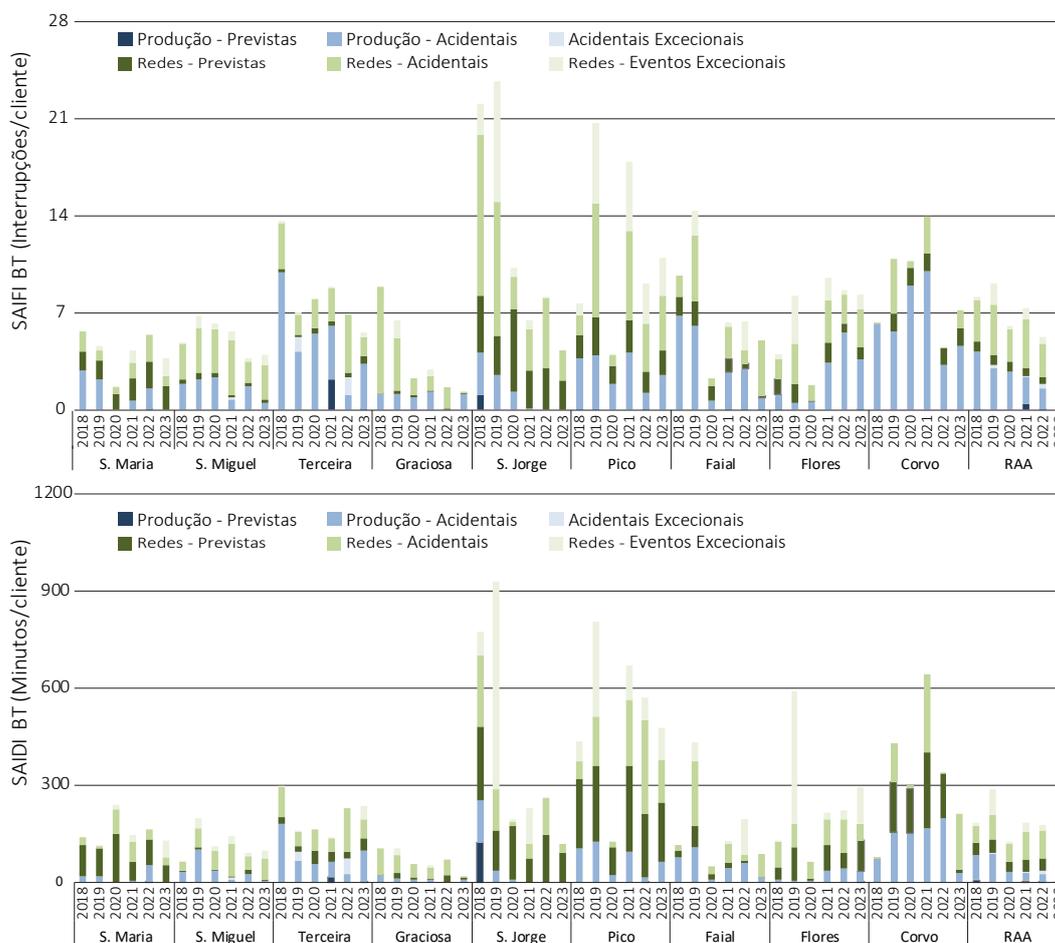


Em 2023, verifica-se que as interrupções acidentais com origem nas redes contribuem em 60% para o indicador MAIFI MT da RAA. A produção contribui com 3% para o total de interrupções. Na análise do indicador em cada ilha, verifica-se que, com exceção das ilhas Faial, Flores, Graciosa e Corvo, as restantes ilhas apresentaram uma tendência de aumento do número de interrupções com duração inferior a três minutos.

No caso dos indicadores SAIDI e SAIFI relativos aos pontos de entrega em MT, a nível da RAA, verifica-se que os valores registados são ligeiramente inferiores aos dos valores registados em 2022. Refira-se que a ilha de São Miguel, a ilha Terceira e a ilha do Corvo apresentaram uma ligeira degradação do indicador SAIDI MT devido especialmente ao aumento da ocorrência de interrupções com origem nas redes.

A Figura 2-66 apresenta a evolução dos indicadores gerais SAIDI e SAIFI para os clientes em BT para o período 2018-2023.

Figura 2-66 – Evolução dos principais indicadores gerais de continuidade da rede BT na RAA

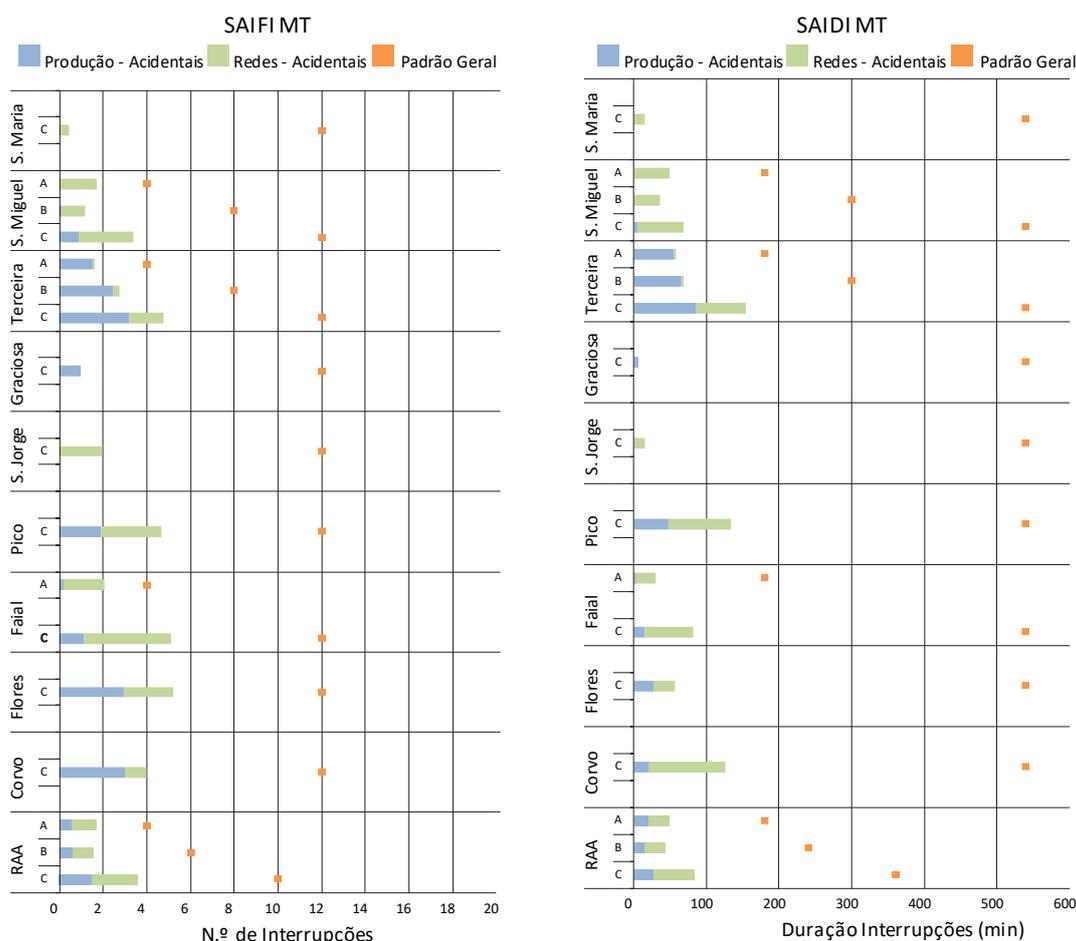


Em 2023, os indicadores SAIFI da RAA relativo aos clientes em BT e SAIDI BT da RAA são inferiores quando comparados com o ano anterior.

Os indicadores gerais de continuidade de serviço têm padrões associados que não deverão ser ultrapassados. Para efeitos de comparação com os padrões, apenas são consideradas as interrupções acidentais longas com origem nas redes ou na produção, excluindo-se para este efeito as interrupções que tenham ocorrido durante eventos classificados pela ERSE como eventos excecionais.

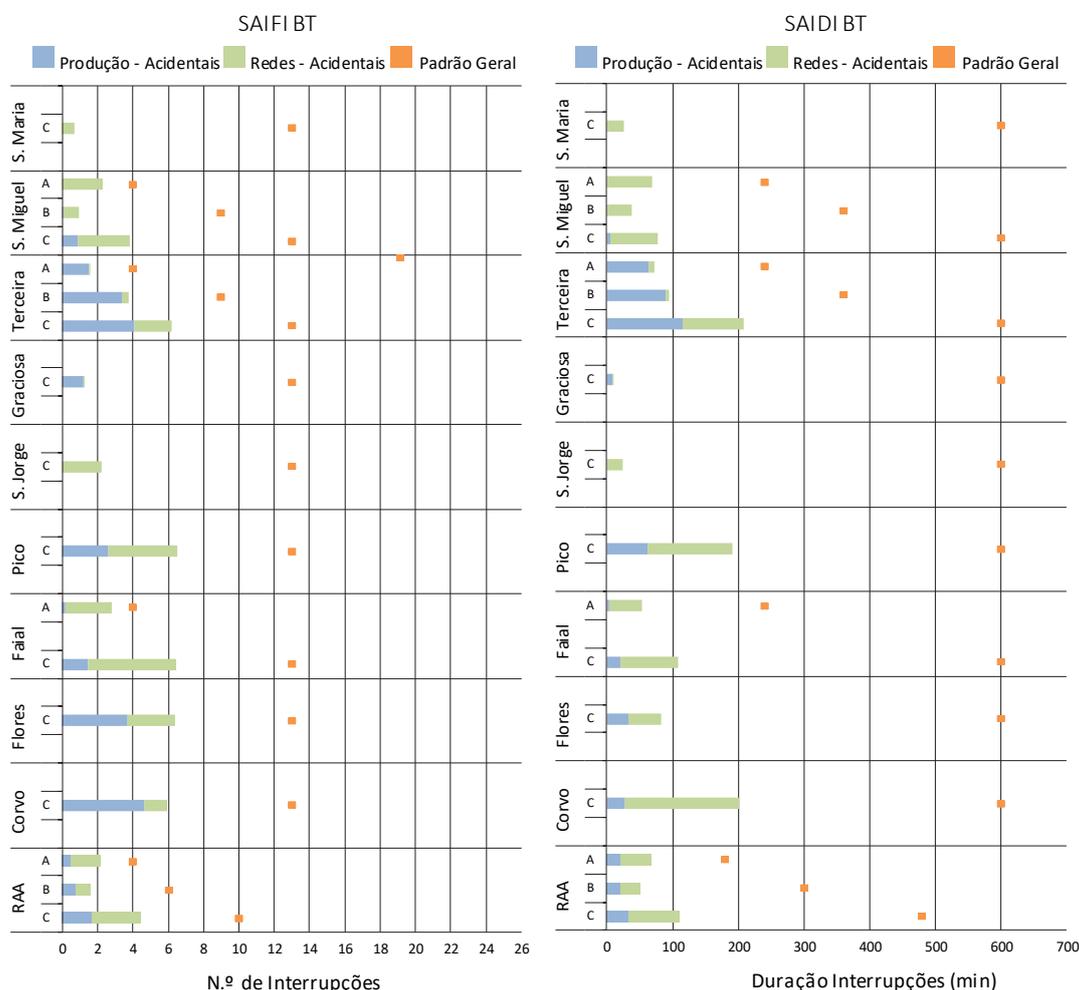
Na Figura 2-67 e na Figura 2-68 apresenta-se a comparação dos indicadores gerais de continuidade de serviço com os respetivos padrões, para a RAA, por ilha e por zona de qualidade de serviço.

Figura 2-67 – SAIFI MT e SAIDI MT na RAA – comparação com o padrão, em 2023



Da análise aos indicadores gerais em MT, verifica-se o cumprimento da totalidade dos padrões da RAA nas três zonas de qualidade de serviço. A comparação por ilha, no que diz respeito aos indicadores SAIFI MT e SAIDI MT, evidencia, também, o cumprimento dos padrões em todas as ilhas e zonas de qualidade de serviço.

Figura 2-68 – SAIFI BT e SAIDI BT na RAA – comparação com o padrão, em 2023



Ao nível da RAA, verifica-se o cumprimento dos padrões gerais dos indicadores SAIFI BT e SAIDI BT em todas as zonas de qualidade de serviço.

A comparação com os padrões por ilha em BT também demonstrou que foram cumpridos os padrões gerais dos indicadores SAIFI BT e SAIDI BT em todas as zonas de qualidade de serviço.

O Quadro 2-14 apresenta o número de clientes e os montantes de compensação por incumprimento dos padrões relativos aos indicadores individuais, por nível de tensão e por zona de qualidade de serviço, em 2023.

Quadro 2-14 – Compensações por incumprimento de padrões individuais na RAA, em 2023

Compensações	Ilha	Zona	MT		BT				Total
			N.º de interrupções	Duração de interrupções	N.º de interrupções		Duração de interrupções		
					BTN	BTE	BTN	BTE	
Número	São Miguel	A							
		B					3		3
		C							
	Terceira	A						6	6
		B							
		C							
	Pico	C					3		3
	Total						12		12
	Montante (euros)	São Miguel	A						
B							144,93		144,93
C									
Terceira		A						40,98	40,98
		B							
		C							
Pico		C					40,48		40,48
Total							226,39		226,39

A verificação do cumprimento dos padrões estabelecidos para os indicadores individuais de continuidade de serviço permitiu concluir que existiram 12 situações de incumprimento que corresponderam exclusivamente a clientes em BT.

Quanto ao valor das compensações pagas pela EDA a clientes, como resultado dos incumprimentos dos padrões, o mesmo ascendeu a cerca de 226 euros (em 2022 este valor foi de 887 euros). Para além deste montante, a EDA devolveu à tarifa, por dedução nas tarifas de acesso às redes, o valor de 24 cêntimos.

A totalidade das compensações pagas aos clientes resultaram exclusivamente de situações de incumprimento dos padrões individuais por duração de interrupções. A Ilha de São Miguel representa a maioria do valor total pago pela EDA aos seus clientes, o equivalente a 64% do montante total, com incidência na zona B de qualidade de serviço.

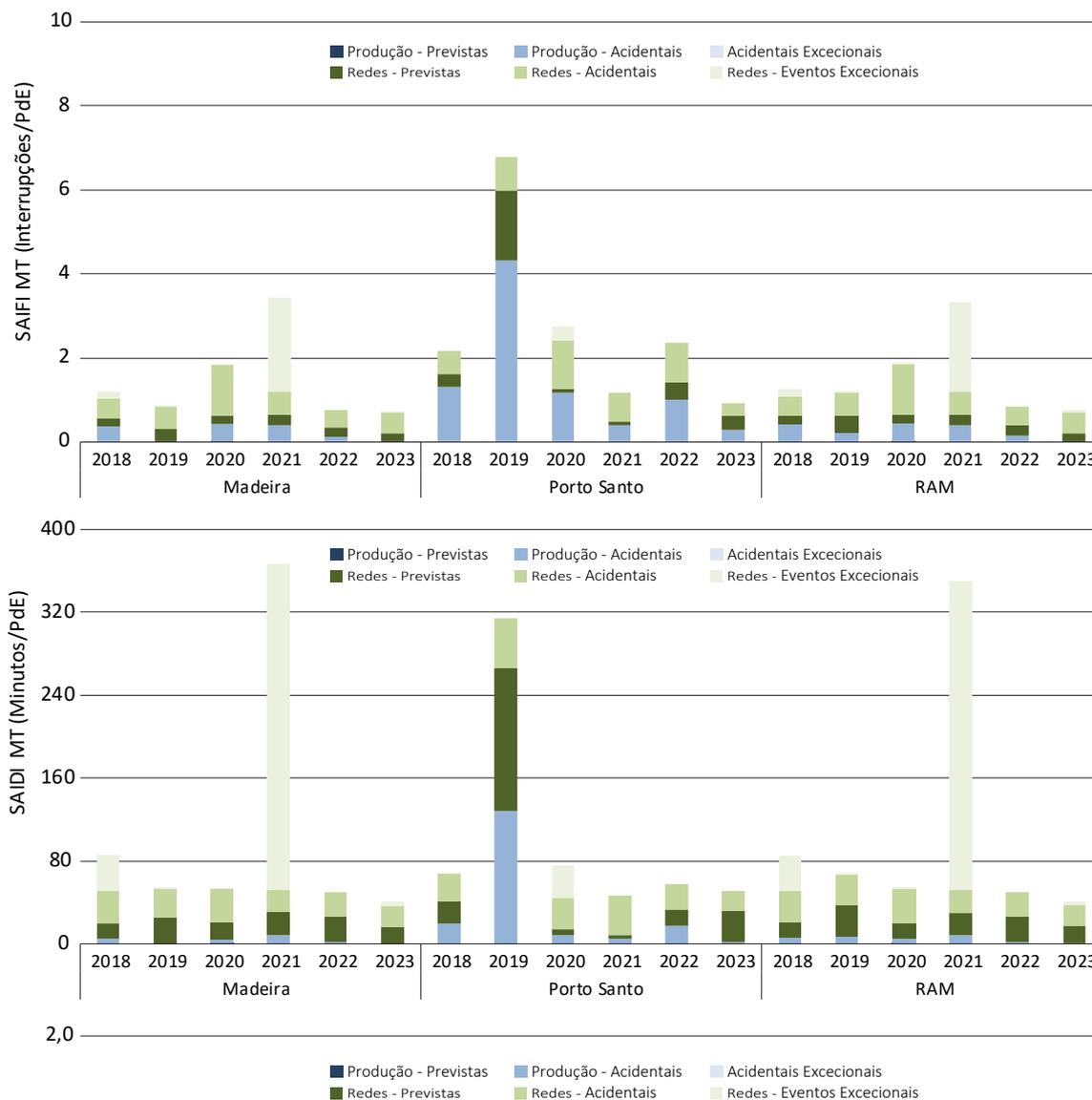
EVOLUÇÃO DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO – REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

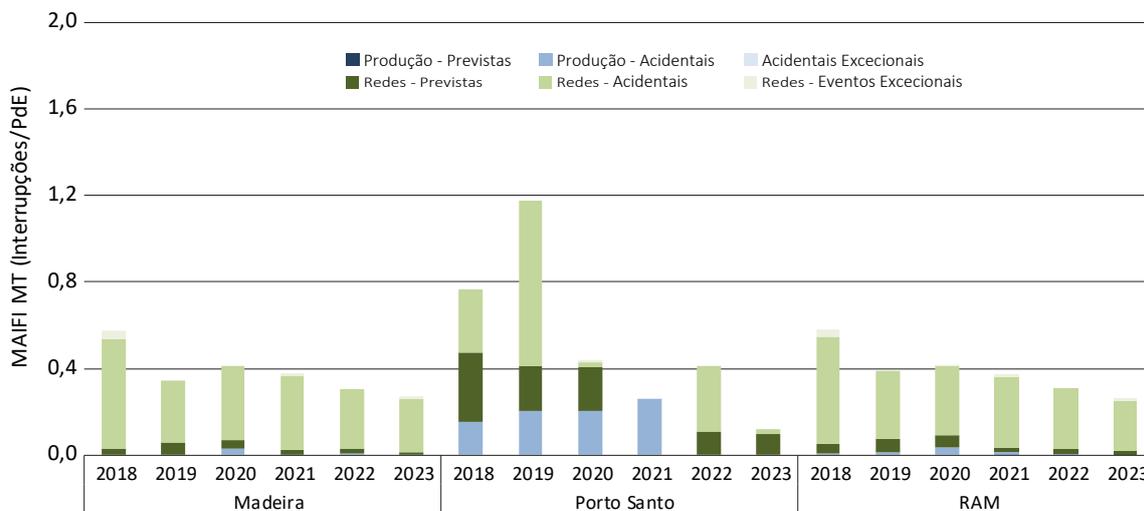
O RQS estabelece os indicadores gerais e individuais e respetivos padrões para as redes de distribuição das ilhas da Madeira e de Porto Santo.

As redes elétricas da RAM possuem clientes nos níveis de tensão MT e BT. Relativamente aos indicadores gerais são consideradas as interrupções com origem nas redes e na produção.

Na Figura 2-69 apresenta-se o desempenho para o período 2018-2023 dos indicadores SAIFI MT, SAIDI MT e MAIFI MT.

Figura 2-69 – Evolução dos principais indicadores gerais de continuidade da rede MT na RAM





Da análise individualizada do indicador SAIFI MT, verifica-se que tanto na ilha da Madeira como na RAM foram alcançados os melhores valores deste indicador desde os últimos dez anos. A melhoria do desempenho do SAIFI MT deveu-se à ausência de interrupções com origem na produção e à redução de interrupções previstas em 2023.

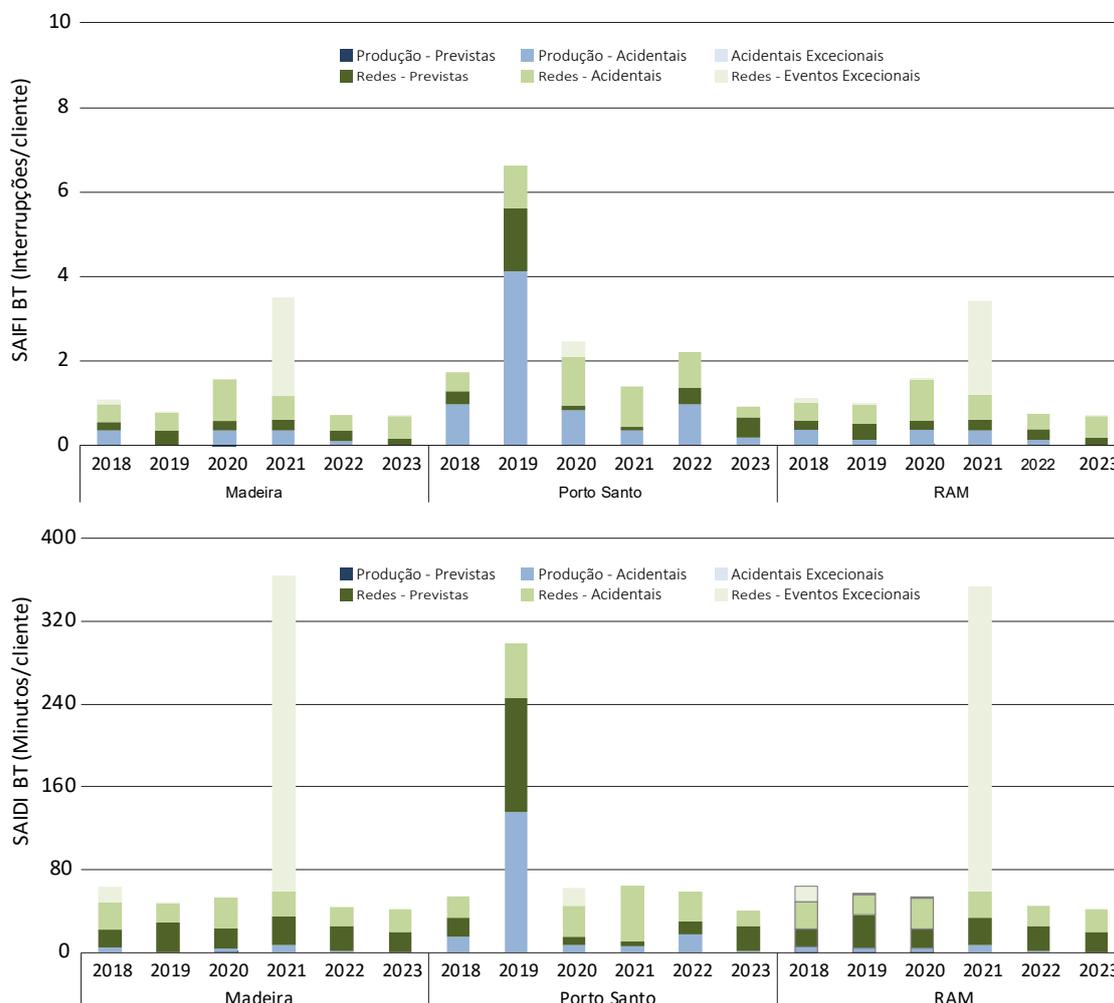
No que respeita aos indicadores SAIDI MT da RAM e da ilha da Madeira, verificou-se uma melhoria dos valores dos indicadores motivada pela ausência de interrupções com origem na produção, pela ausência de ocorrências de grande relevância, sem grande influência de fenómenos atmosféricos, bem como pela redução das interrupções com origem nas redes.

No que respeita à ilha do Porto Santo, em 2023, o indicador SAIDI MT resultou maioritariamente da ocorrência de interrupções previstas com origem nas redes.

Da análise do indicador MAIFI MT da RAM conclui-se que grande parte das interrupções corresponde a interrupções acidentais com origem nas redes.

Seguidamente, na Figura 2-70 apresentam-se as evoluções dos indicadores gerais SAIFI e SAIDI para clientes BT para o período 2015-2023.

Figura 2-70 – Evolução dos principais indicadores gerais de continuidade da rede BT na RAM

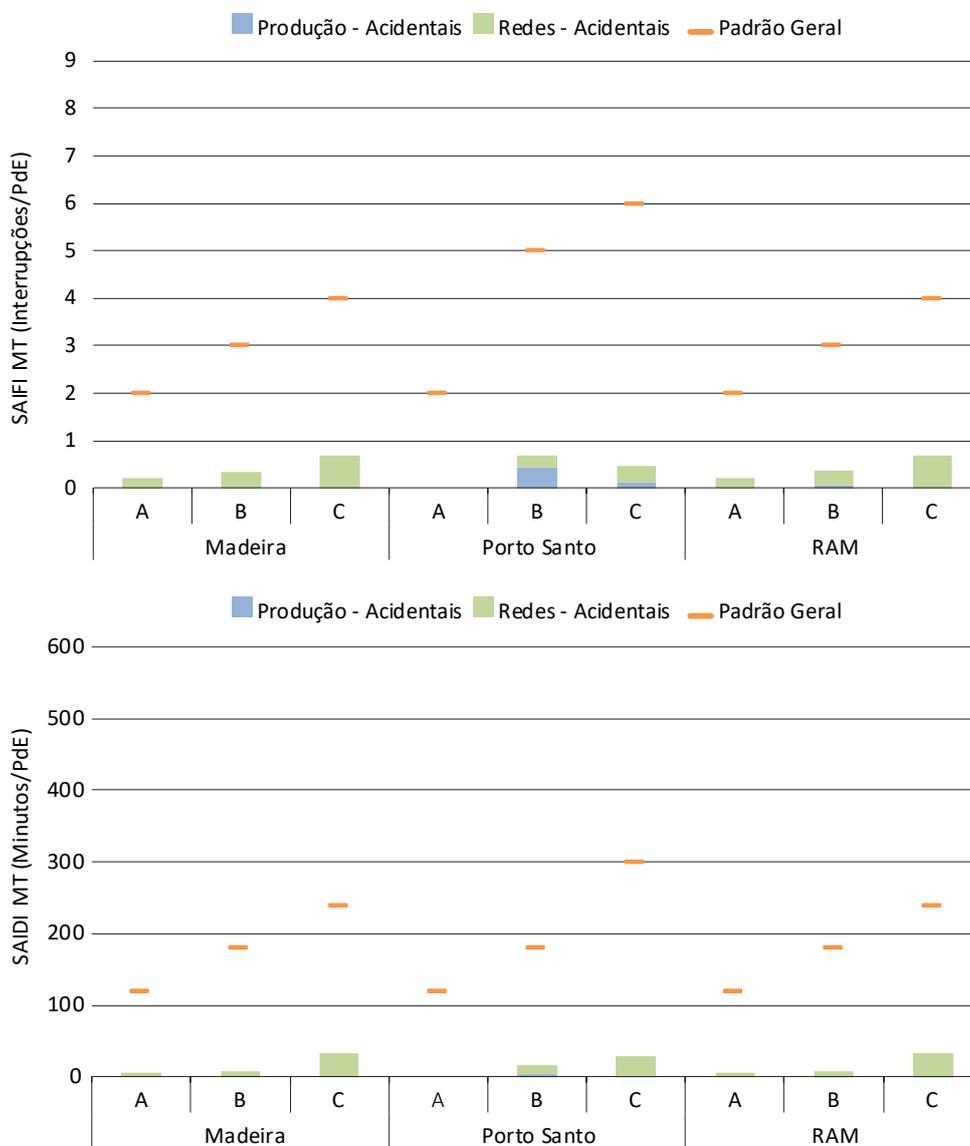


Relativamente aos indicadores SAIFI e SAIDI para clientes BT, verifica-se uma evolução semelhante à registada nos mesmo indicadores para a MT.

Os indicadores gerais de continuidade de serviço têm padrões associados que não deverão ser ultrapassados. Para efeitos de comparação com os padrões apenas são consideradas as interrupções acidentais longas com origem nas redes ou na produção, excluindo-se para este efeito as interrupções que tenham ocorrido durante eventos classificados pela ERSE como eventos excepcionais.

Na Figura 2-71 apresenta-se a comparação dos indicadores gerais de continuidade de serviço em MT com os respetivos padrões, para a RAM, por ilha e por zona de qualidade de serviço.

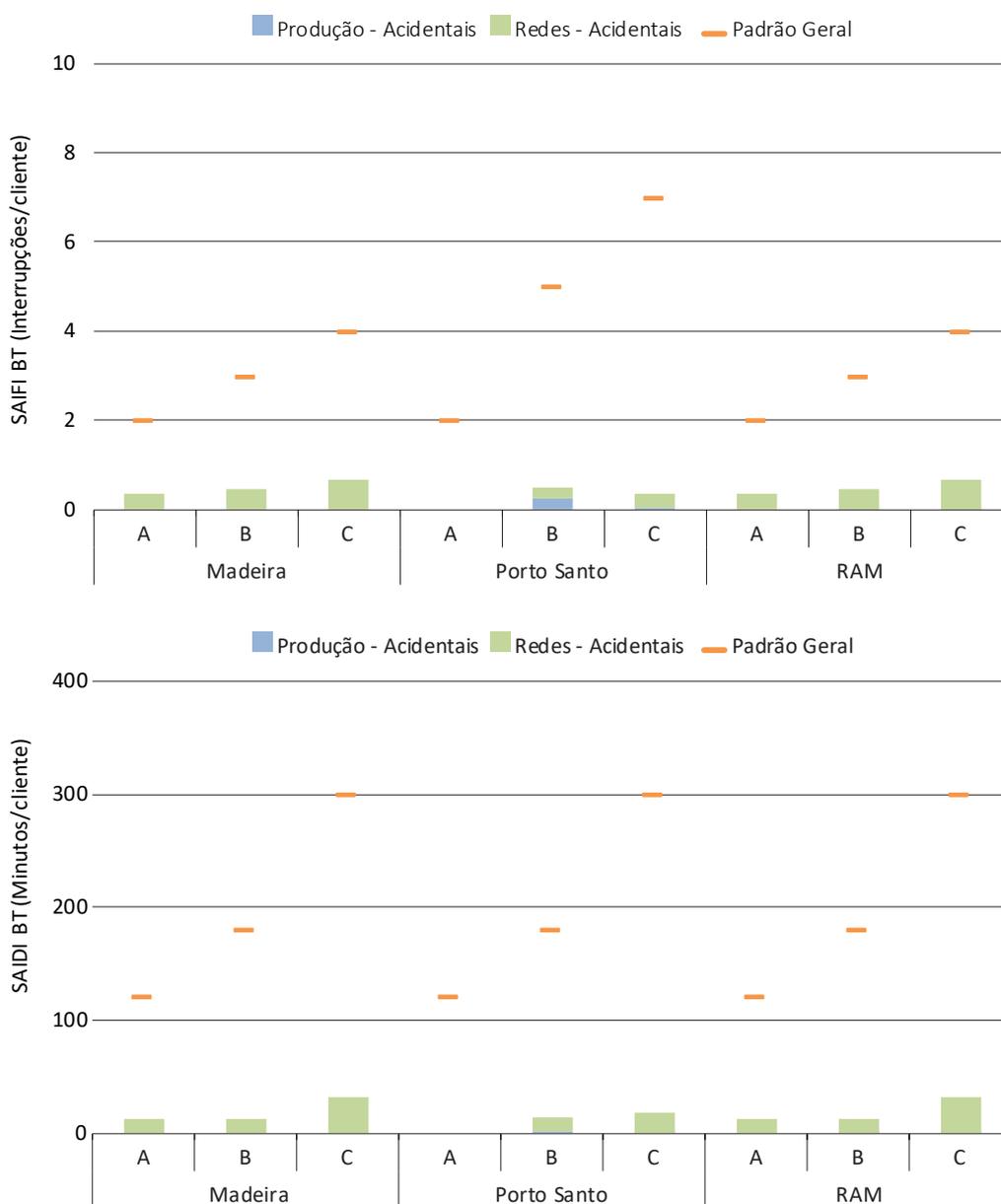
Figura 2-71 – SAIFI MT e SAIDI MT na RAM – comparação com o padrão, em 2023



Verifica-se o cumprimento da totalidade dos padrões da RAM nas três zonas de qualidade de serviço.

A mesma situação ocorre em relação aos indicadores gerais em BT, apresentados na Figura 2-72, em que se verifica que em todas as zonas de qualidade de serviço os valores dos indicadores respeitam os padrões estabelecidos no RQS.

Figura 2-72 – SAIFI BT e SAIDI BT na RAM – comparação com o padrão, em 2023



O Quadro 2-15 apresenta o número de clientes e os montantes de compensação por incumprimento do padrão individual relativo à duração total das interrupções, para 2023, por nível de tensão e zona de qualidade de serviço.

Quadro 2-15 – Compensações na RAM, em 2023

Compensações	Ilha	Zona	MT		BT				Total
			N.º de interrupções	Duração de interrupções	N.º de interrupções		Duração de interrupções		
					BTN	BTE	BTN	BTE	
Número	Madeira	A					15		15
		B					3		3
		C					23	2	25
	Total		0	0	0	0	41	2	43
Montante (euros)	Madeira	A					279,67		279,67
		B					65,08		65,08
		C					63,14	908,48	971,62
	Total		0	0	0	0	407,89	908,48	1 316,37

Relativamente às compensações, o valor das compensações pagas a clientes foi de 1 316,37 euros, valor inferior ao ano anterior (em 2022 este valor foi de 1 463,79 euros).

2.6.2 Qualidade de Energia Elétrica

As instalações ligadas às redes de transporte ou de distribuição têm à sua disposição uma tensão alternada sinusoidal com frequência e amplitude que se deverão manter razoavelmente constantes ao longo do tempo, em condições normais de exploração. No entanto, durante a operação e exploração das redes de energia elétrica existe um conjunto de fatores indutores de alterações nas características nominais da onda de tensão e que, consequentemente, afetam o normal funcionamento de instalações e equipamentos e impactam no seu tempo de vida útil.

Os fenómenos responsáveis pelas alterações às características nominais da onda de tensão podem ter origem na própria rede, nos produtores de energia, em instalações de clientes (tipicamente clientes industriais) e ainda nas interligações com outras redes.

A maioria dos fenómenos responsáveis pelas alterações às características nominais da onda de tensão são identificáveis, existindo atualmente soluções técnicas para a sua mitigação, a implementar tanto na instalação dos clientes como nas redes.

A melhoria da qualidade da onda de tensão implica custos que, a partir de um determinado nível, se configuram desproporcionados para serem suportados pela generalidade dos consumidores. Assim, não é economicamente viável conceber uma rede totalmente isenta de perturbações da onda de tensão. Neste sentido, tem-se fomentado uma filosofia de partilha de responsabilidade entre os operadores das redes e os clientes mais sensíveis às variações da qualidade da onda de tensão: os operadores são responsáveis por um nível de qualidade que satisfaça a generalidade dos clientes (conforme estabelecido no RQS e na norma NP EN 50160) e os clientes mais sensíveis à qualidade da onda de tensão são responsáveis por imunizar as suas próprias instalações.

A qualidade da onda de tensão refere-se às condições em que a energia elétrica é fornecida, estando estabelecidas características e limites ou intervalos de variação dentro dos quais se assegura o bom funcionamento dos sistemas elétricos.

De modo a identificar situações de não conformidade dos requisitos mínimos de qualidade da onda de tensão, encontra-se estabelecida a necessidade de concretização de um plano de monitorização das principais características da onda de tensão, incluindo fenómenos contínuos, tais como a frequência, o valor eficaz da tensão, a tremulação (*flicker*), o desequilíbrio do sistema trifásico de tensões e a distorção harmónica, e eventos de tensão, como é o caso das cavas de tensão e das sobretensões. Para verificação dessas características e limites, o RQS consagra a obrigação dos operadores de rede submeterem bianualmente à ERSE o referido plano de monitorização da qualidade da energia elétrica.

QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA NA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE

A monitorização da qualidade de energia elétrica implementada pela REN em 2021 contemplou medições em 86 pontos de entrega da RNT, correspondente a 100% dos pontos de entrega existentes. A duração da monitorização das unidades permanentes abrangeu a totalidade do ano.

Apresenta-se em seguida no Quadro 2-16 e no Quadro 2-17 informação referente a cavas de tensão e a sobretensões, registadas nos 86 pontos de entrega da RNT com monitorização permanente. Estes quadros incluem para cada nível de tensão (60 kV, 150 kV e 220 kV) o número médio de eventos registados por ponto de rede monitorizado, assim como a caracterização desses eventos relativamente à sua duração e percentagem da tensão declarada.

Quadro 2-16 – Cavas na rede de transporte em Portugal continental, em 2023

N.º de cavas de tensão registadas por ponto de entrega monitorizado						
Tensão residual u (%)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)				
		0,01 < t ≤ 0,20	0,20 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 1,00	1,00 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
90 > u ≥ 80	220	56,25	1,25	0,25	0,13	0
	150*	43,71	0,21	0,29	0	0
	60	45,18	1,05	0,65	0,29	0,03
80 > u ≥ 70	220	12,00	0	0,13	0	0
	150*	43,71	0,21	0,29	0	0
	60	14,23	0,22	0,17	0,11	0,05
70 > u ≥ 40	220	8,75	0	0	0	0
	150*	23,29	0	0	0	0
	60	17,92	0,25	0,14	0,02	0,08
40 > u ≥ 5	220	1,25	0	0	0	0
	150*	2,36	0	0,29	0,07	0
	60	2,74	0,03	0,06	0,06	0,03
5 > u	220	0,13	0,25	0	0	0
	150*	0,57	0,07	0,14	0	0,14
	60	0,08	0	0,02	0	0,06

* Inclui a subestação de Pedralva a 130 kV

Uc – Tensão declarada

Quadro 2-17 – Sobretensões na rede de transporte em Portugal continental, em 2023

N.º de sobretensões registadas por ponto de entrega monitorizado				
Sobretensão (%Uc)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)		
		0,01 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
u ≥ 120	220	0	0	0
	150*	0,36	0	0
	60	0,95	0,08	0
120 > u > 110	220	0,63	0	0
	150*	0,93	0	0
	60	0,63	0,14	0

* Inclui a subestação de Pedralva a 130 kV

Uc – Tensão declarada

Em 2023, foi realizada monitorização permanente em oito pontos de entrega de 220 kV, 14 pontos de entrega de 150 kV e 65 pontos de entrega de 60 kV. O número total de cavas de tensão registadas por ponto de entrega monitorizado foi de 84. Este valor compara com o valor de 58 cavas de tensão por ponto de entrega monitorizado, registado em 2022.

Do total das 7 338 cavas de tensão registadas na RNT em 2023, 97% teve uma duração inferior ou igual a 0,2 segundos.

Em relação às sobretensões, registaram-se cerca de dois eventos por ponto de entrega monitorizado. Das 140 sobretensões registadas em 2023, 90% teve uma duração inferior ou igual a 0,5 segundos e cerca de 51% registou uma variação na amplitude inferior a 120% da tensão declarada.

QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO – PORTUGAL CONTINENTAL

O Plano de monitorização da qualidade da energia elétrica da E-Redes para o biénio 2022-2023 prevê a monitorização de 133 subestações AT/MT em 2023, em regime permanente e em campanhas periódicas de duração anual. Relativamente às redes de distribuição em BT, o Plano prevê a abrangência de 168 postos de transformação de distribuição (PTD) através de campanhas periódicas trimestrais.

Em 2023, em cumprimento do Plano de monitorização referido, a E-Redes monitorizou:

- 30 subestações AT/MT (53 barramentos MT) através de campanhas periódicas de duração anual,
- 103 subestações AT/MT (168 barramentos MT) de forma permanente,
- 168 PTD através de campanhas com periodicidade trimestral.

O Quadro 2-18 apresenta, para 2023, o número de cavas de tensão analisadas em tensão composta (entre fases), por barramento MT, nos 221 barramentos MT de 10 kV, de 15 kV e de 30 kV das 133 subestações AT/MT, para cada intervalo de duração e tensão residual. Dos 221 barramentos MT, 36 barramentos são de 10 kV, 126 barramentos são de 15 kV e 59 barramentos são de 30 kV. A quantificação e a caracterização da severidade das cavas de tensão foram efetuadas através dos métodos de agregação de medidas e eventos previstos no RQS.

Quadro 2-18 – Cavas de tensão em Portugal continental (E-REDES)

N.º de cavas de tensão registadas por barramento MT monitorizado

Tensão residual u (%)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)				
		$0,01 < t \leq 0,20$	$0,20 < t \leq 0,50$	$0,50 < t \leq 1,00$	$1,00 < t \leq 5,00$	$5,00 < t \leq 60,00$
$90 > u \geq 80$	30	73,58	5,63	3,73	0,36	0,02
	15	49,92	3,75	3,92	1,32	0,06
	10	22,58	0,22	0,42	0,11	0
$80 > u \geq 70$	30	24,36	2,17	1,75	0,15	0
	15	13,72	0,94	1,45	0,12	0,01
	10	18,44	0	1,14	0	0
$70 > u \geq 40$	30	15,54	4,93	1,59	0,12	0
	15	11,77	2,32	1,02	0,29	0
	10	38,81	0,11	0,06	0,03	0
$40 > u \geq 5$	30	6,81	4,78	0,95	0,08	0,02
	15	2,00	0,72	0,16	0,08	0
	10	1,28	0	0	0	0
$5 > u$	30	0,15	0,14	0	0	0
	15	0,10	0,03	0,02	0,02	0
	10	0	0	0	0	0

Na totalidade dos barramentos MT monitorizados, o número médio anual de cavas de tensão foi de 105 por barramento. Do número total de cavas registadas, 84% apresentou duração inferior ou igual a 0,2 segundos e 58% uma tensão residual superior ou igual a 80%.

O RQS estabelece um método para determinação da duração da cava equivalente trifásica de acordo com o estabelecido em norma internacional. Desta forma, os resultados apresentados para o número de cavas de tensão registadas por barramento MT na RND podem ser utilizados para comparação direta com os resultados de outros países.

O Quadro 2-19 apresenta o número anual médio de sobretensões por barramento MT monitorizado.

Quadro 2-19 – Sobretensões em Portugal continental (E-REDES)

N.º de sobretensões registadas por barramento MT monitorizado				
Sobretensão (%Uc)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)		
		0,01 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
u ≥ 120	30	0,03	0	0
	15	0,01	0	0
	10	0	0	0
120 > u > 110	30	0,08	0	0
	15	0,07	0,03	0,01
	10	0,03	0	0,03

Uc – Tensão declarada

Importa destacar o reduzido número anual médio de sobretensões ocorridas nos barramentos MT.

Atendendo a que os eventos de tensão, cavas de tensão e sobretensões, se encontram fortemente relacionados com a sazonalidade das condições atmosféricas, não é apresentada no presente relatório informação das monitorizações de duração trimestral sobre as cavas de tensão e sobretensões porque se considera que, para efeitos das cavas de tensão, devem ser considerados dados de monitorização com pelo menos um ano de duração.

QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO – REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

O plano de monitorização da qualidade de energia elétrica aprovado para a EDA para 2023 teve uma taxa de realização de 93,81%. A não realização de algumas das ações de monitorização consideradas no plano resultou de anomalias dos equipamentos de medição e de falhas de comunicação dos equipamentos.

A EDA, realizou, em 2023, medições da qualidade da onda de tensão em 53 pontos de monitorização da sua rede: 29 subestações e postos de seccionamento das redes de transporte e distribuição em AT e MT; e 24 PT da rede de distribuição em BT.

A duração mínima das ações de monitorização qualidade da onda de tensão na RAA foi de um ano para a totalidade dos níveis de tensão.

Os eventos de tensão considerados na avaliação do desempenho das redes da RAA são as cavas de tensão e as sobretensões, para os quais não existem limites estabelecidos.

O Quadro 2-20 e o Quadro 2-21 apresentam a análise das cavas de tensão e as sobretensões na rede de distribuição na RAA em 2023, respetivamente.

Quadro 2-20 – Cavas de tensão na rede de distribuição na RAA, em 2023

N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado						
Tensão residual u (%)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)				
		0,01 < t ≤ 0,20	0,20 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 1,00	1,00 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
90 > u ≥ 80	60	34,00	8,00	5,33	0	0
	30	30,94	5,65	3,24	0	0
	15	27,00	5,79	0,08	0,21	0
	10	30,85	9,92	6,23	0	0
	0,23	15,56	4,36	1,28	0	0,04
80 > u ≥ 70	60	8,67	14,33	0	0	0
	30	12,53	7,12	0	0	0
	15	5,54	2,71	0,46	0,46	0
	10	18,23	11,31	0,85	0	0
	0,23	4,40	4,72	0,08	0,04	0,04
70 > u ≥ 40	60	3,33	6,00	0,67	0,67	0
	30	6,94	7,06	1,41	0,06	0
	15	4,63	2,71	0,29	0,50	0
	10	3,69	11,54	1,38	0	0
	0,23	6,16	2,56	0,80	0,16	0
40 > u ≥ 5	60	0	1,00	0	0	0
	30	3,06	3,41	0,24	0,71	0
	15	1,17	3,21	0,71	0,21	0
	10	1,69	1,85	0	0,54	0
	0,23	2,28	2,72	0,64	0,24	0,08
5 > u	60	0	0	0	0	0,33
	30	0	0	0,06	0,12	0
	15	0,13	0,46	0,04	0	0,08
	10	0	0	0	0,54	0
	0,23	0,36	0,20	0,04	0,04	0

Quadro 2-21 – Sobretensões na rede de distribuição na RAA, em 2023

N.º de sobretensões por ponto de rede monitorizado				
Sobretensão (%Uc)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)		
		0,01 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
u ≥ 120	60	0	0	0
	30	0	0,24	0
	15	0,33	0,33	0
	10	0	1,08	0,15
	0,23	0,16	0,28	0,16
120 > u > 110	60	0,67	0,67	0
	30	0	0,82	0
	15	1,79	1,21	0,13
	10	0,62	0,85	0
	0,23	1,76	3,64	2,08

Na RAA foi realizada monitorização em 3 pontos da rede de 60 kV, 17 pontos da rede de 30 kV, 24 pontos da rede de 15 kV, 13 pontos da rede de 10 kV e 24 pontos da rede de baixa tensão.

QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO – REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

O plano de monitorização da qualidade de energia elétrica da EEM para 2023 teve uma taxa de realização de 97,8% para a ilha da Madeira e de 68,0% para a ilha do Porto Santo. A não realização de algumas das ações de monitorização consideradas no plano resultou de anomalias/avarias verificadas em alguns dos equipamentos de medição, de intervenções e remodelações em postos de transformação, de calibração dos equipamentos, de falhas de comunicação dos equipamentos e de atrasos na instalação dos equipamentos devido à logística na rotação dos equipamentos para novos pontos de monitorização.

As ações de monitorização da qualidade da onda de tensão realizadas em 2023 na RAM contemplaram medições em 30 pontos de entrega das ilhas da Madeira e do Porto Santo. As ações de monitorização da qualidade da onda de tensão realizadas em 2023 na ilha da Madeira contemplaram medições anuais em três pontos da rede de 60 kV, oito pontos da rede de 30 kV e cinco pontos da rede de 6,6 kV. Na ilha do Porto Santo foi realizada monitorização em quatro pontos da rede, um nos 30 kV, um nos 6,6 kV e dois na BT. Foram realizadas medições semestrais em dez pontos da rede de distribuição em BT na ilha da Madeira, de acordo com o estabelecido no plano de monitorização. No Quadro 2-22 e no Quadro 2-23 apresenta-se o número de cavas de tensão e sobretensões por ponto de monitorização registado na RAM.

Quadro 2-22 – Cavas de tensão na RAM, em 2023

N.º de cavas de tensão por ponto de rede monitorizado						
Tensão residual u (%)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)				
		0,01 < t ≤ 0,20	0,20 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 1,00	1,00 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
90 > u ≥ 80	60	5,00	0,33	0	0,33	0
	30	5,78	1,33	0	0	0
	6,6	4,50	1,17	0,17	0	0
	0,23	1,42	0,75	0	0,17	0
80 > u ≥ 70	60	0,67	1,00	0	0	0
	30	2,89	0,11	0	0	0
	6,6	2,67	0,67	0	0	0
	0,23	0,58	0	0,17	0	0
70 > u ≥ 40	60	0	0	0	0	0
	30	1,78	0,11	0	0	0
	6,6	12,33	0,33	0	0,33	0
	0,23	0,58	0	0	0	0
40 > u ≥ 5	60	0	0	0	0	0
	30	0,56	0	0	0,11	0
	6,6	0,33	0	0	0	0
	0,23	0,17	0	0	0	0

	60	0	0	0	0	0
5 > u	30	0	0	0	0	0
	6,6	0	0	0	0	0
	0,23	0	0	0	0	0

Quadro 2-23 – Sobretensões na rede de distribuição na RAM, em 2023

N.º de sobretensões por ponto de rede monitorizado				
Sobretensão (%Uc)	Nível de tensão (kV)	Duração t (s)		
		0,01 < t ≤ 0,50	0,50 < t ≤ 5,00	5,00 < t ≤ 60,00
u ≥ 120	60	0	0,33	0
	30	0	0	0
	6,6	0	0	0
	0,23	0	0	0
120 > u > 110	60	0	0	0
	30	0,11	0	0
	6,6	4,83	0	0
	0,23	0	0	0

Na RAM foi realizada monitorização em 3 pontos da rede de 60 kV, 9 pontos da rede de 30 kV, 6 pontos da rede de 6,6 kV e 12 pontos da rede de baixa tensão.



3. Mercados Grossistas e Produção de Energia

ÍNDICE

3. Mercados Grossistas e Produção de Energia	159
3.1 O Sistema Eletroprodutor.....	159
3.1.1 Caraterização de Portugal Continental.....	160
3.1.2 Caraterização da Região Autónoma da Madeira.....	166
3.1.3 Caraterização da Região Autónoma dos Açores.....	169
3.1.4 Perspetivas de Evolução RSMA-E 2023.....	173
3.2 Arquitetura dos Mercados Organizados.....	176
3.2.1 Mercado a Prazo.....	180
3.2.2 Mercado Diário.....	183
3.2.3 Mercados Intradiários.....	185
3.2.3.1 Mercado Intradiário de Leilões.....	186
3.2.3.2 Mercado Intradiário Europeu.....	187
3.2.3.3 Mercado Intradiário Contínuo.....	188
3.2.4 Mercado de Serviços de Sistema.....	188
3.3 Determinantes dos Preços no Mercado Grossista de Energia Elétrica.....	189
3.4 Desempenho do Mercado Grossista.....	202
3.4.1 Preços e Volumes em Mercado.....	202
3.4.2 Integração Ibérica.....	216
3.5 Supervisão e Concorrência no Mercado Grossista.....	228
3.5.1 Indicadores de Concorrência.....	228
3.5.2 Leilões e Outros Instrumentos de Mercado.....	235
3.5.3 Integridade e Transparência do Mercado Grossista.....	241
3.6 Serviços de Sistema.....	243
3.6.1 Balanço.....	244
3.6.2 Regulação do Gestor Global do Sistema.....	247
3.6.2.1 Metodologias de Regulação e Parâmetros.....	247
3.6.2.2 Caracterização Económica.....	249
3.6.3 Plataformas Europeias Comuns.....	251
3.6.4 Interruptibilidade e Participação da Procura.....	254
3.6.4.1 Evolução Histórica.....	254
3.6.4.2 Banda de Reserva de Regulação.....	258
3.6.5 Garantia de Potência e Reserva de Segurança.....	259
3.6.5.1 Evolução Histórica.....	259
3.6.5.2 Remuneração da Reserva de Segurança do SEN.....	260
3.6.5.3 Custos com Garantia de Potência de Reserva de Segurança.....	261
3.7 Regulação Económica da Atividade de Produção nas Regiões Autónomas.....	262
3.7.1 Metodologias de Regulação e Parâmetros.....	262
3.7.2 Caracterização Económica.....	264
3.7.3 Custos de Aquisição por Tecnologia.....	271

3. MERCADOS GROSSISTAS E PRODUÇÃO DE ENERGIA

No atual contexto do sector elétrico, parte substancial da cadeia de valor define-se como estando em regime de mercado concorrencial. Por oposição às redes que, como vimos, por serem monopólios naturais são infraestruturas reguladas. O segmento em mercado, por sua vez, subdivide-se em dois ramos, o mercado grossista e o mercado retalhista. O primeiro, como o nome sugere, refere-se à compra e venda da produção de energia elétrica, antes da sua entrega às redes para posterior fornecimento aos clientes finais (de retalho) e é o objeto deste capítulo.

Primeiramente é apresentada a caracterização do parque electroprodutor (3.1), que opera no mercado grossista nacional, e cuja arquitetura é definida no contexto ibérico e europeu (3.2). O funcionamento deste mercado (3.4) é sujeito à supervisão do regulador setorial (3.5), a ERSE, e depende dos custos (3.3) que afetam a produção de energia elétrica, muitos deles determinados internacionalmente.

Em Portugal Continental, tal como noutros estados da União Europeia, historicamente, mecanismos de capacidade, interruptibilidade e, em geral, de adequabilidade da geração de energia elétrica à procura, têm afetado o desenvolvimento do mercado grossista, designadamente, no denominado mercado de serviços de sistema (3.6). Já nas regiões autónomas o panorama é completamente distinto, devendo os custos ser aceites para efeito de regulação económica (3.7).

3.1 O SISTEMA ELETROPRODUTOR

No presente subcapítulo efetua-se a caracterização do parque electroprodutor de Portugal Continental, por tecnologia e por regime remuneratório (3.1.1), onde é visível a predominância da geração de energia elétrica através de fontes renováveis. Tal realidade está alinhada com os compromissos assumidos pelo nosso País, no mundo e na União Europeia, relativos à penetração de energia renovável na matriz energética nacional (3.1.2).

3.1.1 Caracterização Portugal continental

O Decreto-Lei n.º 15/2022, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), eliminou a distinção entre produção em regime ordinário (PRO)⁷⁵ e produção em regime especial (PRE)⁷⁶, estabelecendo que a atividade de produção é remunerada a um preço livremente determinado em mercados organizados ou através de contratos bilaterais, sem prejuízo do estabelecimento de regimes de apoio à produção a partir de fontes de energia renováveis, nem da aplicação dos regimes de remuneração garantida ou outros regimes remuneratórios, já concedidos ao abrigo dos regimes jurídicos respetivos e até ao fim do respetivo prazo de atribuição.

Cabe referir que, no anterior quadro legislativo (Decreto-Lei n.º 172/2006, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 76/2019), a designada PRE, que englobava a produção a partir de recursos renováveis ou endógenos, podia ser exercida tanto ao abrigo do regime de remuneração garantida, como ao abrigo do regime de remuneração geral. No regime de remuneração garantida, o qual também podia integrar a produção em cogeração (produção combinada de calor e de eletricidade), 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 previsto um mecanismo concorrencial de definição de tarifa garantida. No regime de remuneração geral, os produtores vendem a eletricidade a um preço de mercado.

Assim, no atual contexto, a produção existente em Portugal continental, divide-se entre a produção que é remunerada em regime de mercado, constituída na sua maioria por centrais térmicas de ciclo combinado a gás natural e pela grande hídrica, embora a representatividade de outras tecnologias renováveis vá aumentando paulatinamente, e a produção que é remunerada através de algum regime de apoio e que se trata, maioritariamente, de produção renovável com remuneração garantida atribuída em regimes jurídicos anteriores ao Decreto-Lei n.º 15/2022.

⁷⁵ A PRO tinha como base as fontes tradicionais não renováveis e os grandes centros eletroprodutores hídricos.

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

O parque electroprodutor nacional totalizava, no final de 2023, uma capacidade de produção de cerca de 21 363 MW, sendo constituído por um diversificado leque de tecnologias de produção, destacando-se uma significativa penetração de centrais de produção de eletricidade através de fontes de energia renovável. Num contexto de transição energética e com vista a alcançar os objetivos de descarbonização do setor energético, verificou-se, em 2021, uma redução significativa da potência de produção total instalada no SEN (cerca de 1 180 MW) fruto principalmente do descomissionamento das duas últimas centrais térmicas a carvão que totalizavam 1 756 MW. Por outro lado, ao nível da produção renovável, realça-se em 2023 o aumento de 720 MW em instalações fotovoltaicas (excluindo autoconsumo), destacando-se as centrais de Cerca, Morgavel, Tábua, Alcochete e Albisparks, com 142 MW, 46 MW, 40 MW, 39 MW e 30 MW, respetivamente.

Com estas alterações, verificou-se que a margem de capacidade, definida como a diferença entre a capacidade de produção instalada e a ponta máxima anual de consumo, referida à capacidade de produção instalada, diminuiu em 2023 (para 56%), face ao valor verificado em 2022, resultado de um aumento da ponta de consumo.

Quadro 3-1 – Margem de Capacidade do SEN

	2022 [MW]	2023 [MW]	Varição [%]
Potência Total Instalada	20676	21362	3%
Potência Renovável	16187	16900	4%
Potência Não Renovável	4489	4462	-1%
Potência Máxima Anual	8595	9362	9%
Margem de Capacidade	12081	12000	-1%
Margem de Capacidade/ Potência Total Instalada	58%	56%	

Fonte: REN

Ainda no âmbito da PRE, cabe referir o Despacho n.º 8810/2015, de 10 de agosto, da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG)⁷⁷, que prevê, em situações excecionais de exploração do SEN, nomeadamente, quando se verifiquem congestionamentos ou quando estiver em causa a segurança no equilíbrio produção-consumo e a continuidade do abastecimento de energia elétrica, o envio de ordens de redução por parte do gestor do sistema com o intuito de controlar as instalações com tarifa garantida (anteriormente designada PRE) para que não excedam um determinado valor de potência.

⁷⁷ Despacho n.º 8810/2015, de 10 de agosto, da DGEG, que estabelece regras e procedimentos necessários para estabelecer a disciplina da interrupção da PRE nomeadamente, a ordem e sequência da redução de potência a observar pelas instalações de PRE, ligadas à Rede Nacional de transporte de Eletricidade (RNT) ou à Rede Nacional de Distribuição (RND).

Ao nível da produção total de energia, em 2023, verificou-se um valor de 44 095 GWh, semelhante ao ano anterior. A bombagem hidroelétrica, em 2023, representou um consumo de 3 625 GWh e o SEN registou um saldo importador positivo de 10 233 GWh de energia proveniente do sistema elétrico espanhol.

Quadro 3-2 – Produção de Energia no SEN

	2022 [GWh]	2023 [GWh]	Varição [%]
Produção Total	44016	44095	0%
Produção Renovável	27426	34061	24%
Produção Não Renovável	16590	10034	-40%
Saldo Importador	9253	10233	11%
Bombagem Hidroelétrica	-2938	-3625	23%
Consumo Nacional	50331	50703	1%

Fonte: REN

Em 2023, verificaram-se condições hidrológicas favoráveis, com um índice de produtividade hidroelétrica⁷⁸ de 0,99, tendo-se verificado um ligeiro aumento do índice em relação a 2022. As centrais hidroelétricas representaram 23% da produção⁷⁹, valor superior ao verificado no ano anterior. A produção eólica manteve-se em linha com o ano anterior, em 25%, sendo também de destacar o aumento na solar de 5% para 7%.

As centrais térmicas não renováveis asseguraram, em 2023, uma quota de 20%, inferior aos 33% verificados em 2022.

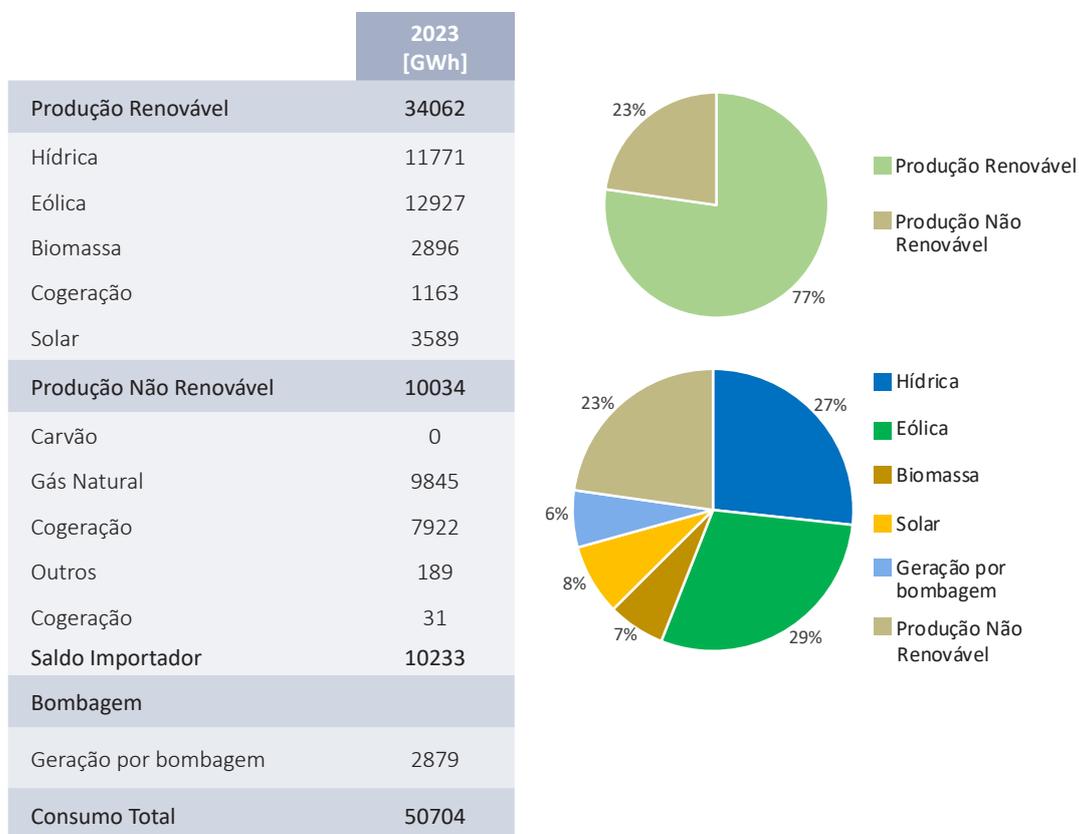
Nas trocas internacionais, registou-se um saldo importador de 10 233 GWh, equivalente a 9,2% do consumo, verificando-se um reforço significativo da tendência importadora do ano anterior (saldo importador mais elevado desde 2012).

Na figura seguinte apresenta-se a repartição percentual da produção de eletricidade por fonte de energia, em 2023.

⁷⁸ Indicador que permite quantificar o desvio do valor total de energia produzida por via hídrica num determinado período, em relação à que se produziria se ocorresse um regime hidrológico médio.

⁷⁹ Incluindo geração por bombagem.

Figura 3-1 – Repartição da Produção por Fonte de Energia em 2023

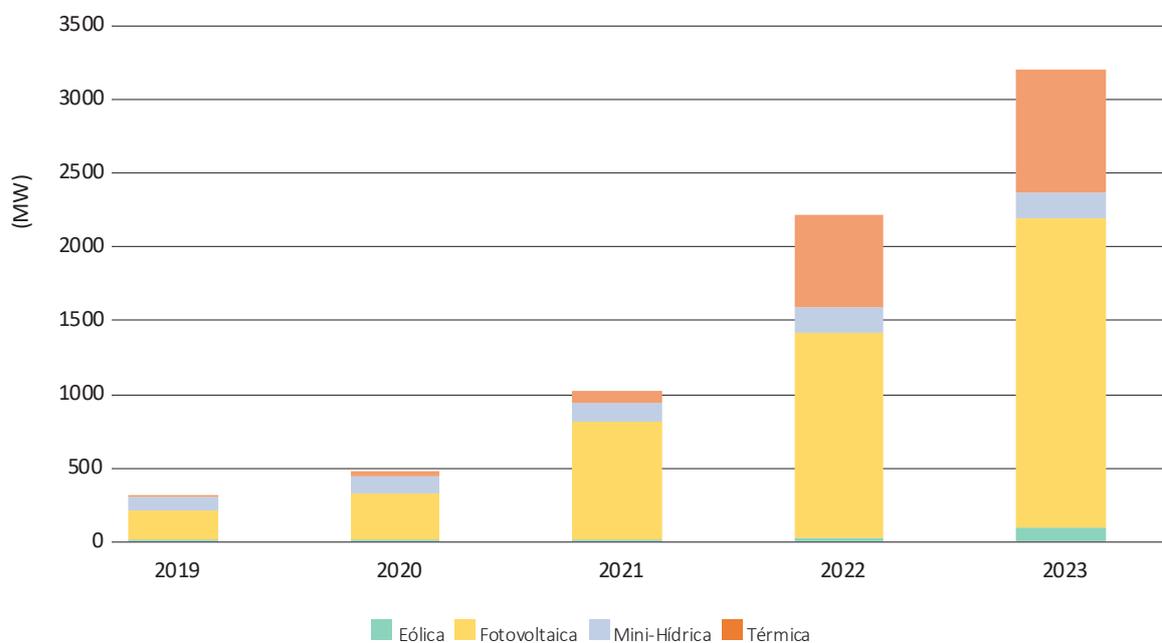
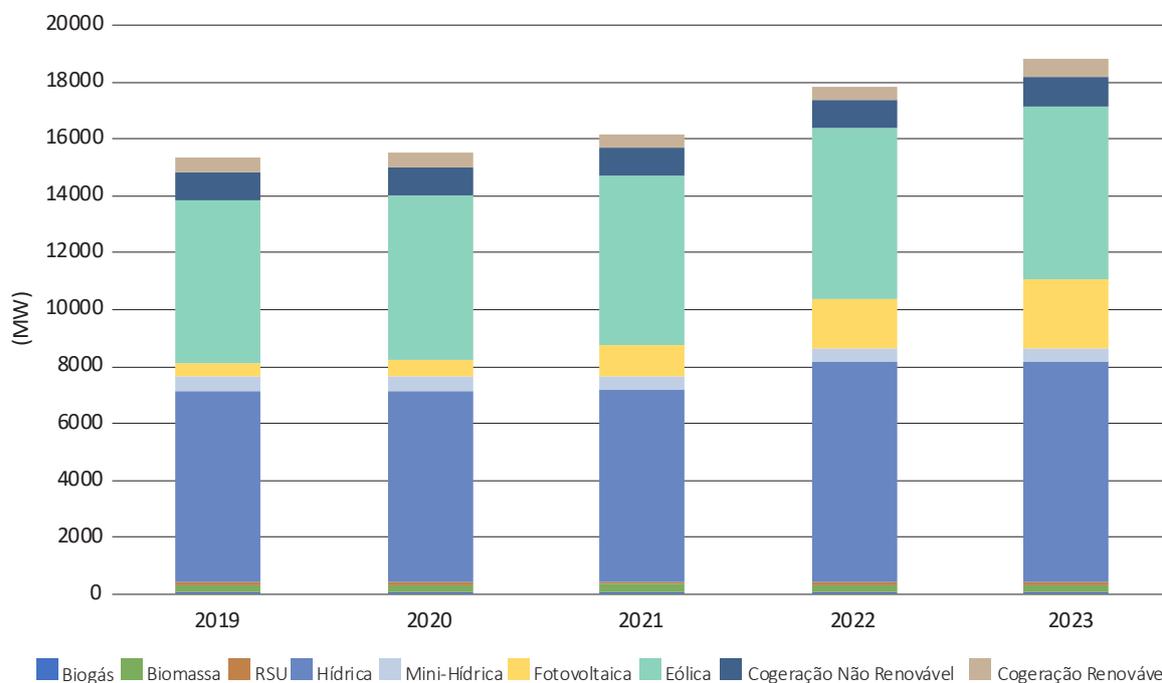


Fonte: REN

Nos últimos anos, temos assistido ao aumento de produção de eletricidade através de recursos endógenos. A Figura 3-2 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 2019 a 2023. Destaca-se, em 2023 a existência de cerca de 3 197 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 (6%), fotovoltaica (65%), eólica (3%) e térmica (26%).

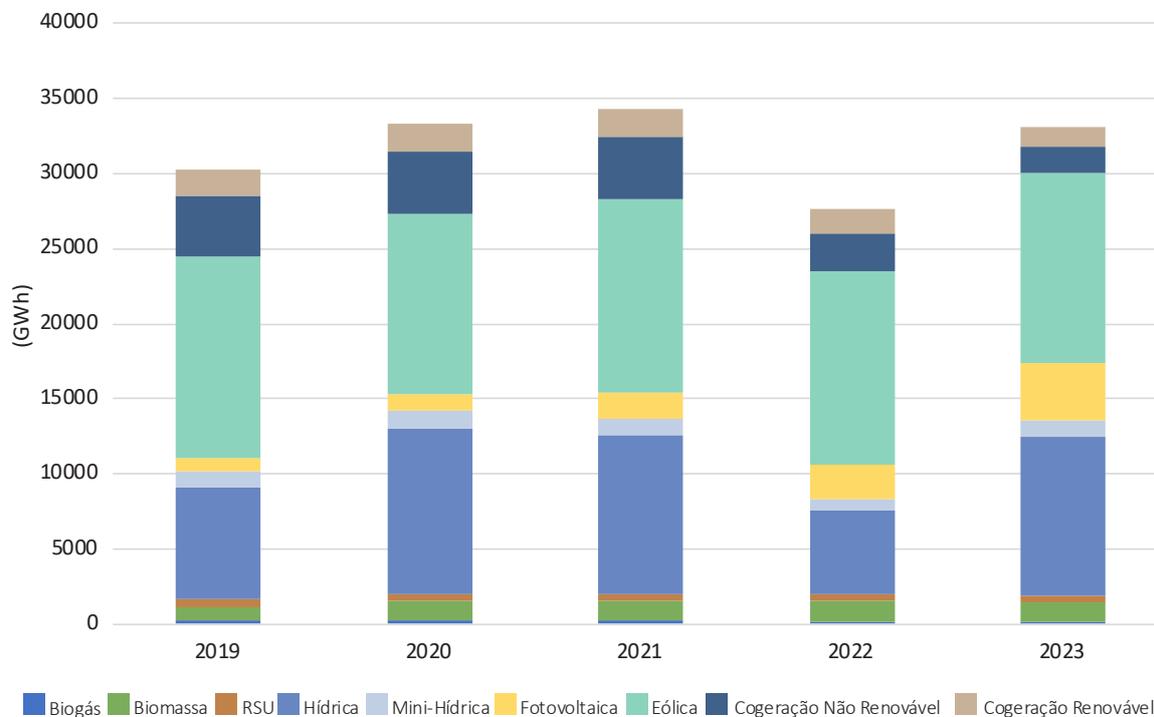
Relativamente à energia elétrica produzida em 2023, cerca de 33 TWh tiveram origem na produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração, representando 75% do total de energia elétrica produzida, valor que, entre 2019 e 2023, se situou entre 55% e 75%.

Figura 3-2 – Potência instalada da produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração, 2019 a 2023



Fonte: REN

Figura 3-3 – Produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração, 2019 a 2023



Fonte: REN⁸⁰

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 2023 verificou-se um aumento acentuado da produção de origem hídrica face a 2022, devido ao regime hidrológico mais favorável, e da fotovoltaica, devido ao aumento de potência instalada.

⁸⁰ RSU designa Resíduos Sólidos Urbanos

3.1.2 Caracterização Região Autónoma da Madeira

O sistema electroprodutor da Região Autónoma da Madeira (RAM) era constituído, no final de 2023, por um conjunto de infraestruturas de produção, que se repartiam entre a EEM- Empresa de Electricidade da Madeira, S.A. e um conjunto de entidades privadas.

No que diz respeito ao sistema electroprodutor da Ilha da Madeira, a EEM detinha, no final de 2023, um total de onze centrais de produção, uma central térmica (fuelóleo e gás natural) e dez centrais hidroelétricas. Por outro lado, ao nível das centrais de produção detidas por entidades privadas contabilizavam-se, no final de 2023, uma central térmica, uma central hidroelétrica, 12 centrais eólicas, uma central de resíduos urbanos e 1712 centrais fotovoltaicas (incluindo microprodução, miniprodução, outros parques de maior dimensão e unidades de produção em autoconsumo (UPAC)).

Relativamente ao sistema electroprodutor da Ilha de Porto Santo, este era constituído, no final de 2023, por uma central térmica (fuelóleo), detida pela EEM e uma central eólica e 32 centrais fotovoltaicas (incluindo microprodução, miniprodução, outros parques de maior dimensão e UPAC) detidas por entidades privadas.

Quadro 3-3 – Sistema Electroprodutor da RAM em 2023

		Madeira	Porto Santo	Total
Térmica	Nº de Centrais	2	1	3
	Pot. Inst. [MW]	205,7	17,3	223,0
Hidroelétrica	Nº de Centrais	11		11
	Pot. Inst. [MW]	77,2		77,2
Eólica	Nº de Centrais	12	1	13
	Pot. Inst. [MW]	63,1	0,7	63,8
Resíduos Urbanos	Nº de Centrais	1		1
	Pot. Inst. [MW]	8,0		8,0
Fotovoltaica	Nº de Centrais	1712	32	1744
	Pot. Inst. [MW]	25,4	2,4	27,8
Total	Nº de Centrais	1738,0	34	1772
	Pot. Inst. [MW]	379,4	20,4	399,8

Fonte: EEM- Documento de caracterização das redes elétricas da RAM a 31/12/2023

A energia total produzida na Ilha da Madeira, em 2023, foi de aproximadamente 905 GWh e a ponta máxima do ano foi de 153,59 MW e ocorreu pelas 21h de dia 15 de fevereiro. No que diz respeito à Ilha de Porto Santo, a energia total produzida, em 2023, foi de aproximadamente 33 GWh e a ponta máxima do ano foi de 7,97 MW e ocorreu pelas 21h de dia 11 de agosto.

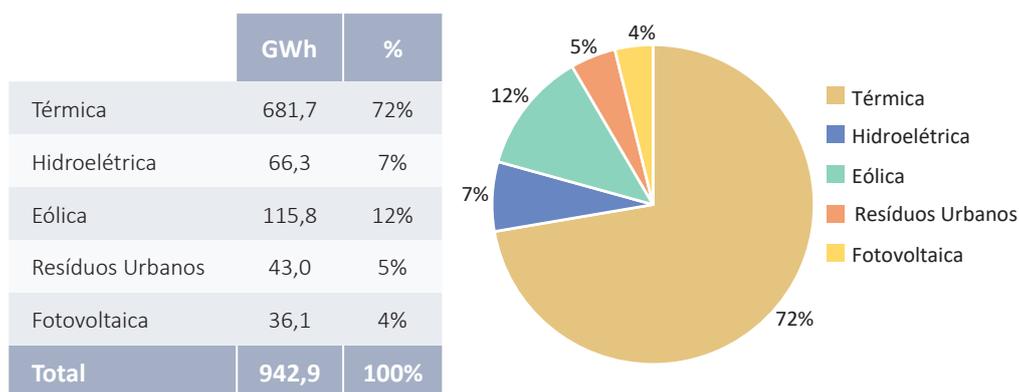
Quadro 3-4 - Produção de Energia por Ilha da RAM em 2023

Ilha	Energia Produzida	
	[GWh]	[%]
Madeira	904,6	96%
Porto Santo	33,0	4%
Total	937,6	100%

Fonte: EEM- Documento de caracterização das redes elétricas da RAM a 31/12/2023

Analisando a produção de energia por tecnologia, verifica-se que 72% da energia foi produzida com recurso a centrais térmicas. Ao nível da produção de energia através de fontes de energia renováveis, destacam-se as centrais eólicas e as centrais hidroelétricas que tiveram uma participação de 13% e 7%, respetivamente, no total de produção de energia na RAM.

Figura 3-4 – Repartição da Energia Produzida por Tecnologia na RAM em 2023



Fonte: EEM- Documento de caracterização das redes elétricas da RAM a 31/12/2023

SISTEMAS COMPLEMENTARES

No sistema elétrico da RAM incluem-se ainda sistemas complementares de apoio ao sistema electroprodutor que têm como objetivo prestar serviços de sistema, como regulação primária de frequência ou regulação de tensão, garantir capacidade de armazenamento de energia, fornecer inércia ao sistema, entre outros. Estes serviços técnicos são essenciais para permitir, por exemplo, uma maior penetração de produção através de fontes de energia renováveis intermitentes no *mix* energético da região.

Neste âmbito, a RAM incluía no seu sistema elétrico, no final de 2023, dois sistemas de bombagem (associados a sistemas hidroelétricos da região), ambos na ilha da Madeira, e uma central de baterias na ilha da Madeira e outra na de Porto Santo.

Quadro 3-5 – Sistemas Complementares na RAM em 2023

	Bombagem	Baterias		
	Socorridos	Calheta III	Porto Santo	Madeira
Potência Instalada (MW)	11,25	16,50	4,32	15,00
Capacidade de Armazenamento (MWh)	40,00	120,00	3,31	16,40

Fonte: EEM- Documento de caracterização das redes elétricas da RAM a 31/12/2023

DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

Ao nível da expansão do sistema electroprodutor da RAM previam-se os seguintes projetos:

- Uma nova central de baterias na Ilha da Madeira (15 MW/15 MWh);
- Uma nova central de baterias na Ilha de Porto Santo (6 MW/12 MWh);
- Um compensador síncrono na Ilha da Madeira (15 MVA), fornecimento de potência de curto-circuito, aumento da inércia do sistema e aumento da capacidade de regulação de tensão;
- Remodelação da central hidroelétrica da Serra de Água, com o objetivo de incluir novas capacidades de regulação e maior capacidade de armazenamento a montante;
- Remodelação da central hidroelétrica da Calheta I, com o intuito de aumentar a capacidade de produção de energia desta central, mas também da central hidroelétrica da Calheta II, que irá também beneficiar da concretização deste projeto.

3.1.3 Caracterização Região Autónoma dos Açores

A Região Autónoma dos Açores (RAA) é constituída por nove ilhas dispersas que apresentam, pela sua dimensão e localização, sistemas elétricos específicos e com características diferentes entre si, sendo considerados microssistemas isolados.

Neste sentido, os sistemas electroprodutores de cada ilha são caracterizados por diferentes opções técnicas e tecnológicas de produção de energia, influenciadas pelas diferentes potencialidades endógenas de cada ilha. Devido à sua dimensão, e ao facto de representarem sistemas isolados, todos eles continuam muito dependentes da produção térmica, por questões de segurança, qualidade e estabilidade do abastecimento. No entanto, tem existido uma evolução no sentido de adaptar os sistemas electroprodutores da região aos objetivos nacionais de transição energética e descarbonização.

Assim, cada um dos sistemas elétricos da RAA inclui, pelo menos, uma central térmica que garante os serviços de sistema da ilha. Ao nível dos recursos renováveis a tecnologia geotérmica tem sido a mais representativa, apesar de apenas ser explorada em duas das ilhas da região (duas centrais na Ilha de São Miguel e uma central na Ilha Terceira). A segunda tecnologia de produção renovável mais significativa é a eólica, sendo que praticamente todas as ilhas da região possuem centrais eólicas (à exceção da ilha do Corvo), localizando-se as instalações de maior dimensão nas ilhas de São Miguel e Terceira. Relativamente a centrais hidroelétricas, apesar de ter sido a primeira tecnologia de produção renovável a ser utilizada na região, estas existem apenas em algumas ilhas dos Açores, sobretudo através de sistemas de fio-de-água. Atualmente existem sete centrais mini-hídricas na Ilha de São Miguel, três na Ilha Terceira, uma na Ilha do Faial e uma na Ilha das Flores.

Quadro 3-6 – Sistema Electroprodutor da RAA em 2023

		Sta. Maria	São Miguel	Terceira	Graciosa	São Jorge	Pico	Faial	Flores	Corvo	Total RAA
Térmica	Nº de Centrais	1	1	1	1	1	1	1	1	1	9
	Pot. Inst. [MW]	6,9	98,0	77,7	4,7	8,2	16,7	19,1	3,7	1,0	236,0
Geotérmica	Nº de Centrais		2	1							3
	Pot. Inst. [MW]		29,6	4,7							34,3
Hidroelétrica	Nº de Centrais		7	3				1	1		12
	Pot. Inst. [MW]		5,0	1,4				0,3	1,6		8,3
Eólica	Nº de Centrais	1	1	1		1	1	1	1		7
	Pot. Inst. [MW]	1,5	9,0	9,0		1,8	2,4	4,3	0,6		28,6
Biogás	Nº de Centrais										0
	Pot. Inst. [MW]										0,0
Resíduos	Nº de Centrais										0
	Pot. Inst. [MW]										0,0
Fotovoltaica	Nº de Centrais	1								1	2
	Pot. Inst. [MW]	0,6								0,1	0,7
Total RAA	Nº de Centrais	3	11	6	1	2	2	3	3	2	33
	Pot. Inst. [MW]	9,0	141,6	92,8	4,7	10,0	19,1	23,7	5,9	1,1	307,8

Fonte: EDA- Documento de caracterização das redes elétricas da RAA a 31/12/2023

Realça-se que, embora a maior parte destas centrais seja detida pela EDA, existem algumas que são propriedade de produtores independentes.

No que diz respeito à produção de energia elétrica da RAA, a Ilha de São Miguel representa mais de metade do valor total e a Ilha Terceira cerca de um quarto. O conjunto da produção destas duas ilhas com as Ilhas do Pico e Faial representam cerca de 91% da produção da região.

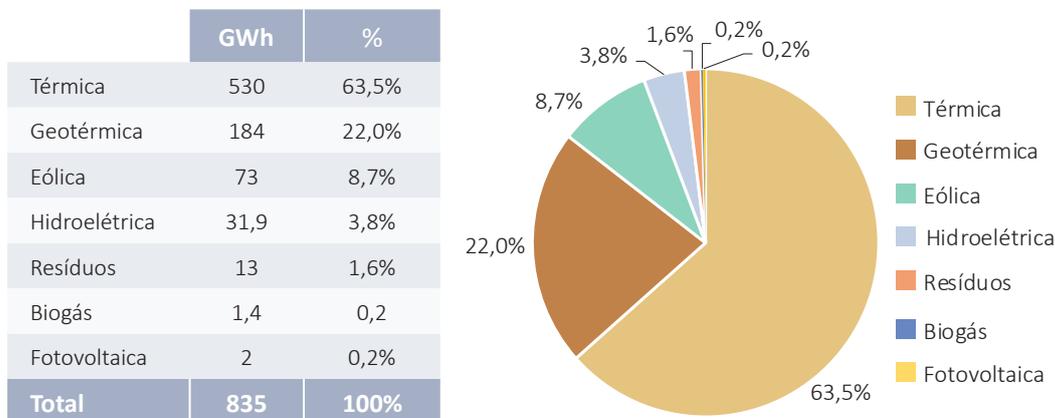
Quadro 3-7 – Produção de Energia por Ilha da RAA em 2023

Ilha	Energia Produzida	
	[GWh]	[%]
Santa Maria	22	3%
São Miguel	464	56%
Terceira	197	24%
Graciosa	14	2%
São Jorge	29	3%
Pico	48	6%
Faial	48	6%
Flores	11	1%
Corvo	2	0%
Total	835	100%

Fonte: EDA- Documento de caracterização das redes elétricas da RAA a 31/12/2023

Desagregando a produção de energia por tecnologia verificou-se, como referido anteriormente, que em 2023 a tecnologia térmica foi a mais representativa (64%). A tecnologia geotérmica surge em segundo lugar (22%), muito devido a uma produção relativamente estável ao longo de todo o ano. Em terceiro e quarto lugar surgem as centrais eólicas e as centrais hidroelétricas com 9% e 4%, respetivamente.

Figura 3-5 – Repartição da Energia Produzida por Tecnologia na RAA em 2023



Fonte: EDA- Documento de caracterização das redes elétricas da RAA a 31/12/2023

SISTEMAS COMPLEMENTARES

À semelhança do que ocorre na RAM, devido às características dos vários sistemas elétricos que compõem a região, os sistemas complementares são de grande utilidade ao sistema electroprodutor, permitindo, por exemplo, uma maior integração de renováveis no *mix* energético e uma maior flexibilidade na operação do sistema.

No final de 2023, no que diz respeito a sistemas complementares, o sistema electroprodutor da RAA incluía apenas uma central de armazenamento e gestão de energia com recurso a baterias de 7,4 MW de potência e 2,6 MWh de capacidade de armazenamento, na Ilha Graciosa. Adicionalmente, existia também um sistema de armazenamento de energia elétrica através de baterias de iões de lítio.

DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

Nos próximos anos estão previstos alguns desenvolvimentos no sistema electroprodutor da região, nomeadamente:

- Entrada ao serviço de parques fotovoltaicos nas várias ilhas da RAA, passando todas elas a contar com parques fotovoltaicos;
- Instalação de centrais de baterias em várias ilhas da RAA.

3.1.4 Perspetivas de Evolução RSMA-E 2023

O Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional para o período de 2024 a 2040⁸¹ (RMSA-E 2023), publicado a 22 de dezembro de 2023, apresenta os desenvolvimentos recentes do sistema eletroprodutor nacional, assim como cenários para o seu desenvolvimento futuro. Encontramos no RMSA-E 2023 o percurso a seguir para a concretização dos objetivos acima referidos.

Relativamente a previsões da evolução da potência instalada em fontes de energia renováveis, o RMSA-E 2023 apresenta previsões em função da última informação disponível relativa aos licenciamentos, cruzada com a informação dos promotores, bem como com os cenários em estudo no âmbito do Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030 (PNEC 2030) e do Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050). A título de exemplo, o quadro seguinte apresenta a evolução prevista para o parque produtor renovável no cenário “Conservador” do RMSA-E 2023.

⁸¹ <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/planeamento-energetico-e-seguranca-de-abastecimento/seguranca-de-abastecimento/monitorizacao-da-seguranca-de-abastecimento/>

Quadro 3-8 – Evolução do Sistema Eletroprodutor Nacional – Cenário “Conservador”
RMSA-E 2023

	2025 [GW]	2030 [GW]	2040 [GW]
Hídrica	8,2	8,2	8,2
Bombagem	3,6	3,6	3,6
Eólica	6,0	9,3	17,3
Eólica onshore	6,0	9,0	12,2
Eólica offshore	0,0	0,3	5,1
Solar Fotovoltaico	8,8	14,5	31,4
Centralizado	5,6	10,2	17,6
Descentralizado	3,2	4,3	13,8
Solar Térmico Concentrado	0,0	0,0	0,0
Biomassa/Biogás e resíduos	0,4	0,5	0,2
Geotermia	0,03	0,03	0,04
Ondas	0,00	0,00	0,00
Carvão	0	0	0
Gás Natural	3,8	2,8	1,4
Fuel/Gasóleo	0,0	0,0	0,0
Baterias	0,1	0,2	1,8
Total	27	36	60

Fonte: RMSA-E 2023

A evolução da potência instalada de fontes de origem renovável está alinhada com as metas previstas no PNEC 2030, apresentadas no capítulo 6, que constitui o principal instrumento de política climática e energética nacional para a presente década e que estabeleceu, ao mesmo tempo, as linhas-guia para o desenvolvimento do sistema eletroprodutor nacional.

ATRIBUIÇÃO DE CAPACIDADE RENOVÁVEL

No âmbito da implementação das políticas públicas, designadamente, a concretização do PNEC 2030 para a década 2021-2030, o governo português pode despoletar procedimentos concursais para o desenvolvimento da política energética.

O atual enquadramento decorre do regime jurídico do setor elétrico (revisto através do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro), que estabelece no artigo 22.º, a prerrogativa por parte de um membro do Governo responsável pela área da energia, de promover a realização de procedimento concursal com vista à atribuição de reserva de capacidade de injeção de eletricidade na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) para a instalação de novos centros electroprodutores, em especial nas seguintes situações:

- Adoção de medidas de diversificação para produção de eletricidade, a partir de fontes de energias renováveis;
- Promoção de tecnologias emergentes destinadas a proteger o ambiente e a melhorar a segurança e a flexibilidade da operação do sistema elétrico.

Para efeitos da concretização da modalidade de procedimento concorrencial, a DGEG é a entidade responsável por estabelecer a frequência de procedimentos concorrenciais a concretizar, a tipologia de modelos de remuneração a adotar e capacidade a disponibilizar, bem como as tecnologias a eger, sendo determinada através da publicação de Despacho pelo membro do governo responsável pela área da energia.

No âmbito do procedimento concursal, a modalidade de remuneração garantida mitiga a exposição ao mercado, sendo as entidades resultantes adjudicatárias responsáveis pelos desvios de programação que possam decorrer, pelo pagamento das tarifas de acesso às redes, pelo pagamento de penalidades devidas ao incumprimento de instruções de despacho por parte do gestor global do SEN, suportando perdas de remuneração devidas à necessidade de deslastre por parte do Operador de Rede de Transporte (ORT) e entregando as Garantias de Origem (GO) ao Comercializador de Último Recurso (CUR) para efeitos de redução dos encargos de sistema com a produção de origem renovável no âmbito dos Custos de Interesse Económico Geral (CIEG).

Já na modalidade de remuneração geral, que garante a exposição ao mercado, esta obriga as entidades resultantes adjudicatárias a venderem a sua energia no mercado elétrico, sendo responsáveis por quaisquer encargos devidos à sua participação no SEN. Nesta situação, qualquer receita resultante da venda da emissão de GO é do próprio produtor que resultou adjudicatário.

A liquidação dos resultados no procedimento concursal de leilão na modalidade de remuneração garantida é efetuada pelo CUR, enquanto que a liquidação dos resultados no procedimento concursal de leilão na modalidade de remuneração geral é efetuada pelo ORT.

Face ao grande interesse e procura por novos pontos de ligação às redes, demonstrados por promotores de novos centros produtores de origem solar fotovoltaica, o Governo promoveu desde de 2019 diversos leilões para tecnologia solar fotovoltaica, conforme apresentado no capítulo 6.5.3.

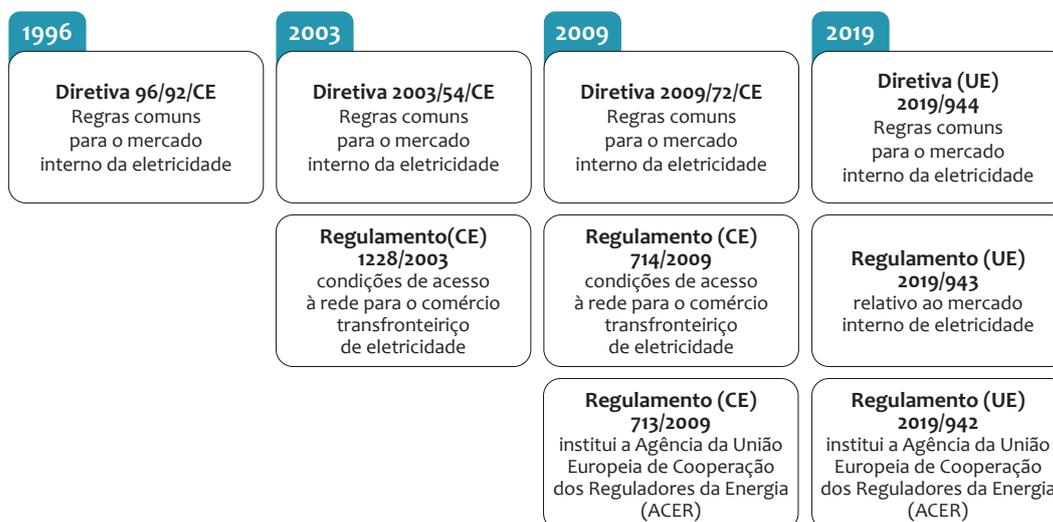
3.2 ARQUITETURA DOS MERCADOS ORGANIZADOS

Os mercados organizados de eletricidade, a nível grossista, são hoje um produto: (i) do processo de liberalização europeia do setor elétrico, e (ii) do processo de integração dos diferentes mercados nacionais com o objetivo de atingir o Mercado Único de Energia (da União Europeia).

Até meados dos anos 90, a generalidade do setor elétrico europeu encontrava-se organizado de acordo com a lógica estatal; o setor era constituído por empresas públicas, nacionais ou regionais, que abrangiam verticalmente as diferentes atividades da cadeia de valor do setor, desde a produção de energia até à sua comercialização.

O processo de liberalização do setor elétrico, formalizado através dos denominados pacotes energéticos europeus, apresentados na Figura 3-6, introduziu importantes mudanças: a separação das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização; a privatização das empresas previamente detidas direta ou indiretamente pelos estados; e a abertura à concorrência das atividades do setor que não são consideradas monopólios naturais: a produção e a comercialização de energia elétrica.

Figura 3-6 – Legislação da União Europeia sobre Mercados de Energia



Na sequência destas mudanças, foi possível estabelecer o Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), resultado do compromisso político entre os Governos de Portugal e Espanha e tendo como objetivo a integração dos respetivos sistemas elétricos sob os princípios de transparência, livre concorrência, objetividade, liquidez, autofinanciamento e auto-organização e eficiência económica.

O Acordo de Santiago de Compostela⁸² estabeleceu a configuração e os princípios orientadores do MIBEL. Nos termos do disposto no Acordo, o MIBEL é formado pelo conjunto dos mercados organizados e não organizados nos quais se realizam transações ou contratos de energia elétrica e se negociam instrumentos financeiros que têm como referência essa mesma energia.

No MIBEL foram previstas três modalidades de aquisição de energia elétrica, a contratação de longo prazo, a contratação de curto prazo – constituída pelo mercado diário e os mercados intradiários – e a contratação de serviços de ajuste do sistema. Por sua vez, dentro da contratação a prazo podemos diferenciar entre as transações em ecrã e as realizadas bilateralmente, através dos mercados conhecidos como de balcão ou *over-the-counter* (OTC).

⁸² No percurso de construção do MIBEL destacam-se quatro momentos de elevada importância: a celebração do Protocolo de colaboração entre as Administrações Espanhola e Portuguesa para a criação do MIBEL, em novembro de 2001; a assinatura em Santiago de Compostela do Acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha, em outubro de 2004; a XXII Cimeira Luso-Espanhola de Badajoz, em novembro de 2006; e, a assinatura, em Braga, da revisão do Acordo de Santiago, em janeiro de 2008.

Neste mercado, as interações entre os diferentes agentes são feitas numa lógica integrada ao nível ibérico. I.e., as ofertas podem ser submetidas independentemente da localização dos agentes, quer estejam em Portugal ou Espanha. Pelo contrário, o mercado de Serviços de Sistema é separado, com a REN assumindo a responsabilidade pela administração global do sistema em território português e a REE assumindo o mesmo em território espanhol.

No referido Acordo⁸³, previu-se a criação do Operador do Mercado Ibérico, constituído por dois polos: o operador de mercado ibérico, polo espanhol, OMIE, que atua como entidade gestora do mercado diário e dos mercados intradiários; e o operador de mercado ibérico, polo português, OMIP, que atua como entidade gestora do mercado a prazo organizado de derivados. Determinou-se, também, a criação da sociedade OMIClear, que presta serviços ao OMIP como entidade gestora do sistema de liquidação.

Figura 3-7 – Organização do Grupo OMI

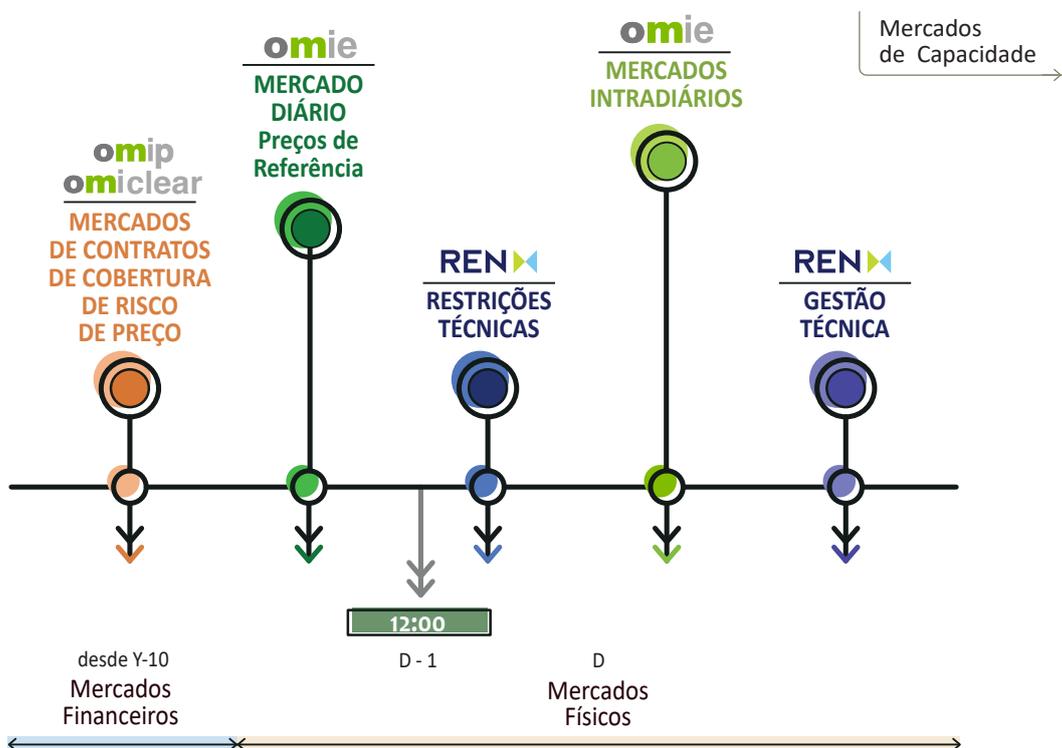


⁸³ Aditado pelo também referido Acordo de Braga, em janeiro de 2008, onde entre outros aspetos foram concretizadas as participações cruzadas das entidades gestoras.

No âmbito da supervisão, foram estabelecidos os diferentes papéis das entidades supervisoras, como a ERSE e a Comissão Nacional de Energia⁸⁴ (CNE). A supervisão é desempenhada por estas autoridades de maneira coordenada através da celebração de memorandos de entendimento⁸⁵.

Os diferentes mercados organizados estão integrados temporalmente tal como apresentado na Figura 3-8. A negociação de energia tem um horizonte de dez anos, os agentes de mercado podem celebrar contratos de aquisição de energia através do OMIP com o objetivo de assegurar uma maior cobertura de risco, estes contratos têm como preço de referência o preço estabelecido no mercado diário, onde se negocia a energia para o dia seguinte, atendendo já às possíveis restrições técnicas. Os agentes têm ainda a opção de continuar a comprar e vender eletricidade nas sessões intradiárias até algumas horas antes do tempo real. A resolução de restrições técnicas continua em períodos temporais mais curtos, até em tempo real, garantindo sempre o equilíbrio entre a procura e a oferta de energia elétrica, bem como a segurança no abastecimento.

Figura 3-8 – Integração temporal dos mercados



⁸⁴ Atualmente inserida dentro da Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

⁸⁵ Foi também, originariamente, estabelecido o “Conselho de Reguladores”. Este acompanha o desenvolvimento do MIBEL podendo: dar parecer prévio, obrigatório e não vinculativo à aplicação de sanções por infrações muito graves; emitir pareceres coordenados sobre propostas de regulamentação do funcionamento do MIBEL ou da sua modificação e sobre os regulamentos propostos pelas sociedades gestoras que se constituam; acompanhar os mecanismos de contratação de energia no âmbito ibérico por parte dos comercializadores de último recurso; e quaisquer outras funções que sejam acordadas.

De seguida, descreve-se sucintamente o modo de funcionamento dos diferentes mercados organizados que integram o MIBEL, geridos pelo OMIP (3.2.1), OMIE (3.2.2 e 3.2.3) e a REN (3.2.4), atendendo à sequência temporal dos diferentes tipos de negociação.

3.2.1 Mercado a Prazo

O mercado a prazo é uma ferramenta que permite que os participantes reduzam os riscos associados à flutuação dos preços, garantindo a disponibilidade de energia ou atendendo à procura com maior previsibilidade e estabilidade. O mercado a prazo de derivados da energia abrange os mercados organizados e a contratação OTC (bilateral), nos quais são transacionados produtos financeiros vinculados à eletricidade, cujo preço é referenciado às áreas espanhola (SPEL) e portuguesa (PTEL), com possibilidade de liquidação física e financeira, ou apenas financeira.

O OMIP gere a bolsa de derivados do MIBEL e visa desenvolver o mercado de derivados de forma eficiente. Os seus objetivos incluem a promoção de preços de referência ibéricos, o fornecimento de ferramentas para a gestão do risco conforme a procura, e o incremento da liquidez no mercado a prazo.

O OMIP é responsável pela admissão, supervisão e exclusão de participantes, e a definição dos contratos negociáveis. Os contratos negociados regem-se pelas Cláusulas Contratuais Gerais (CCG). As CCG detalham características como o ativo subjacente⁸⁶, o valor nominal, a forma de cotação, o tipo e estilo das opções, o preço de exercício, o modo de pagamento do prêmio, o modo de negociação, o cálculo do preço de referência de negociação, o período de negociação, compensação e liquidação diária, a determinação de margens e o modo de liquidação no vencimento.

A OMIClear, contraparte central do OMIP, lida com a compensação e liquidação das operações, agindo como câmara de compensação. Os seus deveres incluem supervisionar membros, gerir riscos e garantias, calcular margens e assegurar o funcionamento adequado da plataforma de compensação.

⁸⁶ Neste caso energia elétrica, apesar de que atualmente negocia-se também com gás natural como ativo subjacente.

Os membros compensadores registam suas posições junto à OMIClear, fornecem garantias adicionais e contribuem para o Fundo de Compensação. Estes podem ser gerais (atuando por conta própria ou por conta de clientes com acordo de compensação) ou diretos (atuando apenas por conta própria). O Fundo de Compensação destina-se a cobrir incumprimentos que não podem ser supridos pelas margens. As margens incluem garantias iniciais, margens de variação, margens de liquidação e margens extraordinárias para cobrir diversos riscos.

A negociação de instrumentos financeiros derivados de energia elétrica no OMIP pode ocorrer por meio do sistema de negociação contínua, através de leilões, ou através do registo de operações bilaterais na plataforma gerida pelo OMIP, seguido pelo registo na OMIClear para fins de compensação (denominado OTC registado). Contudo, a negociação ocorre principalmente de forma contínua. Durante a negociação contínua aplicam-se os princípios de prioridade-preço e prioridade-tempo.

A negociação destes contratos é intermediada por membros negociadores, que podem atuar por conta própria ou de terceiros. Os membros negociadores têm direitos, como realizar operações diretamente na plataforma de negociação e receber informações relevantes sobre o mercado. Também possuem deveres, como notificar o OMIP sobre circunstâncias que afetem suas obrigações, garantir a disponibilidade de um responsável de negociação e seguir as regras do OMIP.

No mercado a prazo do OMIP, disponibilizam-se contratos de futuros e opções, assim como contratos *forward* e contratos por diferenças (CfD) ou *swaps*, negociados bilateralmente, desde que cumpram os requisitos do OMIP.

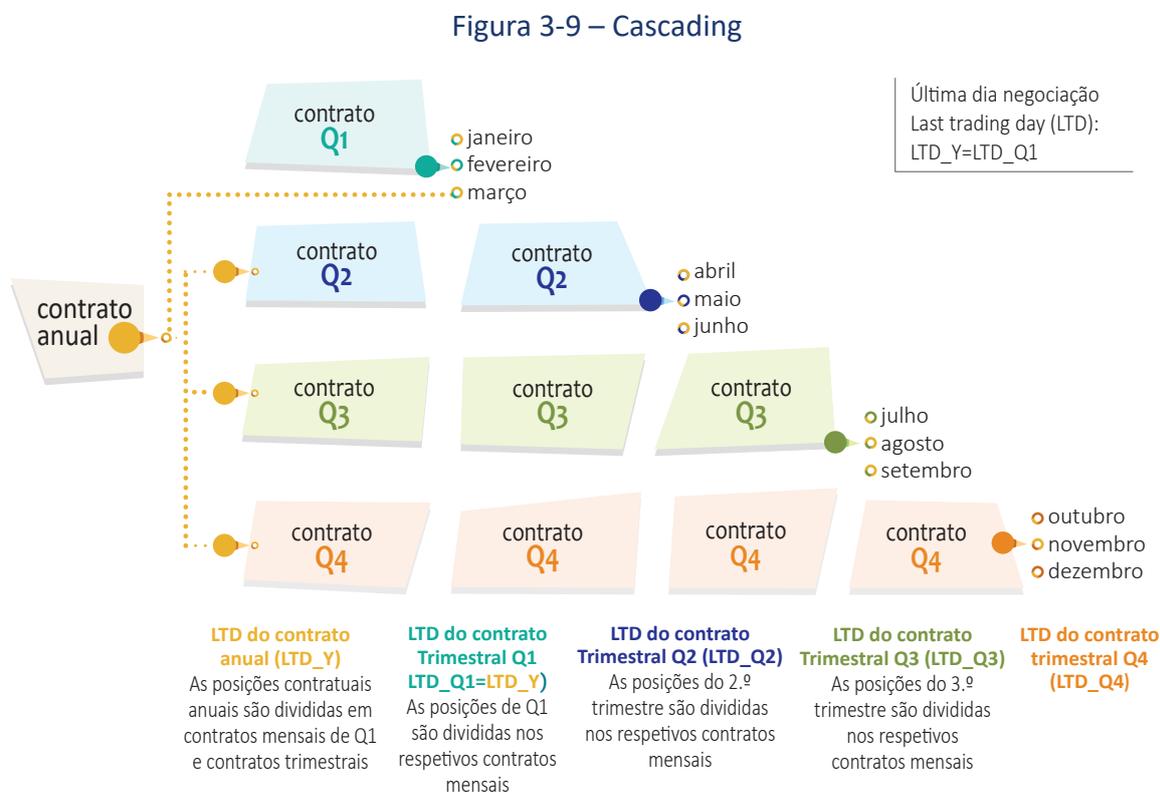
O contrato de futuros é um instrumento financeiro derivado, padronizado e negociável no mercado organizado. Consiste no acordo de compra-venda de um ativo subjacente, em quantidades e qualidade pré-determinadas, para uma data futura estabelecida (data de vencimento) a um preço fixo conhecido na celebração do contrato e estão sujeitos a liquidações diárias de ganhos e perdas. Podem ser liquidados de forma física, onde há entrega do ativo subjacente, ou financeira⁸⁷. A standardização dos contratos futuros é fundamental, garante a transparência e a segurança do mercado, bem como o acesso equitativo à informação.

⁸⁷ As liquidações financeiras dominam na quase totalidade.

Os contratos de futuros envolvem o fornecimento/receção de energia elétrica a uma potência constante de 1 MW durante um período de entrega específico. Subdividem-se com base na localização do preço de eletricidade (Espanha ou Portugal) e na forma de liquidação (física e/ou financeira). Estes contratos observam ciclos de vencimento semanais, mensais, trimestrais e anuais, e os seus valores nominais variam de acordo com o período de entrega. As cotações são em Euros por MWh, com a flutuação mínima de preços estabelecida em relação ao valor nominal de cada contrato.

A disponibilidade de contratos de futuros abrange os contratos semanais, mensais, trimestrais e anuais. Além disso, para os contratos de liquidação financeira, existem também contratos diários e de fim de semana.

A classificação dos contratos tem implicações nos períodos de entrega e negociação dos produtos. É importante notar que, em relação aos contratos trimestrais e anuais, existe uma especificação adicional de que o vencimento desses contratos ocorre por meio do fracionamento das posições, através do processo conhecido como *cascading*. Isso implica que, em vez de um único vencimento, as posições são encerradas gradualmente ao longo do período de entrega, proporcionando maior flexibilidade aos participantes do mercado, tal como apresentado na Figura 3-9.



Nas secções dedicadas à evolução de preços (3.4.1) e aos instrumentos de mercado (3.5.2) são apresentados elementos quantitativos referentes à negociação a prazo.

3.2.2 Mercado Diário

O mercado diário é uma parte essencial do mercado grossista de energia elétrica, aí realizam-se transações de energia para o dia seguinte por meio de ofertas de compra e venda. Integrado no algoritmo europeu desde 2014, desempenha um papel crucial para alcançar o mercado interno europeu de energia. Na secção 3.4.1., dedicada à evolução de preços em Portugal e em Espanha, são apresentados dados sobre os preços aí gerados. De seguida, descreve-se o funcionamento do processo que leva ao encontro de ofertas (cassação⁸⁸) e à consequente determinação dos preços.

NEGOCIAÇÃO PARA O DIA SEGUINTE

No OMIE são submetidas as ofertas, que passam por um procedimento de cassação que afeta o planeamento diário, correspondente ao dia seguinte do encerramento da receção de ofertas.

Todas as unidades de produção disponíveis, não comprometidas com contratos bilaterais físicos, podem fazer ofertas para o mercado diário. Além disso, os agentes de mercado não residentes também podem apresentar ofertas de venda de energia. Os compradores no mercado grossista de energia elétrica são os comercializadores e os consumidores diretos.

Os comercializadores recorrem ao mercado para adquirir eletricidade para fornecer os seus clientes (ou assinam contratos bilaterais físicos com produtores). Por outro lado, os clientes diretos têm a opção de adquirir energia diretamente no mercado organizado, através de um comercializador, ou estabelecer um contrato bilateral físico com um produtor.

⁸⁸ Cassação: é o termo técnico utilizado para definir o resultado do encontro entre as ofertas de compra e as ofertas de venda.

A sessão diária do mercado ocorre todos os dias do ano às 12:00 CET, determinando preços e volumes de energia para o próximo dia. As ofertas de venda e compra podem abranger de 1 a 25 trechos, representando cada hora, com preços crescentes para vendas e decrescentes para compras. Agentes de compra e venda na Espanha ou Portugal submetem suas ofertas ao mercado diário através do OMIE, o NEMO⁸⁹ designado em ambos os países.

As ofertas económicas de venda de energia eléctrica podem ser simples ou incorporar condições complexas, dependendo do seu conteúdo. As ofertas simples são apresentadas para cada período horário e unidade de produção, expressando preço e quantidade de energia. Ofertas com condições complexas podem incluir graduação de tensão, rendimentos mínimos e interrupções programadas. A graduação de tensão limita a variação máxima entre a energia de uma hora e a hora seguinte da unidade de produção para evitar mudanças abruptas. A condição de rendimentos mínimos exige que a unidade de produção alcance rendimentos específicos. A condição de interrupção programada permite uma paragem planeada de até três horas se a unidade de produção não atingir os rendimentos mínimos.

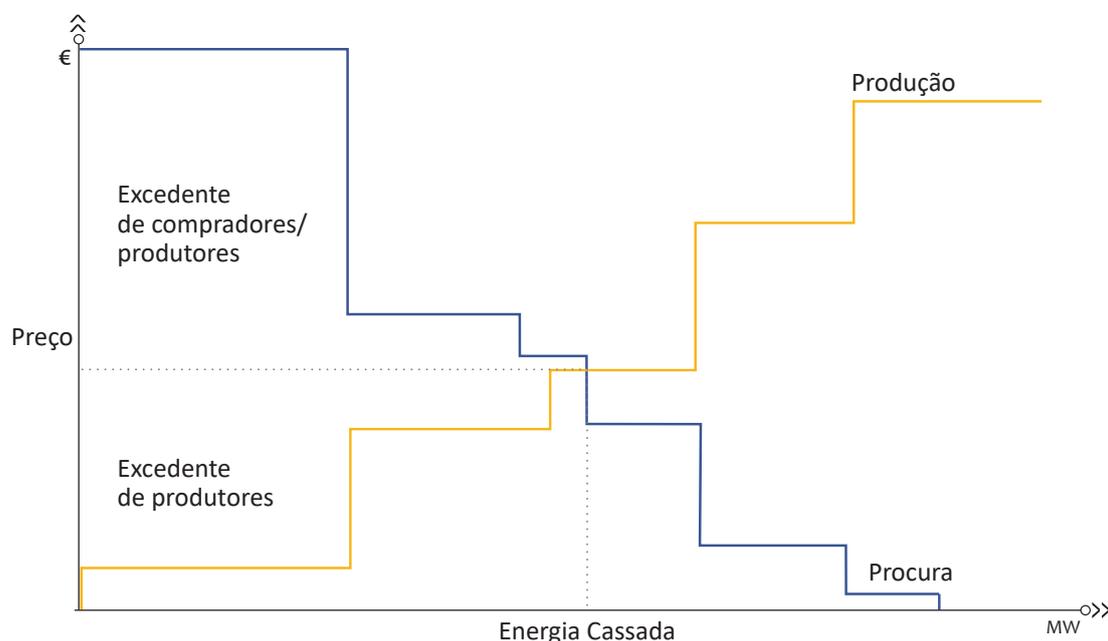
As posições abertas do mercado a prazo são integradas no mercado diário através da apresentação de ofertas de aquisição ou venda pelo OMIP.

O processo de cassação de ofertas, apresentado na Figura 3-10, é conduzido pelo algoritmo EUPHEMIA⁹⁰, que busca otimizar o excedente económico considerando benefícios das ofertas de compra, venda e a renda de congestionamento. O algoritmo considera curvas de preços em escala e interpoladas, realizando o processo de cassação com alta precisão nos valores de preços e energia. O resultado do algoritmo está sujeito às condições de troca de energia entre zonas de mercado, limitando o fluxo de acordo com a capacidade disponível.

⁸⁹ Nominated Electricity Market Operator

⁹⁰ O nome é o acrónimo inglês de: EU + Pan-european Hybrid Electricity Market Integration Algorithm

Figura 3-10 – Cassação de ofertas



Após o processo de cassação realizado pelo algoritmo (EUPHEMIA), os valores dos trechos de energia emparelhados e não emparelhados são atribuídos às ofertas que declararam condições complexas e às ofertas que não declararam nenhuma condição complexa.

Se a programação global do sistema resultar num valor maior do que a capacidade de interligação, ocorre a separação dos mercados, conhecida como “market splitting”, resultando em preços diferentes para Portugal e Espanha. Este fenómeno é raro, ocorrendo apenas em momentos específicos. Este tema é aprofundado na secção 3.1.6, dedicada à importação e exportação de energia elétrica.

3.2.3 Mercados Intradiários

Após o mercado diário, os agentes têm a opção de continuar a comprar e vender eletricidade no mercado intradiário, seja por meio de sessões de leilões contínuos ou sessões específicas realizadas algumas horas antes do tempo real. Os mercados intradiários permitem aos agentes ajustar os seus programas resultantes do mercado diário de acordo com as necessidades em tempo real.

3.2.3.1 Mercado Intradiário de Leilões

Na Península Ibérica, o mercado intradiário é estruturado em seis sessões de leilões e um mercado contínuo transfronteiriço europeu. Os leilões intradiários implícitos no âmbito do MIBEL observam uma elevada liquidez e permitem aos agentes ajustar as suas posições dentro do mesmo dia de entrega física. Estes leilões geralmente resultam em preços semelhantes aos do mercado diário e permitem ajustes até quatro horas antes do tempo real.

Quadro 3-9 – Sessões do Mercado Intradiário

	Sessão 1. ^a	Sessão 2. ^a	Sessão 3. ^a	Sessão 4. ^a	Sessão 5. ^a	Sessão 6. ^a
Abertura de sessão	14:00	17:00	21:00	1:00	4:00	9:00
Encerramento de sessão	15:00	17:50	21:50	1:50	4:50	9:50
Emparelhamento	15:00	17:50	21:50	1:50	4:50	9:50
Publicação do programa acumulado (PIBCA)	15:07	17:57	21:57	1:57	4:57	9:57
Publicação PHF dos OSs	16:20	18:20	18:20	2:20	4:20	10:20
Horizonte da Programação (Periodos horários)	24 horas (1-24 D+1)	28 horas (21-24y 1-24 D+1)	24 horas (1-24 D+1)	20 horas (5-4)	17 horas (8-24)	12 horas (13-24)

Fonte: OMIE (2023)

As seis sessões de leilões, apresentadas no Quadro 3-9, possuem diferentes horizontes de programação e gerem as áreas de preço de Portugal e Espanha, assim como a capacidade livre das interligações como Espanha-Portugal, Espanha-Marrocos e Espanha-Andorra. O resultado de cada sessão é conhecido como Programa Intradiário Básico de Cassação Incremental (PIBCI). Com base nesse programa, o Operador do Sistema publica o Programa do Horário Final (PHF).

O processo de cassação no mercado intradiário de leilões envolve métodos simples ou complexos, dependendo das ofertas apresentadas pelos agentes. O preço para cada período horário é determinado pelo ponto de corte das curvas de venda e compra. Os resultados incrementais de cada unidade de oferta são publicados e enviados aos Operadores do Sistema para atualização do Programa Horário Final.

O mercado intradiário de leilões vigorou até 13 de junho de 2024 e foi substituído pelo mercado intradiário europeu.

3.2.3.2 Mercado Intradiário Europeu

O mercado europeu de leilões intradiários está atualmente estruturado em três sessões com diferentes horizontes de programação para cada sessão. Nestes mercados, o volume de energia e o preço para cada hora são determinados pela intersecção entre a oferta e a procura, sendo o modelo acordado e aprovado por todos os mercados europeus.

O mercado intradiário de leilões tem como objetivo satisfazer, através da apresentação de ofertas de compra e venda de energia elétrica pelos agentes de mercado, os ajustamentos ao Programa Diário Viável Final, cuja base de programação é o resultado do mercado diário. Os leilões intradiários, tal como o mercado diário, seguem o modelo marginalista e o modelo de acoplamento de mercados para as fronteiras que gere.

O mercado intradiário de leilões está atualmente estruturado em três sessões com a seguinte distribuição de horários por sessão, sendo que vinte minutos antes do fecho de cada sessão, a negociação transfronteiriça no mercado intradiário contínuo é interrompida para os contratos que se inserem no horizonte do leilão, permitindo a negociação local nesses períodos até ao fecho das ofertas da sessão.

Quadro 3-10 – Sessões do Mercado Intradiário Europeu

	Sessão 1. ^a	Sessão 2. ^a	Sessão 3. ^a
Abertura de sessão	14:00	21:00	9:00
Encerramento de sessão	15:00	22:00	10:00
Cassação e publicação	15:20	22:20	10:20
Horizonte da Programação (Períodos de uma hora)	24 horas (1-24 D+1)	24 horas (1-24y 1-24 D+1)	12 horas (13-24 D+1)

Fonte: OMIE (2024)

3.2.3.3 Mercado Intradiário Contínuo

O Regulamento da Comissão 2015/1222, estabelecido em julho de 2015, criou um modelo objetivo para os mercados intradiários baseados na negociação contínua de energia elétrica, com atribuição implícita de capacidade de interligação entre zonas. O projeto XBID, liderado por um grupo de operadores do mercado europeu, incluindo o OMIE, visa implementar um mercado intradiário contínuo, visando um mercado integrado europeu.

O mercado intradiário contínuo permite que os participantes girem os seus desvios de forma mais eficaz, aproveitando a liquidez dos mercados locais e de outras áreas da Europa. A solução envolve um sistema informático central conectado aos mercados intradiários locais e à capacidade comercial das interligações transfronteiriças.

As ofertas de compra e venda de energia são inseridas na Plataforma de Negociação do OMIE e podem ser emparelhadas por participantes em diferentes áreas da Europa, desde que haja capacidade de interligação transfronteiriça disponível.

No mercado intradiário contínuo, as ofertas de compra e venda de energia elétrica podem ser submetidas com diferentes condições de execução e validade, visando uma negociação eficiente e flexível.

O processo de cassação ocorre após a validação das ofertas. No final de cada ronda, os resultados incrementais e acumulados são publicados pelo OMIE e enviados aos Operadores do Sistema para atualizar os Programas Horários Final após Contínuo (PHFC) e as capacidades das interligações.

3.2.4 Mercado de Serviços de Sistema

Os Serviços de Sistema constituem uma peça fundamental nos mercados de energia elétrica, desempenhando um papel crucial na garantia da segurança do sistema elétrico.

O mercado de serviços de sistema é encarregado de assegurar o equilíbrio dinâmico entre a geração e o consumo de energia em tempo real, mantendo a estabilidade contínua do sistema elétrico. Para alcançar esta estabilidade, são implementados diversos serviços, principalmente por parte dos fornecedores de energia, que desempenham um papel fundamental na manutenção do controlo sólido do sistema elétrico. Este tópico é aprofundado na secção 3.6. É o mercado onde se procede à contratação dos produtos separados da atividade de produção e do consumo de energia elétrica relacionados com a

segurança e a fiabilidade da operação do sistema elétrico, através da existência de curvas de ofertas submetidas por agentes de mercado qualificados pelo Gestor Global do Sistema (GGS), a REN⁹¹. Assim, fazem parte dos mercados de operação, a resolução de restrições técnicas e a contratação da regulação secundária e da reserva de regulação.

3.3 Determinantes dos Preços no Mercado Grossista

São muitos os fatores que afetam a produção de energia elétrica e o preço da energia elétrica no mercado grossista; no entanto, podemos agrupá-los em quatro grandes grupos: os fatores climatéricos, o preço das *commodities*, as medidas fiscais e as decisões em matéria de política energética.

As fontes de produção de energia elétrica em Portugal continental têm vindo a alterar-se nos últimos anos, registando-se um aumento quer da representatividade da capacidade de produção a partir de fontes de energia renovável, quer da capacidade comercial disponível nas interligações com Espanha, influenciando os preços no mercado grossista. Os fatores climatéricos, como as condições de hidraulicidade, eolicidade e solar, são outro fator relevante na formação dos preços nesses mercados.

O preço da energia elétrica transacionado nos mercados grossistas é igualmente influenciado pelos preços das *commodities* que condicionam a determinação do preço marginal do mercado grossista, como sejam o gás natural, o carvão e o preço das licenças de emissão de CO₂, as EUAs (*European Union Allowances*), definido a nível europeu através do CELE (Comércio Europeu de Licenças de Emissão de CO₂), apresentado no capítulo 7. O preço destas licenças reflete-se na estrutura de custos das centrais térmicas a carvão e gás natural, com maior impacte nas primeiras.

Estas centrais também são afetadas pelo regime fiscal, através do Imposto sobre Produtos Petrolíferos (ISP), que estabelece um adicional de tributação que incide também sobre a utilização de carvão e do gás natural para a produção de eletricidade, o qual toma em consideração a evolução das cotações das licenças de emissão de CO₂.

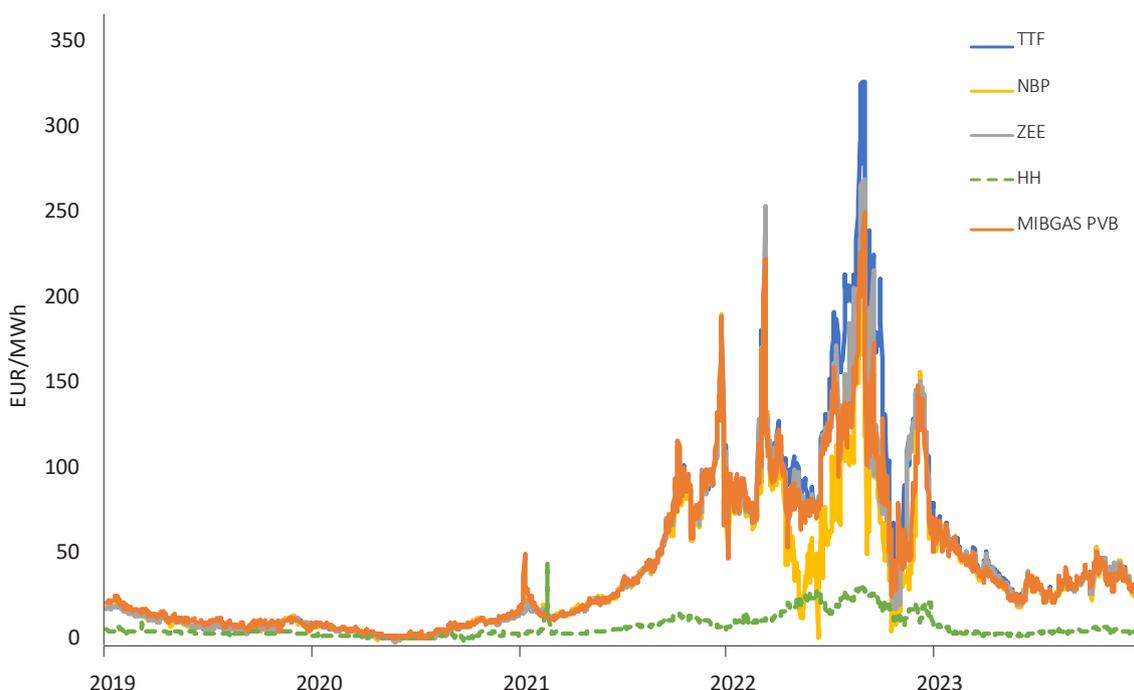
⁹¹ Tal como determinado pelo Decreto-Lei nº 29/2006, de 15 de fevereiro, na sua redação atual.

GÁS NATURAL

A Figura 3-11 apresenta a evolução do preço do gás natural nos cinco mercados internacionais de referência selecionados: o *Zeebrugge (ZEE)*, o *National Balancing Point (NBP)*, o *Title Transfer Facility (TTF)*, o *Henry Hub (HH)* e o *MIBGAS*⁹².

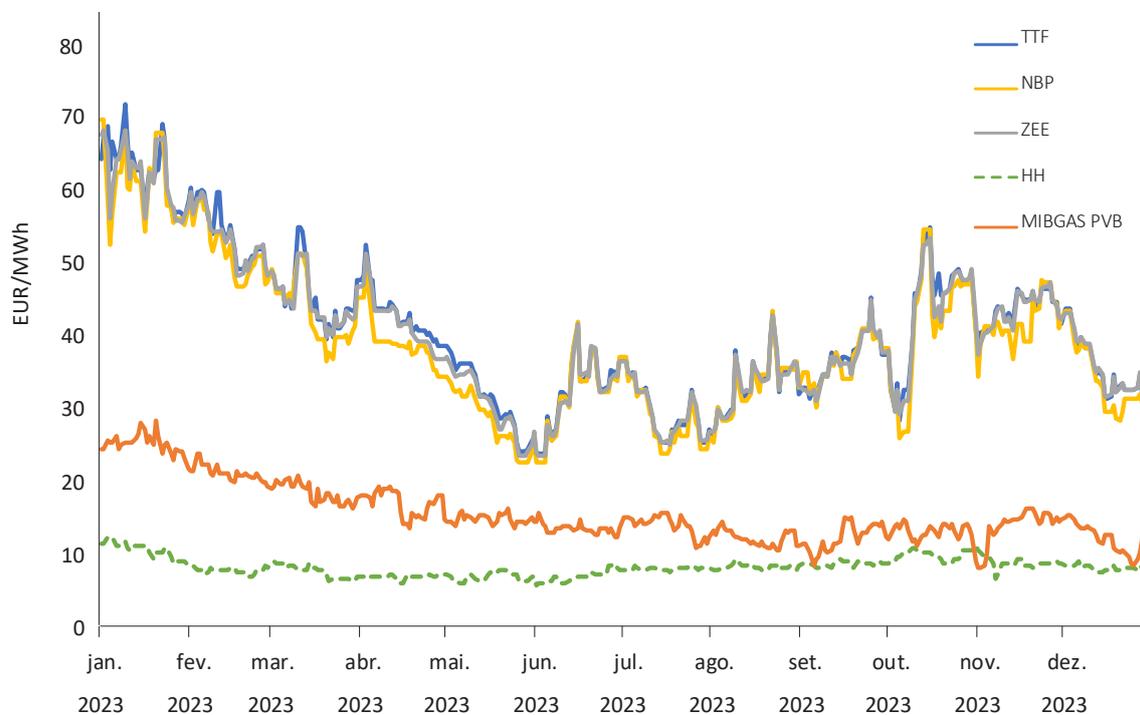
Todos os produtos apresentam uma evolução semelhante, com exceção do HH norte-americano que não acompanha o processo de valorização significativa, dos restantes mercados. Este facto deve-se, sobretudo, à produção de *shale gas* nos Estados Unidos. Além deste, é de salientar que também o NBP Inglês regista, pela primeira vez, um desacoplamento substancial dos mercados europeus de referência, a partir do início mês de março de 2022. Por fim, outro mercado que merece destaque é o MIBGÁS, que apesar de apresentar valores superiores aos restantes mercados de referência, também acompanha a sua tendência de redução de preços, ao longo do ano de 2023.

Figura 3-11 – Evolução do preço do gás natural nos mercados internacionais



⁹² O ZEE, o NBP e o TTF são hubs virtuais de compra e venda de gás natural localizados na Bélgica, no Reino Unido e na Holanda, respetivamente, e constituem uma referência no mercado europeu de compra e venda de gás natural. O HH é a referência para contratos de futuros de gás natural, nos Estados Unidos. O MIBGAS (Mercado Ibérico do gás) é o *hub* de gás na Península Ibérica, que iniciou a negociação de produtos de gás natural em 16 de dezembro de 2015.

Figura 3-11 – Evolução do preço do gás natural nos mercados internacionais (continuação)



Fonte: ERSE, Bloomberg

No segundo trimestre de 2022, as cotações nos mercados MIBGAS, TTF e ZEE registaram uma diminuição da volatilidade face ao anterior trimestre. Nestes mercados verificou-se uma tendência crescente, tendo atingido uma cotação média no trimestre, para os três mercados, de 97,5 USD/MWh.

Com o início do conflito da Rússia com a Ucrânia, e consequentes restrições de fornecimento de gás natural por gasoduto para o centro da Europa, e também com a obrigação europeia de constituição de reservas de armazenamento, em 90% da capacidade disponível dos armazenamentos subterrâneos⁹³, os preços no mercado NBP desacoplaram, pela primeira vez, dos restantes mercados de referência europeus.

A existência de GNL em excesso em Inglaterra, a redução da procura interna devido a uma primavera menos severa e a existência de restrições técnicas nos gasodutos europeus para abastecer o consumo no centro da Europa através desse GNL, provocaram uma diminuição significativa nos preços do mercado NBP Inglês, tendo a cotação do NBP registado um valor mínimo de 5,1 USD/MWh, no início de junho de 2022.

⁹³ O Plano REPowerEU estabelece como meta que cada país deverá ter, no mínimo, 90% de reservas de gás em instalações subterrâneas a 1 de novembro de 2023 e nos anos seguintes.

Verifica-se que, no quarto trimestre de 2023, os preços médios de todos os produtos são mais elevados do que no terceiro trimestre de 2023. A subida dos preços pode ser justificada por uma procura sazonal mais forte de gás nesta época de início do inverno.

Em consequência do histórico recente da escalada de preços de gás natural nos mercados internacionais, a Comissão Europeia criou um Mecanismo temporário de Correção do Mercado (MCM) ⁹⁴ aplicável às transações de gás natural nos principais mercados de derivados do TTF e de derivados ligados a outros pontos de negociação virtual (VTP). O MCM é um instrumento de proteção contra episódios de preços do gás excessivamente elevados e é ativado apenas se os preços atingirem níveis excepcionais, a fim de evitar riscos na segurança do aprovisionamento nos estados membros.

A ACER ⁹⁵ é responsável por verificar permanentemente se estão preenchidas as condições de ativação ou desativação do MCM, acompanhando a evolução do preço do TTF comparando-o com o preço de referência, determinado pelo preço médio das avaliações do preço do GNL ligadas às plataformas de negociação europeias.

A ACER é igualmente responsável pelo cálculo e pela publicação diária do referido preço de referência no seu sítio Web até às 23h59 (ECT) ⁹⁶.

Para que o MCM seja ativado, é necessário a verificação de duas condições cumulativas, a saber:

- a) O preço de liquidação dos derivados com vencimento mais próximo do TTF é superior a 180 EUR/MWh durante três dias úteis; e
- b) O preço de liquidação dos derivados com vencimento mais próximo do TTF é 35 EUR/MWh mais elevado do que o preço de referência durante o período a que se refere a alínea a)- preço limite de licitação dinâmico.

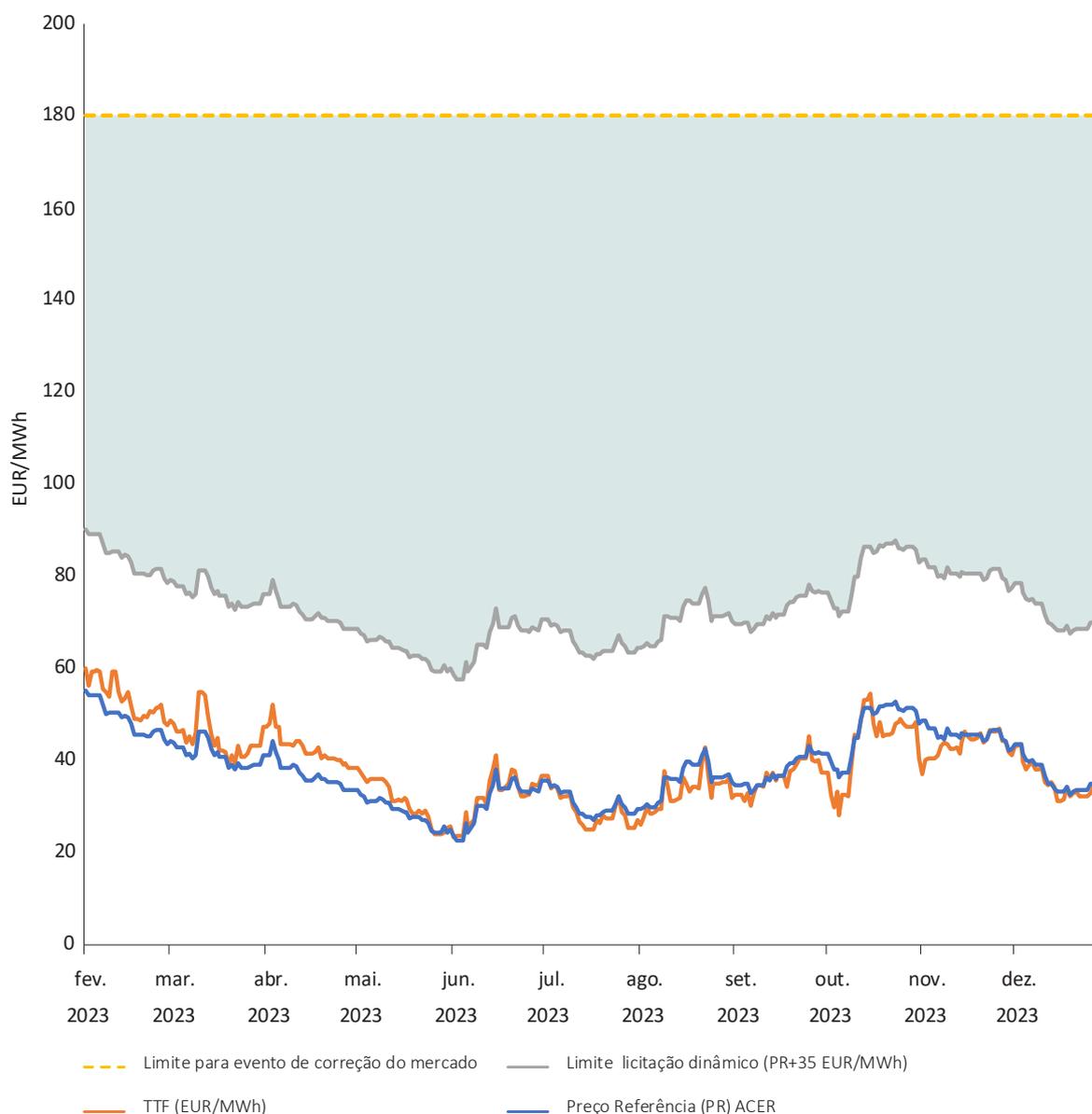
⁹⁴ Regulamento (EU) 2022/2578 do Conselho, de 22 de dezembro de 2022
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32022R2578>

⁹⁵ ACER – European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators.

⁹⁶ Publicação do preço de referência no sítio do ACER
<https://www.acer.europa.eu/gas/market-correction-mechanism/mcm-reference-price>

A Figura 3-12 mostra a evolução do preço de referência (PR) do MCM, assim como a evolução das restantes variáveis necessárias à avaliação da ativação ou desativação do MCM, nomeadamente, (i) o preço no TTF, (ii) o preço limite (180 EUR/MWh) e (iii) o preço limite de licitação dinâmica (RP+35 EUR/MWh). Como se confirma, nenhuma das condições necessárias se verificou até agora, uma vez que o preço no TTF é simultaneamente inferior ao RP e a 180 EUR/MWh.

Figura 3-12 – Evolução do preço do GNL nos mercados internacionais

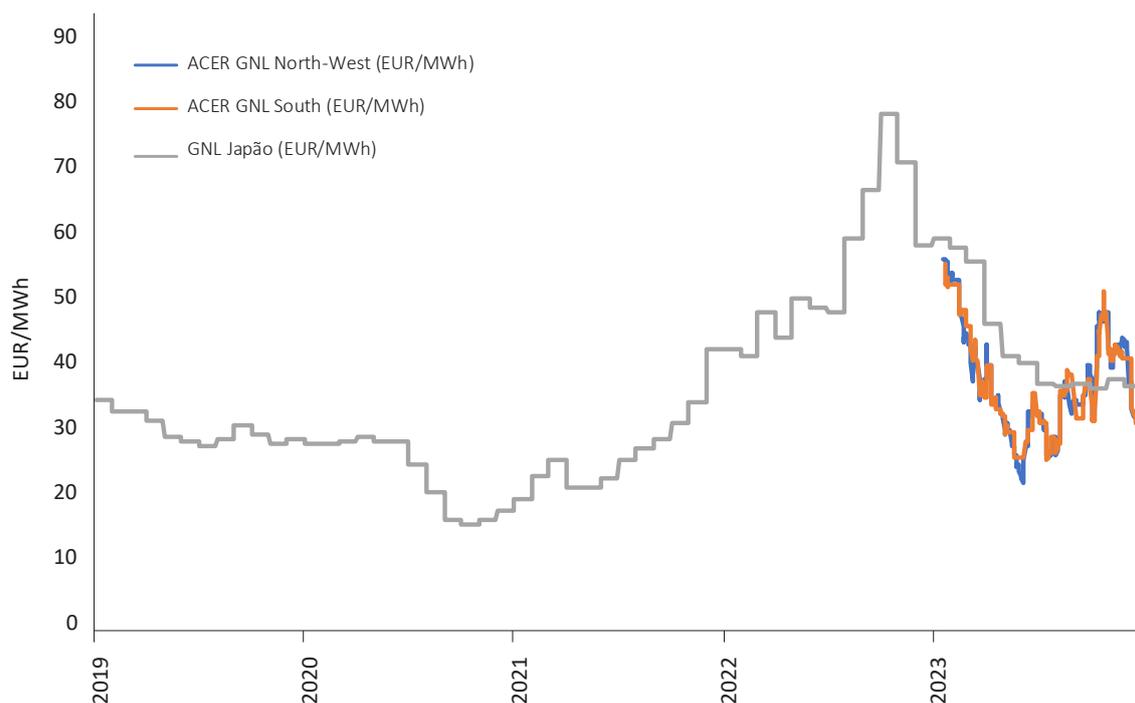


Fonte: ERSE, Bloomberg

A Figura 3-13 apresenta a evolução dos preços do GNL no Japão e na Europa⁹⁷. A tendência média decrescente generalizada verificada nos preços nos mercados de GNL, no 1.º semestre de 2023, é justificada, por um lado, devido a um inverno menos rigoroso do que o habitual e, por outro, devido a uma procura global de gás inferior ao esperado, uma vez que os níveis de armazenamento de gás estão elevados.

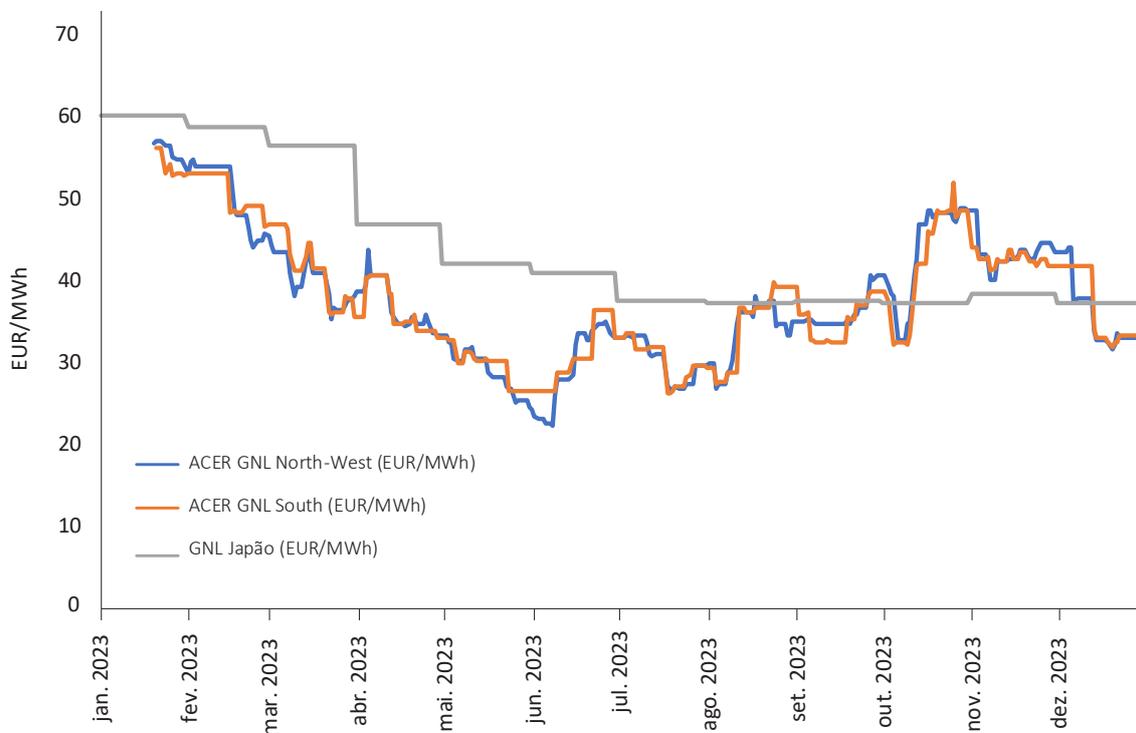
Adicionalmente, como a procura de GNL por parte da China esteve em linha com as expectativas do mercado, reduziram-se os receios de um aumento dessa procura, contribuindo para uma menor pressão nos preços. No segundo semestre de 2023 os preços apresentaram uma tendência de aumento, uma vez que os mercados continuaram sensíveis a potenciais riscos de interrupção de fornecimento devido, entre outros fatores, ao aproximar do início do inverno.

Figura 3-13 – Evolução do preço do GNL nos mercados de referência do ACER e no Japão



⁹⁷ Foram escolhidos os seguintes mercados representativos de consumo e de exportação de GNL: Japão e na Europa são considerados os preços de referência das entregas de GNL na Europa determinados pela ACER para os mercados North-West Europe e South Europe.

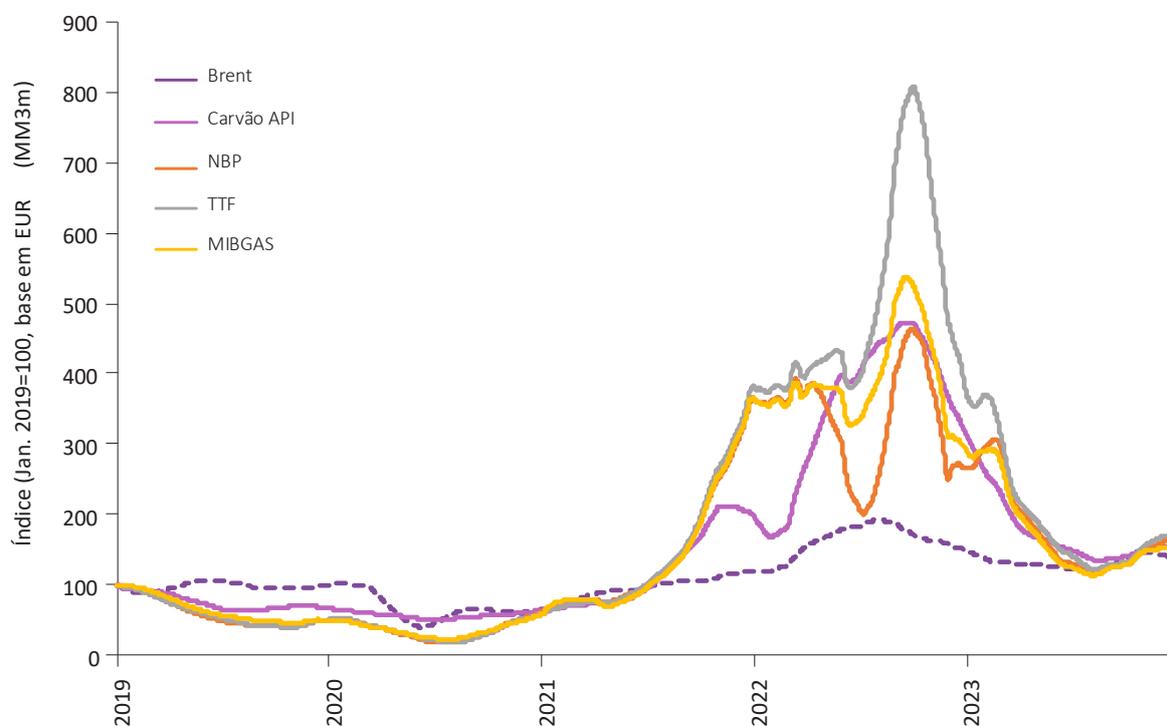
Figura 3-13 – Evolução do preço do GNL nos mercados de referência do ACER e no Japão (continuação)



Fonte: ERSE, Bloomberg

A evolução comparativa do preço do carvão, do gás natural e do petróleo constitui também um fator importante para melhor entender a evolução do preço da energia elétrica (Figura 3-14). O início de 2020 foi marcado por uma acentuada descida do preço das três *commodities*, devido à pandemia da COVID 19. No entanto, a partir do terceiro trimestre desse ano registou-se uma retoma dos três preços, com maior proeminência no caso do gás natural. A partir do último trimestre de 2021 destaca-se o forte crescimento dos preços do gás natural, face às outras *commodities*, inclusivamente ao carvão, cujo preço cresceu de forma igualmente forte a partir do início de 2022. Contudo, no segundo trimestre de 2022 os preços no mercado NBP desacoplaram dos restantes mercados de referência europeus, pelas razões expostas anteriormente, como o TTF, que se manteve em valores elevados. O fim do ano de 2022 e o início do ano de 2023 apresentam uma tendência de evolução decrescente consistente, verificando-se uma diminuição de todas as cotações, face ao trimestre anterior. No entanto, o quarto trimestre de 2023 é caracterizado por uma subida das cotações, em relação ao trimestre anterior, pelas razões apresentadas.

Figura 3-14 – Comparação da média móvel a 3 meses dos preços do Carvão, do petróleo (Brent) e do gás natural nos mercados spot (base 100)



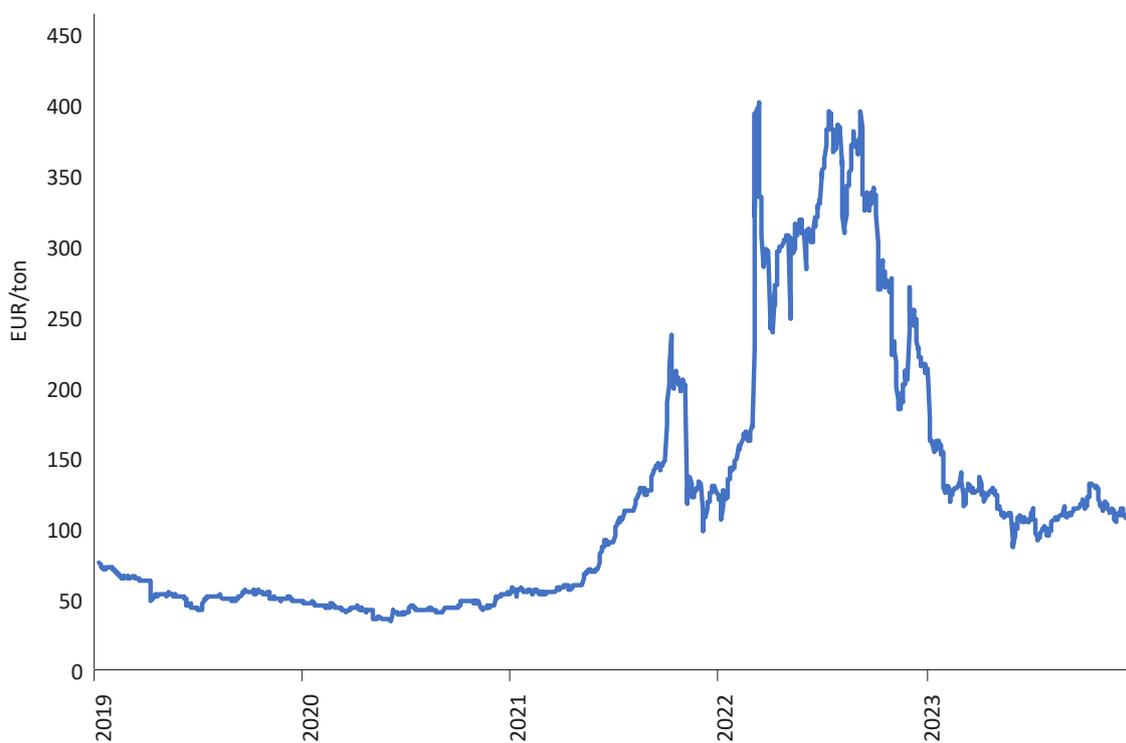
Fonte: ERSE, Bloomberg

CARVÃO

Na Figura 3-15 podemos observar a evolução do preço do carvão nos mercados do noroeste da Europa (mercado OTC a um mês). A partir do último trimestre de 2018, e até meados de 2020, o preço do carvão apresentou uma tendência decrescente, atingindo um valor mínimo no período em análise de 39 USD/ton em maio de 2020. A partir do segundo semestre de 2020 observou-se uma tendência de aumento, bastante acentuada a partir de junho de 2021, justificada, entre outros fatores, pela conjuntura da procura mundial desta *commodity* para a produção de eletricidade, nomeadamente com o crescimento da procura devido ao aumento do preço do gás natural e de a China passar a importar carvão de novas geografias. Por outro lado, também se registaram algumas restrições do lado da oferta com o fecho de minas, ou restrições na produção em minas, devidas a condições climatéricas. Após o pico do preço do carvão verificado no início de outubro de 2021, registou-se um reequilíbrio relativo deste mercado, que levou a uma queda do seu preço médio mensal nos mercados noroeste europeus, para valores inferiores a 200 USD/ton no final do mês de fevereiro de 2022. No entanto, no início de março de 2022 esta *commodity* registou o máximo histórico de 441 USD/ton, devido ao início do conflito da Rússia com a Ucrânia.

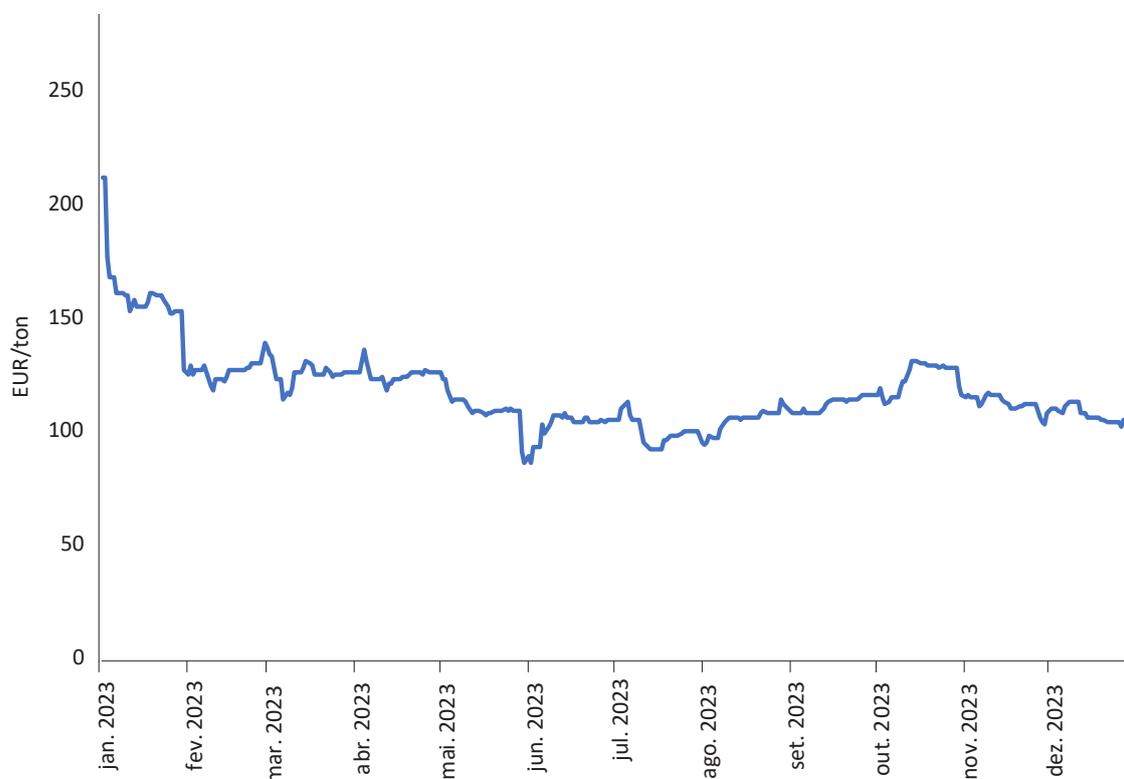
No segundo trimestre de 2022, o preço médio do carvão foi de 321,4 USD/ton, observando-se um crescimento de 41% relativamente ao primeiro trimestre de 2022 e um crescimento de 272% face ao trimestre homólogo de 2021 (que registou um valor médio de 86,2 USD/ton). A partir da segunda metade de 2022, observou-se uma tendência decrescente até ao segundo trimestre 2023. No quarto trimestre de 2023, o preço médio do carvão foi de 115,5 EUR/ton, correspondendo a um aumento trimestral de 9%, mas a uma redução de 52% face ao trimestre homólogo de 2022.

Figura 3-15 – Evolução preço carvão⁹⁸ (CIF)



Fonte: ERSE, Bloomberg

⁹⁸ Benchmark API2, de preço de referência para o carvão importado para o noroeste europeu, a um mês.

Figura 3-15 – Evolução preço carvão⁹⁹ (CIF) (continuação)

Fonte: ERSE, Bloomberg

ISP APLICÁVEL ÀS CENTRAIS DE CICLO COMBINADO A GÁS NATURAL

Ao nível do regime fiscal do Imposto sobre Produtos Petrolíferos é estabelecido um adicional de tributação que incide também sobre a utilização de carvão e do gás natural para a produção de eletricidade, o qual toma em consideração a evolução das cotações das licenças de emissão de CO₂.

No caso do gás natural, nos termos atualmente em vigor, que decorrem da aplicação do artigo 297.º da Lei n.º 12/2022 de 27 de junho, que aprovou o Orçamento de Estado de 2022, a repercussão dos valores de tributação em 2022 é de 20% e, em 2023, por aplicação do n.º 14 do artigo 173.º da Proposta de Lei n.º 38/XV/1.^a relativo ao Orçamento de Estado para 2023, é nula, pois decorre da aplicação da fórmula de cálculo da taxa expressa no Código dos Impostos Especiais de Consumo (IEC).

⁹⁹ Benchmark API2, de preço de referência para o carvão importado para o noroeste europeu, a um mês.

Contudo, importa, no entanto, referir que, em 2022 e 2023, o gás natural utilizado em instalações abrangidas pelo regime Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE), incluindo as compreendidas pela Exclusão Opcional prevista neste regime, estão também isentas da taxa de adicionamento sobre as emissões do CO₂, sendo, por isso, apenas aplicada neste caso a taxa de ISP, em 2022, tal como estabelecido no n.º 11 do artigo 297.º da Lei n.º 12/2022, de 27 de junho.

Por outro lado, nos termos do n.º 12 do artigo 389.º da Lei n.º 75-B/2020, de 31 de dezembro, e do n.º 10 do artigo 173.º da Proposta de Lei n.º 38/XV/1.ª relativo ao Orçamento de Estado para 2023, é consignado ao Sistema Elétrico Nacional o valor correspondente a 50% das receitas decorrentes da aplicação do referido regime fiscal, através do Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético.

CO₂

Para além dos preços das *commodities* analisados nos pontos anteriores, o preço de energia elétrica transacionada nos mercados grossistas é igualmente influenciado pelo preço das licenças de emissão de CO₂, EUAs (*European Union Allowances*), definido a nível europeu através do CELE – Comércio Europeu de Licenças de Emissão de CO₂¹⁰⁰. O CELE é um mercado criado por iniciativa da Comissão Europeia para cumprir com as metas definidas no Protocolo de Quioto. O preço dessas licenças reflete-se na estrutura de custos das centrais térmicas, com maior impacte nas centrais a carvão e, numa menor medida, nas centrais de ciclo combinado a gás natural.

A Figura 3-16 mostra, que desde o início de 2018 que o preço das licenças de emissão de CO₂ subiu de forma significativa, registando valores acima dos 25 EUR/tonCO₂. No final de 2018, ocorreu um aumento de cerca de 150% face aos valores do início do ano, em torno dos 8 EUR/tonCO₂. Esta evolução decorre, em grande parte, da publicação da nova Diretiva do CELE¹⁰¹, bem como da discussão e os compromissos que a antecederam no âmbito do tratado do Acordo de Paris. Assim, foram definidas novas regras¹⁰² para o período pós 2020, que visam permitir antecipar uma previsível escassez das licenças de emissão no mercado. Consequentemente, como antecipação a este efeito, surgiu uma forte pressão de compra de licenças de emissão no mercado grossista.

¹⁰⁰ Também conhecido por EU Emission Trading System (EU ETS)

¹⁰¹ Diretiva 2018/410, de 14 de março.

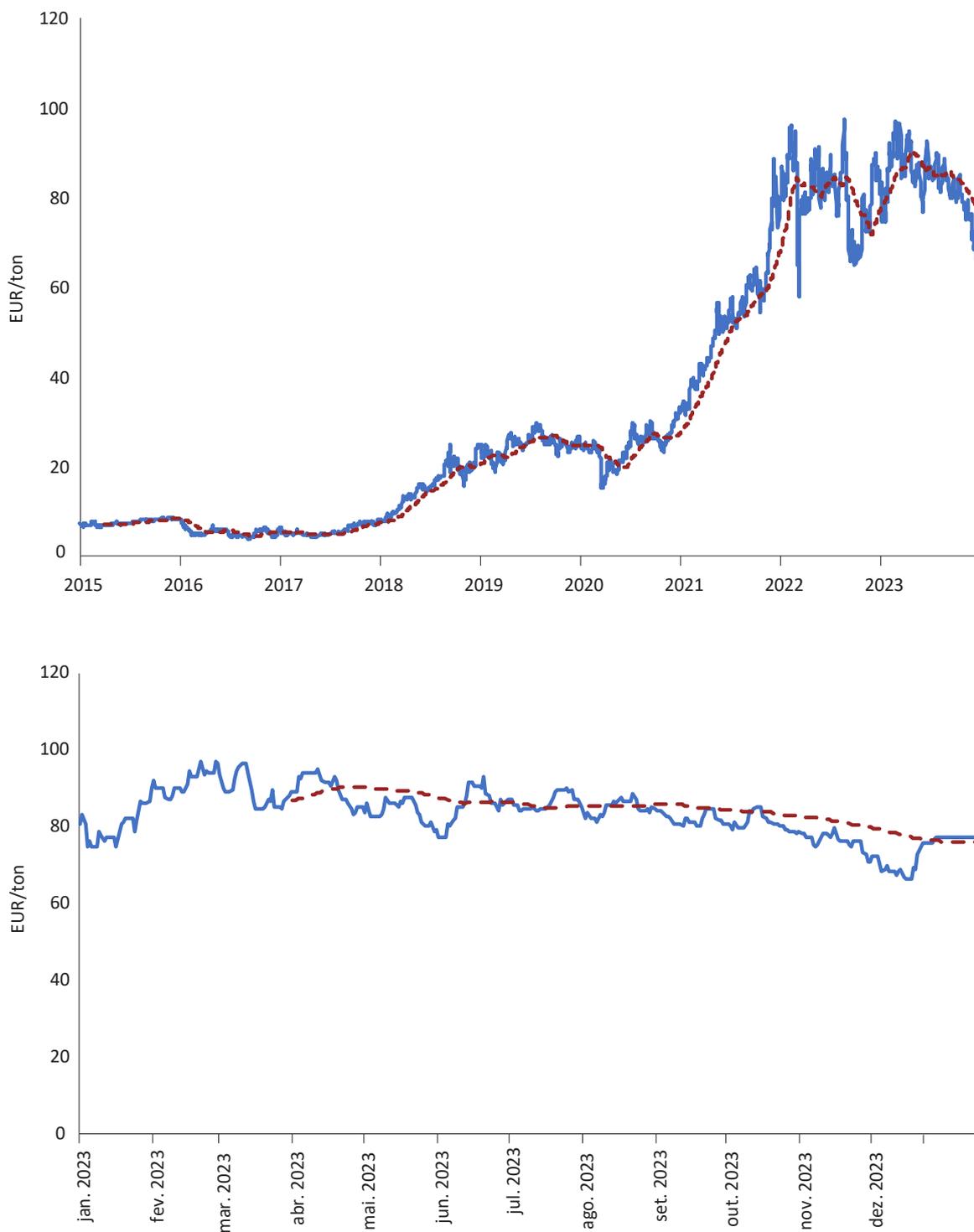
¹⁰² Como sejam a diminuição dos limites de emissão de CO₂ e diminuição dos excedentes de licenças de emissão.

Figura 3-16 – Evolução preço licenças de emissão CO₂ (EUAs)

Fonte: Bloomberg

A Figura 3-17 mostra que no início do primeiro trimestre de 2020, o preço das EUAs apresentou uma forte volatilidade. Na segunda metade desse ano, os valores destas licenças iniciaram uma evolução crescente, relacionada com a perspetiva da recuperação da economia pós COVID-19 e do efeito indireto das decisões políticas de apoio ao cumprimento das metas climáticas da UE de longo prazo. Em 2021, a tendência de subida do preço das EUAs acentuou-se, tendo-se atingido um valor máximo de 85,0 EUR/ton nas primeiras semanas de dezembro. Durante o primeiro trimestre de 2022, o preço das licenças de CO₂ atingiu um novo máximo com 97,5 EUR/ton CO₂. No segundo trimestre de 2022, o valor médio foi 82,5 EUR/ton. O primeiro semestre do ano de 2023 mantém os preços das licenças de CO₂ verificados no passado recente. No entanto, no quarto trimestre de 2023 registou-se uma redução, para um valor médio de 76,3 EUR/ton.

Figura 3-17 – Evolução preço licenças de emissão CO₂ (EUAs) e da média móvel trimestral



Fonte: ERSE, Bloomberg

3.4 DESEMPENHO DO MERCADO GROSSISTA

Os mercados organizados grossistas de energia elétrica, com a arquitetura europeia e ibérica acima discutida, exibem um desempenho, em termos de preços e volumes de mercado (3.4.1), que refletem, não só, os determinantes de custos a montante, como também, o nível de concorrência e a integração (3.4.2) dos dois mercados nacionais que compõem o MIBEL.

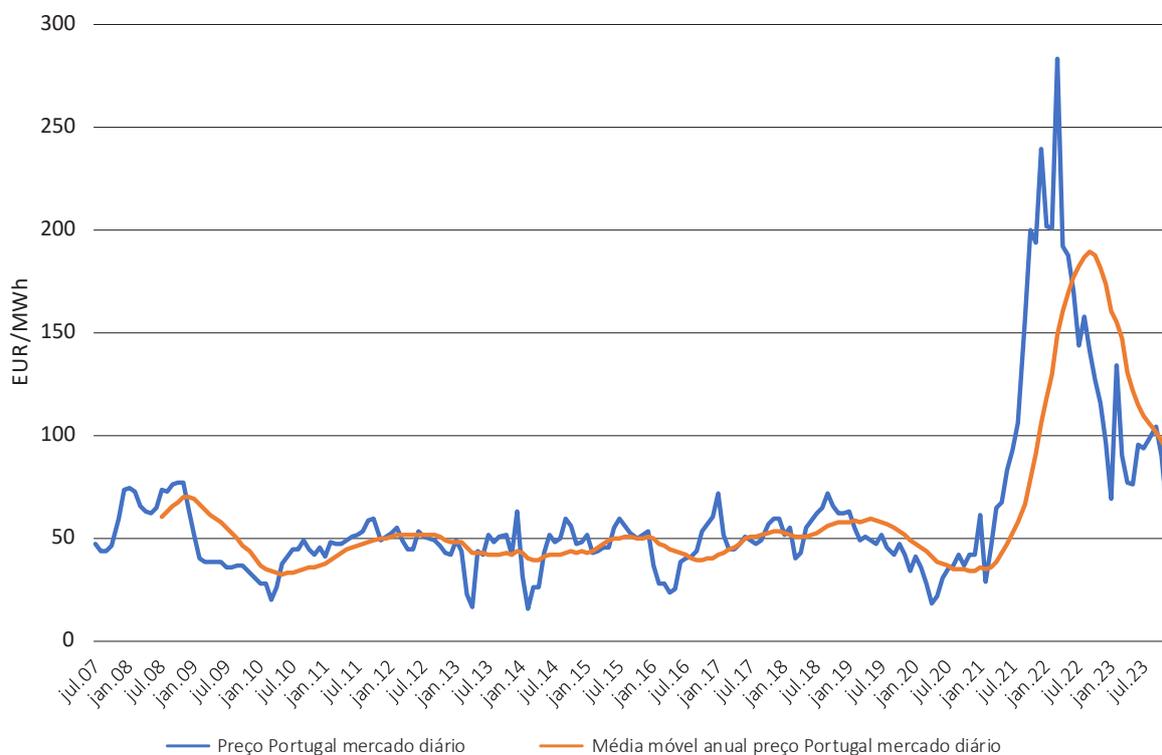
3.4.1 Preços e Volumes em Mercado

A evolução do preço médio mensal da energia elétrica no mercado diário do OMIE para Portugal tem apresentando uma grande volatilidade, que decorre em grande parte de fatores sazonais, designadamente os fatores climatéricos, a evolução dos preços das licenças de emissão de CO₂ e a evolução dos preços dos combustíveis que influem na determinação do preço marginal do mercado grossista, o gás natural e o carvão.

Desde meados de 2021 que tem ocorrido um substancial incremento da volatilidade e do nível dos preços grossistas na generalidade dos vetores energéticos. Esta situação, por circunstâncias que se prendem com a forte dependência energética da Europa face a fontes externas de aprovisionamento, foi agravada com a eclosão da crise geopolítica da invasão da Ucrânia pela Federação Russa no primeiro trimestre de 2022. Consequentemente, fez registar um aumento muito considerável dos preços no mercado *spot*, tendo chegado ao máximo de 283,29 EUR/MWh em março, de 2022 (Figura 3-18). Em termos de média móvel dos últimos 12 meses, a evolução do preço da energia elétrica apresentou uma evolução crescente, tendo atingido 180,97 EUR/MWh em novembro, de 2022. Esta subida acentuada de preços, foi utilizada como justificação para a introdução do mecanismo, excecional e temporário, de ajuste dos custos de produção de energia elétrica, com potencial incidência na formação do preço de mercado da eletricidade no referencial grossista do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL)¹⁰³ pelos governos de Portugal e Espanha, a 15 de junho de 2022. Durante 2023 observou-se uma tendência de descida nos preços grossistas.

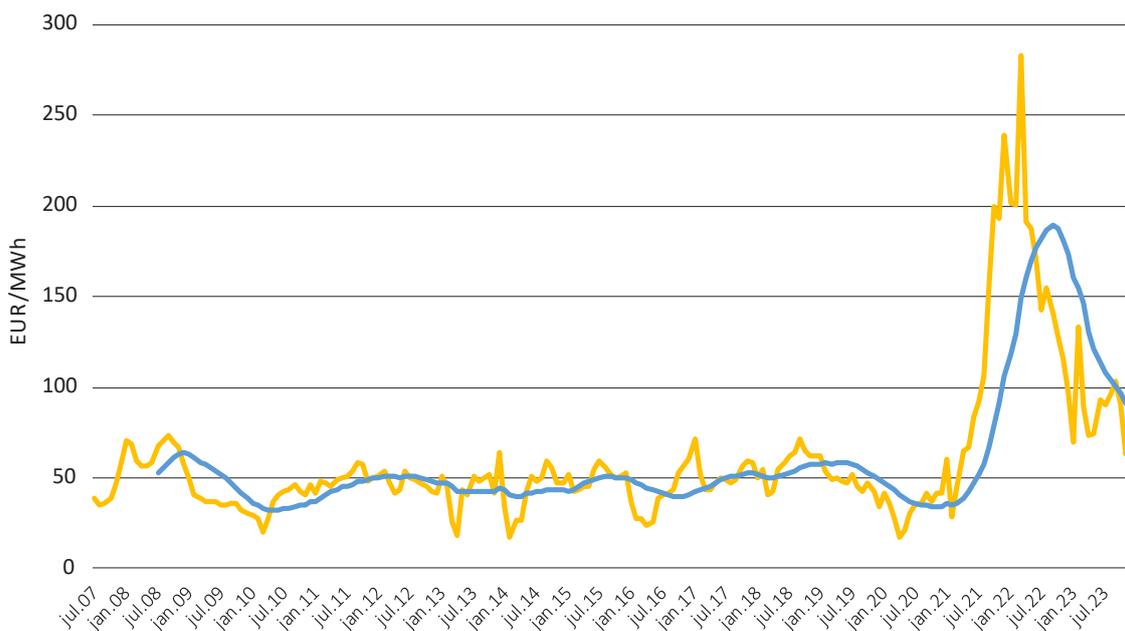
¹⁰³ Doravante Mecanismo Ibérico.

Figura 3-18 – Preços médios do mercado diário em Portugal



No caso do mercado espanhol, e para um maior período de análise, observa-se uma tendência semelhante.

Figura 3-19 – Preços médios do mercado diário em Espanha



Fonte: OMIE

PREÇO NO MERCADO SPOT

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

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

A evolução da média anual de preço em mercado *spot*, tanto para Portugal como para Espanha, assim como o tempo em separação de mercados, está apresentada na Figura 3-20.

Figura 3-20 – Evolução do preço médio anual em mercado spot e separação de mercados, 2019 a 2023



Fonte: OMIE

O preço médio em mercado *spot* para Portugal, em 2023, situou-se em 88,27 EUR/MWh, cerca de 47% abaixo do preço registado em 2022 (167,89 EUR/MWh).

Relativamente ao ano anterior, verificou-se um ano hidrológico significativamente mais favorável e um conseqüente aumento da produção hídrica. Os custos associados à produção termoelétrica reduziram-se, apesar dos impactos resultantes da invasão da Ucrânia, verificando-se, no entanto, uma redução da procura residual dirigida a esta tecnologia. A redução dos custos de aprovisionamento de gás natural, ainda que com um pequeno crescimento dos preços das licenças de emissão de CO₂, foram fatores que contribuíram para a redução do preço médio no mercado *spot* de eletricidade para Portugal.

O valor do preço médio de mercado, em 2023, para Portugal esteve cerca de 22% abaixo do custo marginal ¹⁰⁴ de referência das centrais de ciclo combinado a gás natural, não considerando a componente de custo relativo ao acesso à rede de AP de gás natural.

É de salientar que o mecanismo de ajuste de custos de produção de eletricidade, com repercussão na formação do preço da eletricidade em referenciais de mercado grossista do MIBEL, começou a vigorar a partir de 15 de junho de 2022 até ao final de 2023, após acordo entre os Governos da República Portuguesa e do Reino de Espanha. A aplicação deste mecanismo justifica que o valor do preço médio de mercado, em 2023, tenha estado abaixo do custo marginal de referência das centrais de ciclo combinado a gás natural.

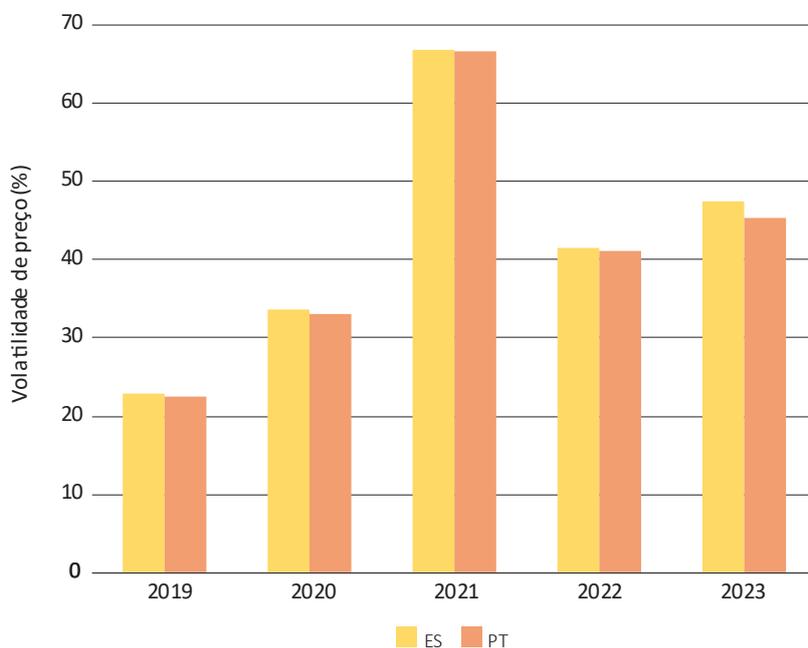
No que respeita à formação do preço da eletricidade em mercado *spot*, a sua volatilidade representa um aspeto considerado importante pelos agentes de mercado, designadamente no que respeita às necessidades de cobertura do risco de preço.

Em 2023, 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 45%, o que significa que os preços oscilaram, em média, num intervalo entre os 48 EUR/MWh e os 128 EUR/MWh.

A Figura 3-21 apresenta a evolução da volatilidade anual de preço de eletricidade para o mercado *spot*, de 2019 a 2023, em Portugal e em Espanha, observando-se um aumento da volatilidade do preço *spot* entre 2022 e 2023, fruto do aumento da hidraulicidade verificada e, essencialmente, 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 CO₂ relativas às centrais de ciclo combinado a gás natural.

¹⁰⁴ 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>

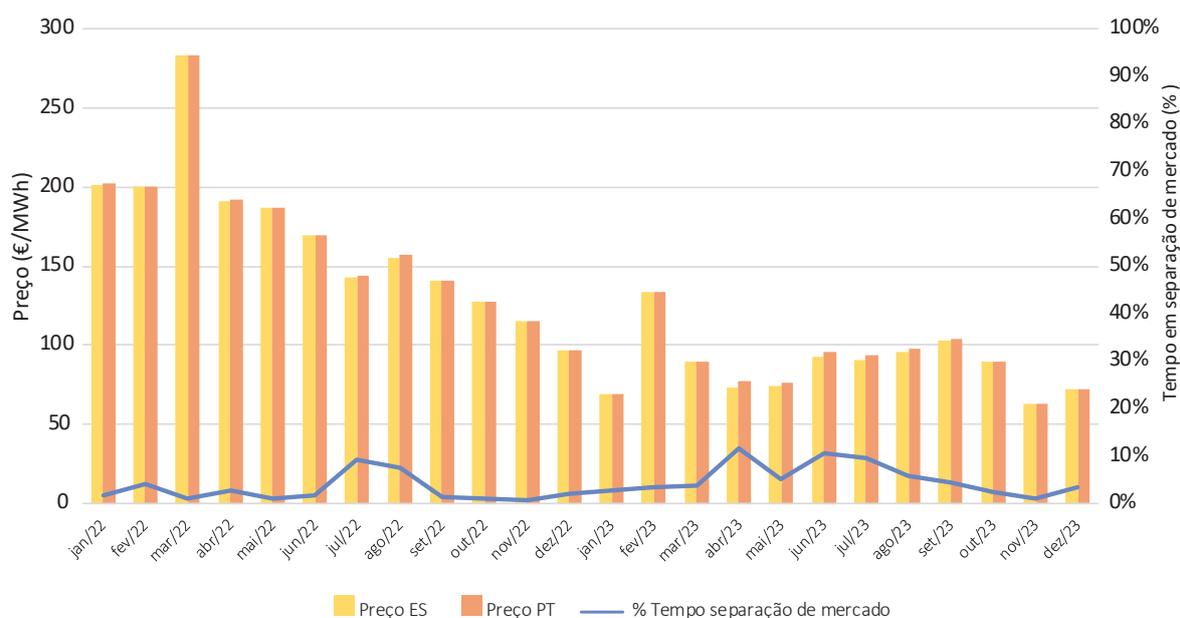
Figura 3-21 – Volatilidade¹⁰⁵ do preço spot, 2019 a 2023



Fonte: OMIE

A Figura 3-22 apresenta a evolução dos preços em Portugal e Espanha e a percentagem do tempo em separação de mercados, em base mensal, para os anos de 2022 e 2023.

Figura 3-22 – Preço em mercado spot e tempo de separação de mercado, 2022 e 2023



Fonte: OMIE

¹⁰⁵ Volatilidade medida como o rácio entre o desvio padrão do preço spot e a respetiva média anual.

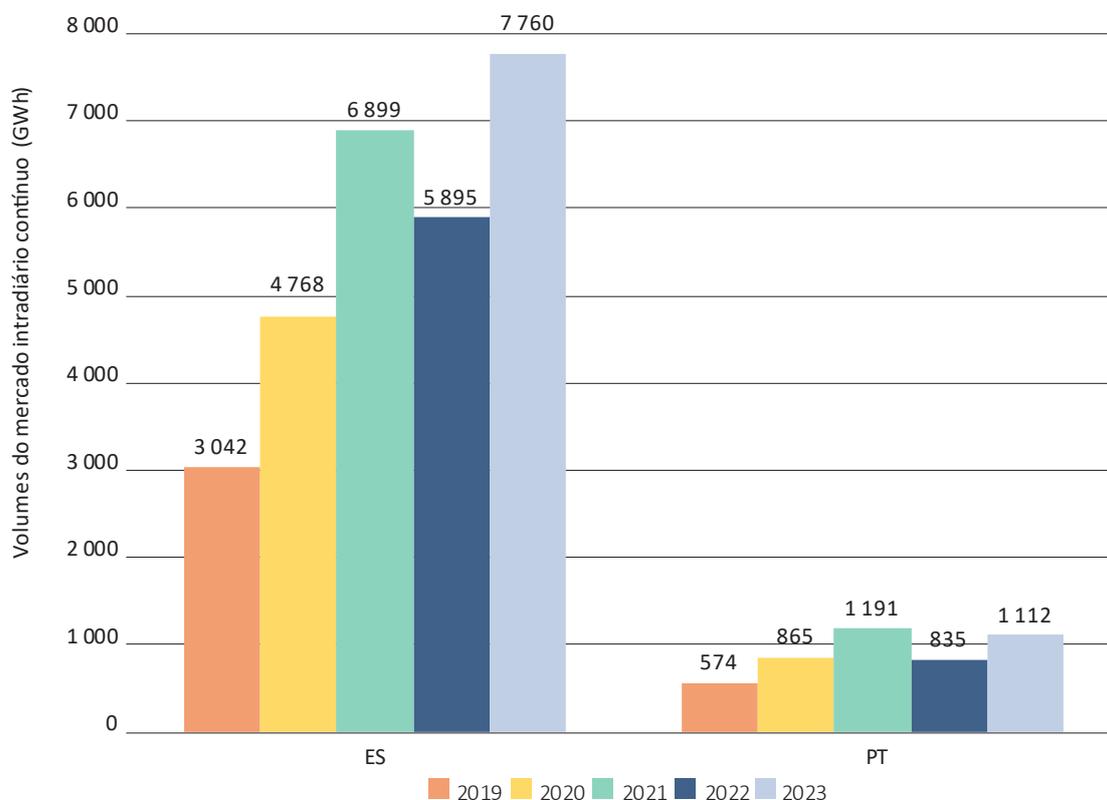
No que respeita a 2023, é de notar: (i) apesar de alguma volatilidade, ao longo do ano verificou-se uma descida do preço médio formado em mercado face ao que acontecera em 2022; (ii) a existência de um regime hidrológico mais favorável e manutenção em valores elevados dos custos das *commodities* com influência na produção termoelétrica e (iii) um aumento do número de horas de separação de mercados face a 2022.

PREÇOS NO MERCADO INTRADIÁRIO CONTÍNUO (XBID)

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

A Figura 3-23 apresenta o volume negociado¹⁰⁶ desde 2019 até ao final de 2023, para Portugal e Espanha.

Figura 3-23 – Volume negociado no mercado intradiário contínuo, 2019 a 2023



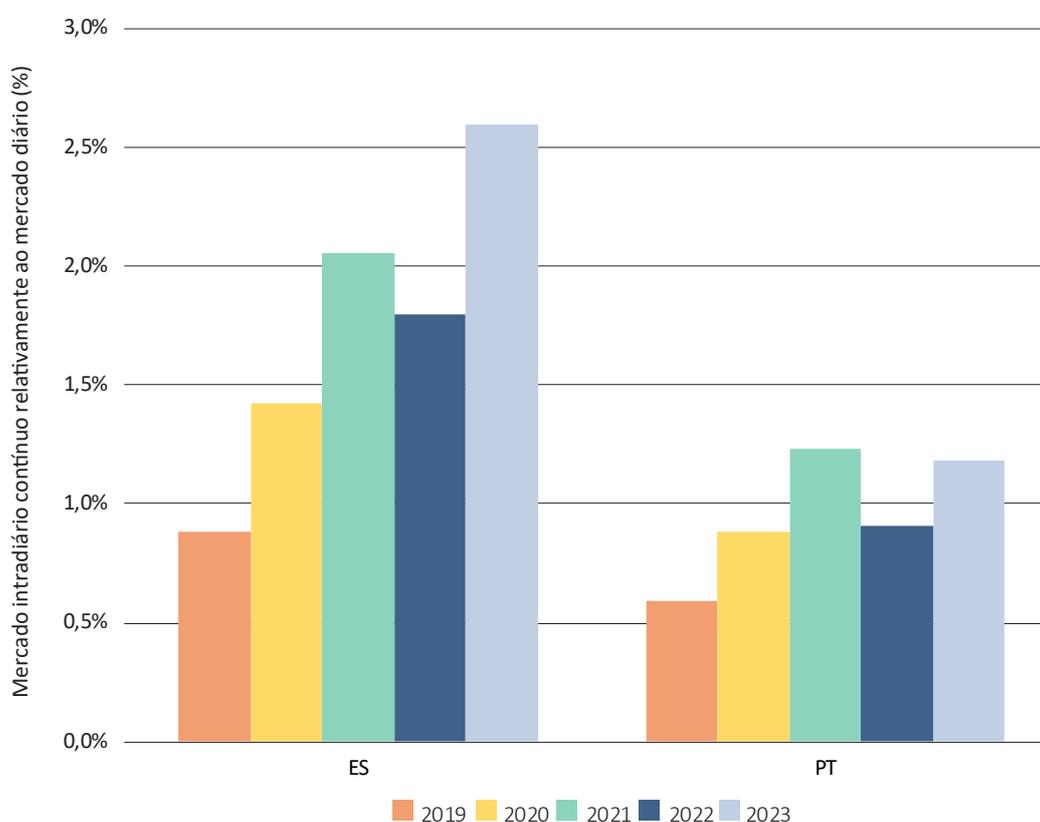
Fonte: OMIE

¹⁰⁶ Para efeitos do apuramento do volume negociado em cada zona de preço, considerou-se o volume de energia negociado, nomeadamente as compras e vendas, pelas contrapartes dos contratos que fazem parte dessa zona de preço.

Desde 2019, e com exceção do ano de 2022, verificou-se uma tendência de crescimento do volume negociado pelos agentes de mercado em cada zona de preço (Portugal e Espanha). O crescimento em Portugal entre, 2022 e 2023, não foi, no entanto, suficiente para ultrapassar os valores de 2021.

A Figura 3-24 apresenta a relação entre o volume negociado no mercado intradiário contínuo e o volume negociado no mercado diário, desde 2019 até ao final de 2023, para Portugal e Espanha.

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

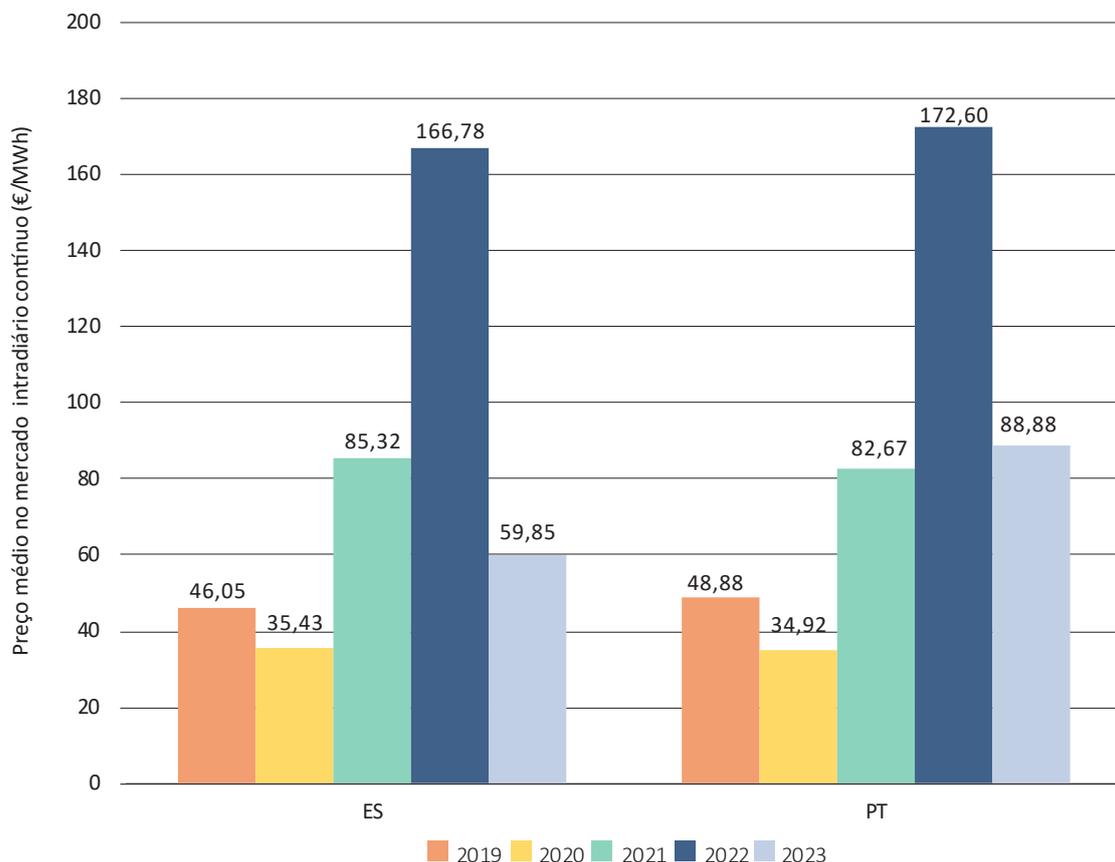


Fonte: dados OMIE

Em 2023, o volume negociado no mercado intradiário contínuo em Portugal representou cerca de 1,2% do volume negociado no mercado diário (cerca de 1.112 GWh), tendo aumentado o seu peso face a 2022, o que se justifica pela evolução do nível de liquidez deste mercado.

A Figura 3-25 apresenta a evolução do preço médio ponderado¹⁰⁷ do mercado intradiário contínuo, desde 2019 até ao final de 2023, para Portugal e Espanha.

Figura 3-25 – Preço médio ponderado em mercado intradiário contínuo, 2019 a 2023



Fonte: OMIE

Observou-se uma descida generalizada dos preços médios ponderados para Portugal e Espanha, em linha com o que já foi observado como tendência de evolução dos preços no mercado *spot* de eletricidade.

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.

¹⁰⁷ Para efeitos do cálculo do preço médio ponderado em cada zona de preço, considerou-se a ponderação dos preços pelos volumes de energia negociados, compras e vendas, aplicado às contrapartes do contrato que fazem parte dessa zona de preço.

O mercado a prazo de eletricidade é, de resto, um instrumento adicional para que os agentes possam mitigar os riscos de volatilidade dos preços e assegurar colocação de energia (oferta) ou satisfazer a procura com características de maior previsibilidade e estabilidade.

O mercado *spot* de eletricidade é uma plataforma bastante líquida no contexto ibérico. Em particular, e durante 2023, no caso português, cerca de 92% do consumo de eletricidade foi satisfeito através de contratação ¹⁰⁸ 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).

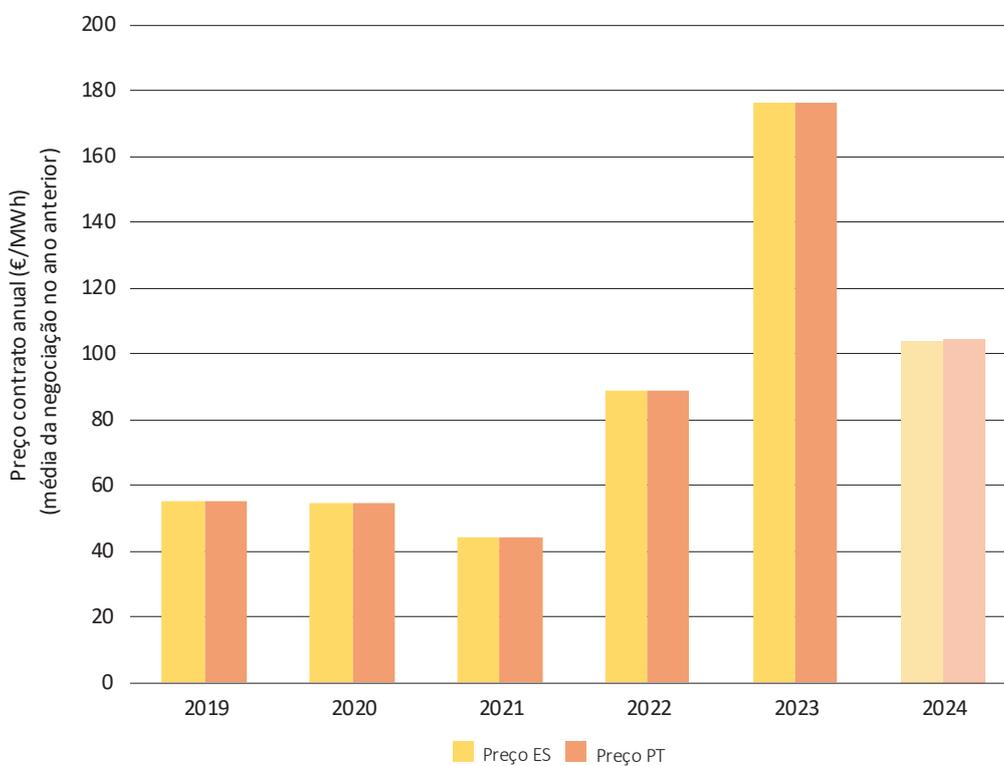
A evolução do preço formado em mercado a prazo de eletricidade demonstrou um acentuado aumento, entre 2022 e 2023, e uma descida acentuada, entre 2023 e 2024. Os agentes de mercado que, em 2022, tivessem adquirido posição no contrato de entrega de eletricidade em carga base para 2023, teriam pago um preço médio (176,17 EUR/MWh para Portugal ¹⁰⁹) cerca de 100% superior ao que se veio a formar em mercado *spot*. Esta diferença resulta da variação verificada em 2023 no custo das *commodities* que influenciaram a formação de preço das centrais de ciclo combinado a gás natural.

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

¹⁰⁸ Inclui mercado diário e leilões intradiários.

¹⁰⁹ O valor do preço de aprovisionamento a prazo reflete o valor médio ponderado por volumes de contratação das cotações do contrato anual de 2023 com entrega na área portuguesa do MIBEL, incluindo o registo de operações em leilão, em contínuo e over the counter (OTC).

Figura 3-26 – Evolução do preço médio¹¹⁰ de negociação do contrato de futuro anual (entrega em Portugal e em Espanha), 2019 a 2024

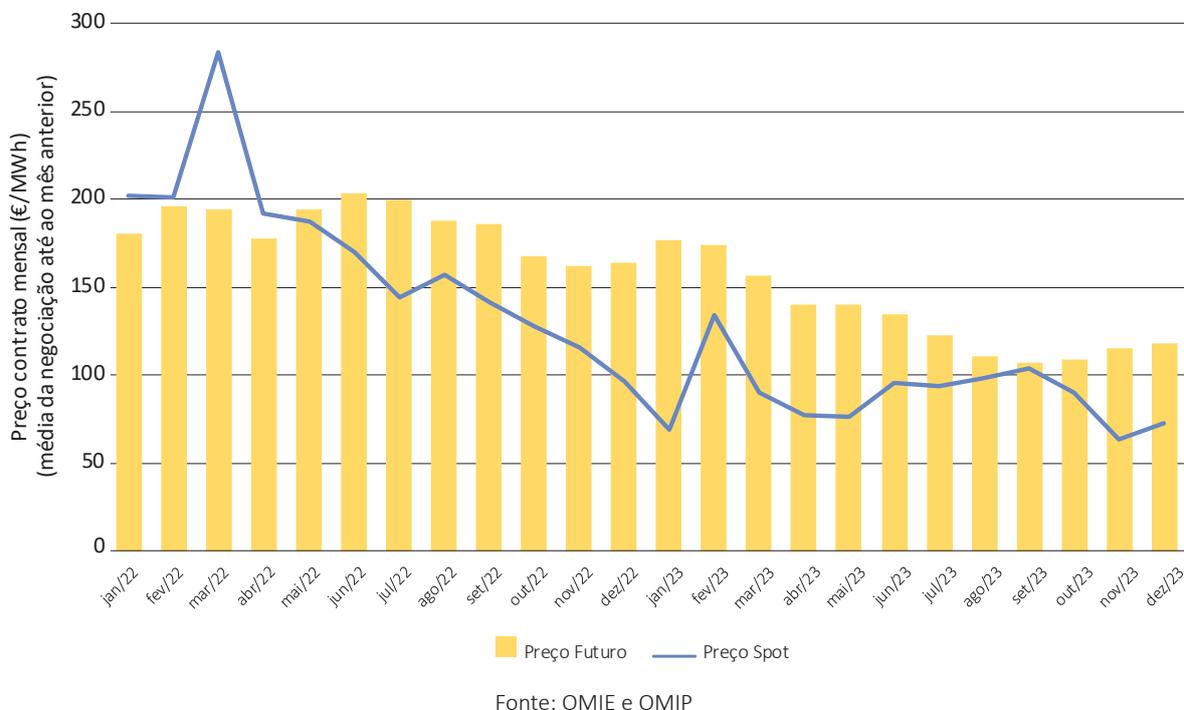


Fonte: OMIE

A Figura 3-27 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 2023 exibiu, em média, uma tendência de descida ao longo do ano.

¹¹⁰ O valor da média de preço de fecho no ano anterior ao da entrega em carga base (e.g. o preço de 2024 corresponde ao preço médio formado durante o ano de 2023).

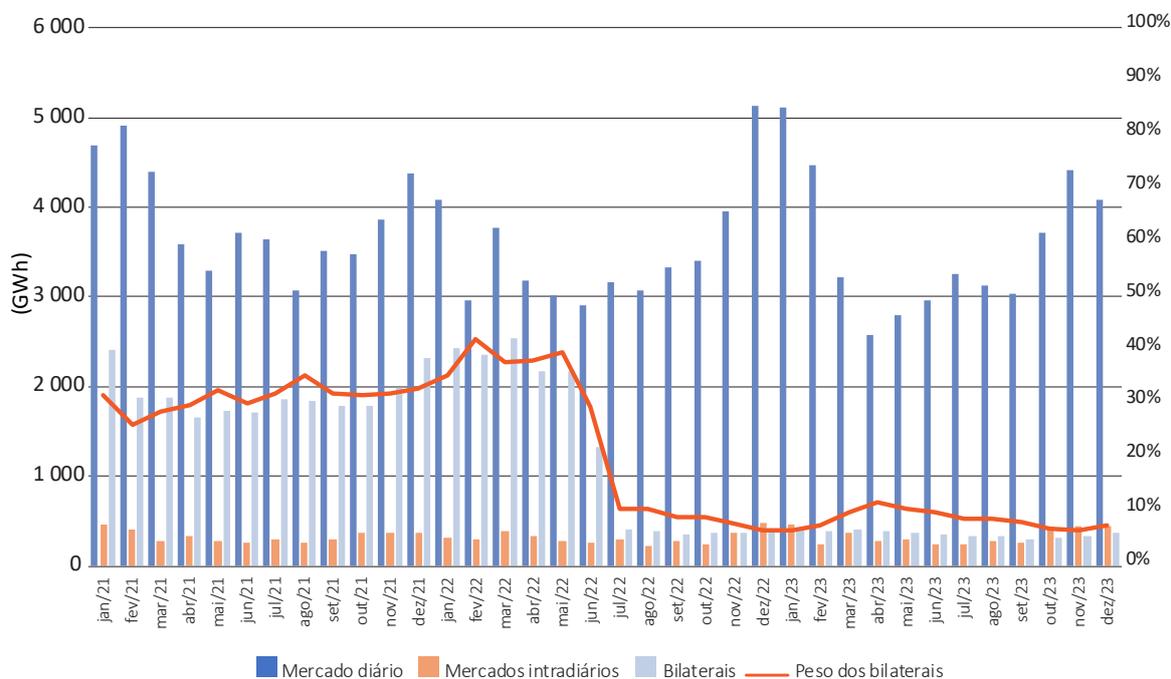
Figura 3-27 – Evolução do preço médio de negociação do contrato de futuro mensal (entrega em Portugal), 2022 e 2024



Em 2023, a negociação de contratos mensais de futuros com entrega em carga base apresentou um prémio de risco (diferença entre a cotação a prazo e a cotação *spot*, para o mês correspondente) na contratação ao longo do ano, não existindo meses onde a situação se tenha verificado mais favorável para os agentes que negociaram no mercado a prazo.

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

Figura 3-28 – Repartição de volumes de oferta de energia entre mercados, 2021 a 2023



Fonte: OMIE e REN

Em 2023 a contratação bilateral teve um peso de 8,3%, equivalente a 4 TWh. Observou-se uma diminuição do valor médio do peso da contratação bilateral quando comparado com 2022 (em 2023,), verificando-se, também, uma diminuição do valor absoluto de contratação bilateral (diminuição de 72%, equivalente a 11,0 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. A redução na contratação bilateral deve-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.

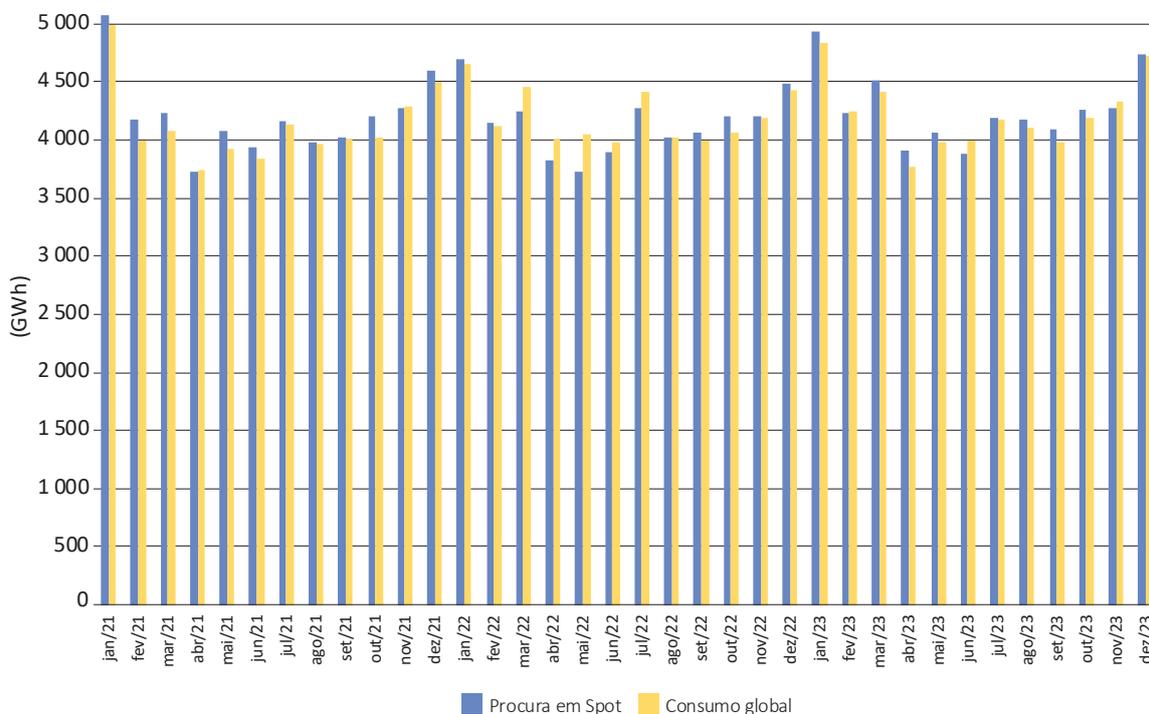
VOLUMES

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 Agregador de Último Recurso (AUR), que agrega a previsão de produção e submete as correspondentes ofertas em mercado.

A evolução, quer da procura dirigida a mercado *spot*, quer do consumo global em Portugal continental, é apresentada na Figura 3-29, onde se observa que o consumo é satisfeito por recurso a aquisições em mercado *spot*.

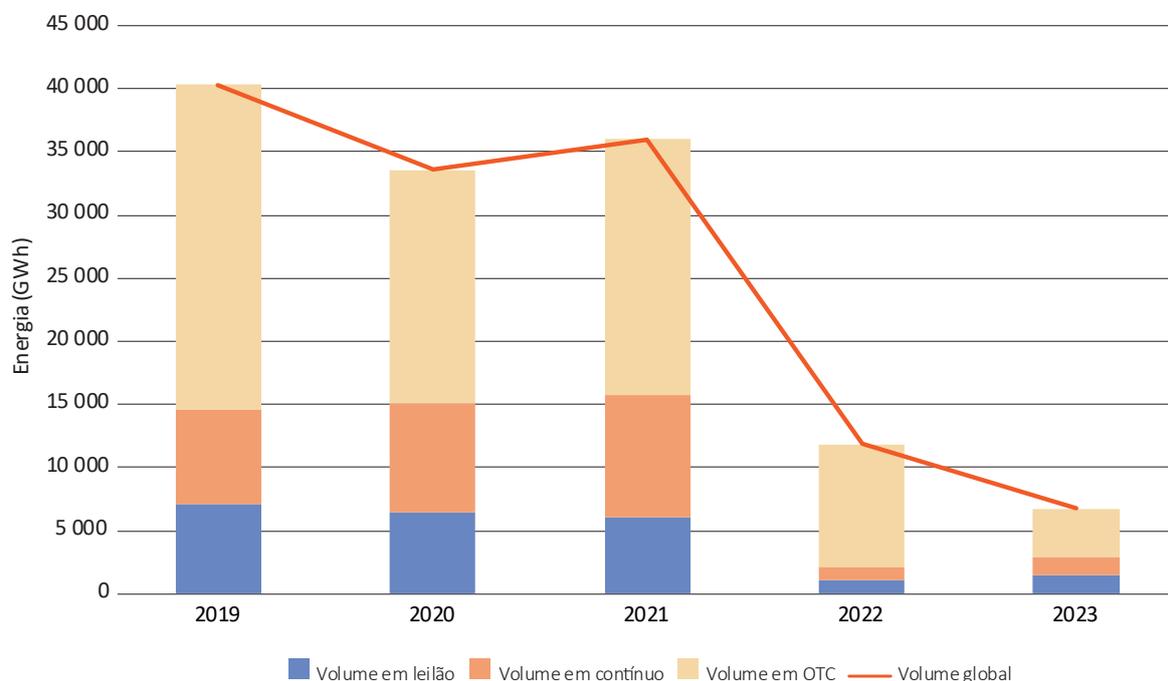
Figura 3-29 – Procura em mercado spot e consumo global mensal, 2022 a 2023



Fonte: OMIE

A Figura 3-30 apresenta a evolução dos volumes negociados e registados no mercado a prazo do MIBEL, entre 2019 e 2023. Em 2020, constatou-se uma redução de 17% (ou 6,7 TWh). Em 2021, ocorreu um aumento de 7% (ou 2,4 TWh). Em 2022, registou-se uma acentuada diminuição de 67 % (ou 24,2 TWh). Relativamente a 2023, observou-se uma nova diminuição de 43 % (ou 5,1 TWh).

Figura 3-30 – Volumes no mercado a prazo do MIBEL, 2019 a 2023



Fonte: OMIP

3.4.2 Integração Ibérica

Em 2023, não se registaram alterações significativas na gestão das interligações entre Portugal e Espanha, designadamente no modelo de atribuição de capacidade, sendo esta atribuída, exclusivamente, aos mercados diário e intradiários do MIBEL, além da utilização explícita da capacidade através de mecanismos financeiros de cobertura do risco pelo uso da interligação. A resolução de congestionamentos está assente na aplicação de um mecanismo de *market splitting*¹¹¹.

¹¹¹ Mecanismo de leilão da capacidade de interligação entre dois sistemas (conhecidas por zonas de preço – bidding zones) implícito nas ofertas que os agentes efetuam no mercado diário e pressupõe a existência de um mercado único gerido por um único operador de mercado. Quando a capacidade de interligação entre os dois sistemas é superior ao trânsito de energia que resulta do fecho de mercado, a interligação não fica congestionada e existe um preço único de mercado, igual para os dois sistemas. Caso contrário, quando a capacidade de interligação é inferior ao trânsito de energia que resulta do fecho de mercado, a interligação fica congestionada no seu limite e os mercados ficam separados em termos de preço, sendo este superior no mercado importador e inferior no mercado exportador.

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 Conselho¹¹²; Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações da ERSE; Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha¹¹³ da ERSE; Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico publicado pela ERSE.

De acordo com a legislação e a regulamentação europeias, as rendas de congestionamento apenas podem ser usadas para: 1) compensar os custos decorrentes de ações coordenadas de balanço ¹¹⁴ com vista a garantir a capacidade de interligação contratada nos mercados diário e intradiários; 2) investimento em reforço da capacidade de interligação ou 3) redução da tarifa de uso da rede de transporte, caso as rendas não sejam usadas para as duas finalidades anteriores.

O diferencial de preços entre Portugal e Espanha tem vindo a diminuir desde o início de arranque do MIBEL, em julho de 2007, sendo que os períodos de acoplamento de preços (em que a diferença de preços é nula) são cada vez mais frequentes, de maior duração, nomeadamente entre abril de 2014 e julho de 2015 e, a partir de julho de 2019, com um diferencial de preços em redor dos 0 EUR/MWh. Regista-se, contudo, um afastamento deste equilíbrio durante os meses de dezembro de 2017 e janeiro de 2018 (em média, a rondar os 1,6 EUR/MWh de diferencial de preços), e um afastamento mais ligeiro decorrido durante os primeiros cinco meses de 2019 (em média, em torno dos 0,5 EUR/MWh de diferencial de preços) e entre dezembro de 2020 e janeiro de 2021 (em média, em torno dos 0,3 EUR/MWh) como se pode observar na Figura 3-31.

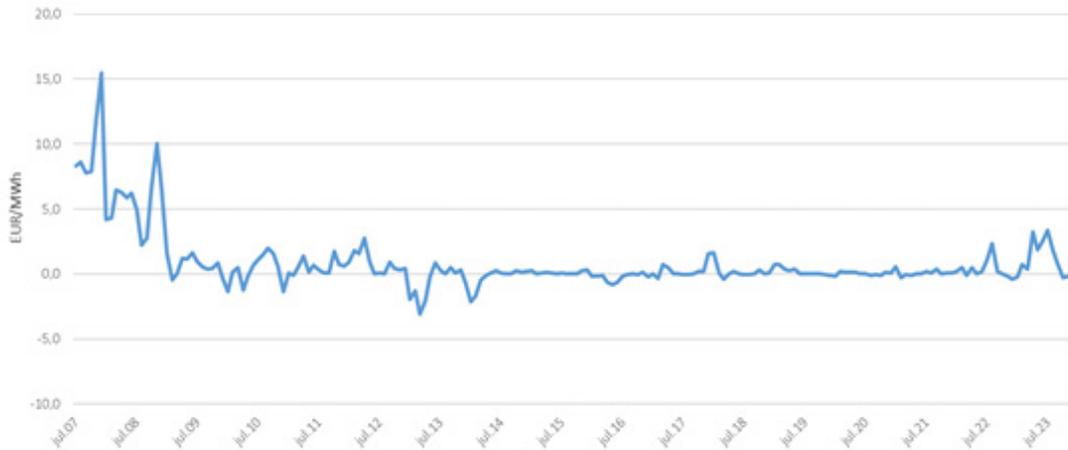
Em termos do diferencial de preços, em 2023, verificou-se um diferencial médio positivo de 1,17 EUR/MWh, no sentido importador, acima do diferencial de 0,37 EUR/MWh registado em 2022, igualmente no sentido importador, verificando-se inversão do sentido do congestionamento em alguns meses do ano, associado a variações no *mix* de geração, nomeadamente em meses de forte produção hidroelétrica.

¹¹² Este regulamento está revogado. Desde 1 de janeiro de 2020 que é aplicável o Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho de 5 de junho de 2019 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R0943&from=en>

¹¹³ O atual Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha foi aprovado pelo Regulamento n.º 474/2013, de 20 de dezembro, publicado no Diário da República, 2.ª série.

¹¹⁴ A Ação Coordenada de Balanço aplica-se, nos termos do MPPGS, quando os congestionamentos na interligação se verificam em tempo real, consistindo na introdução de uma transação de energia entre operadores de sistema, no valor do congestionamento e de sentido oposto, para permitir a concretização das transações comerciais já estabelecidas.

Figura 3-31 - Diferencial de preço entre Portugal e Espanha



Fonte: dados OMIE

Face à atual integração dos mercados, cuja tendência intensificou-se com o reforço da interligação das redes de transporte de Portugal e Espanha na fronteira do Minho com a Galiza, com entrada em exploração em 2021, constata-se que os preços de energia elétrica em Portugal estão fortemente dependentes das condições de mercado em Espanha. Com a implementação em 2013, em Espanha, de um conjunto de medidas fiscais para a diminuição do défice tarifário, ocorreu uma alteração nas condições de mercado. Este pacote de medidas materializou-se na aplicação de impostos sobre as receitas dos produtores de energia elétrica, e sobre a produção de energia elétrica de origem nuclear ou hídrica, bem como, a introdução de taxas sobre combustíveis de origem fósseis, cujo efeito impacta na formação dos preços no OMIE pela repercussão da fiscalidade dos centros electroprodutores abrangidos em mercado.

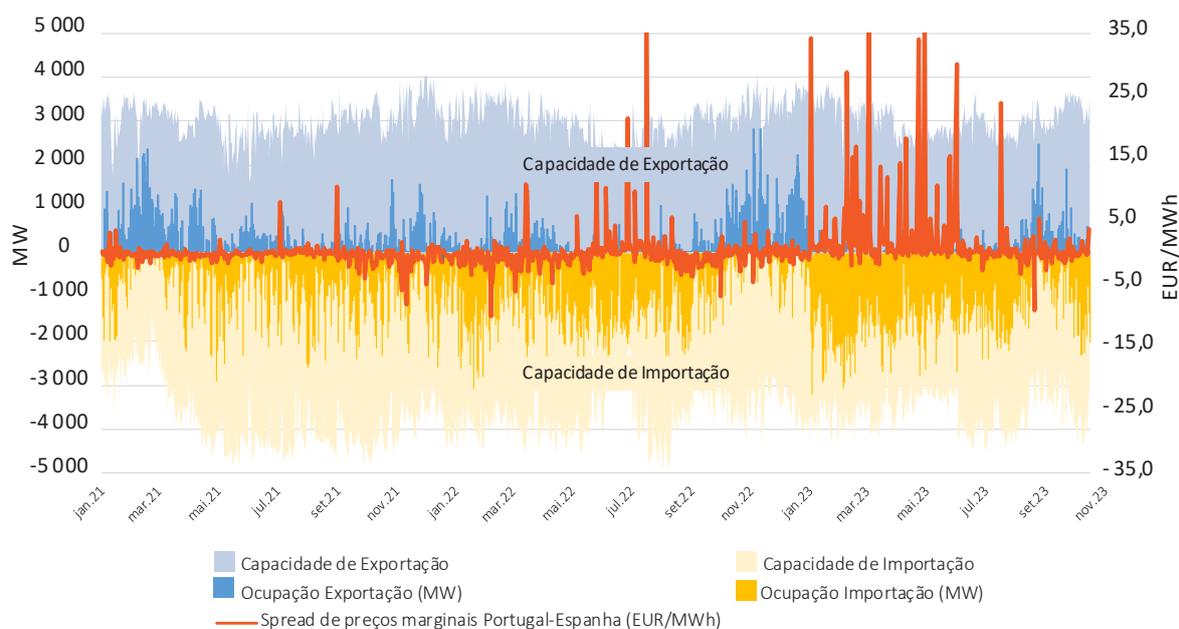
A 14 de maio de 2022, os governos de Portugal e Espanha estabeleceram o mecanismo ibérico de ajuste dos custos de produção de energia elétrica, que entrou em vigor a 15 de junho de 2022, no qual permitiu fixar um preço de referência para o gás natural consumido para a produção de eletricidade. Esta é a razão pela qual se justifica uma queda abrupta dos preços da energia elétrica no mercado diário observável nas zonas de preço portuguesa e espanhola do MIBEL.

A Figura 3-32, que apresenta, em base horária, a capacidade de interligação disponível na fronteira Portugal-Espanha e a sua utilização, permite constatar a relação direta entre as restrições de capacidade, e a existência do diferencial de preços entre os mercados diários de Espanha e de Portugal. No primeiro trimestre de 2021, observa-se um aumento

da capacidade de interligação no sentido exportador (Portugal-Espanha) e um aumento da ocupação da interligação no sentido exportador, o que originou, nesse período, um aumento do número de horas de separação de mercados, entre Portugal e Espanha. A partir do segundo trimestre de 2021 até ao final do período em análise, verificou-se um aumento da capacidade de interligação no sentido importador (Espanha-Portugal) e um acréscimo da ocupação da interligação no sentido importador. Durante o terceiro trimestre de 2022, observou-se ainda em algumas horas um elevado *spread* de preços de mercado no sentido exportador, essencialmente motivado pela redução da capacidade de exportação por parte dos operadores de rede de transporte. Por outro lado, no quarto trimestre de 2022, observou-se em média, um *spread* de preços de mercado no sentido exportador, concretamente com evidência durante o mês de novembro, motivado por condições de hidraulicidade e de eolicidade gradualmente favoráveis à produção hídrica e eólica.

Durante o primeiro trimestre de 2023 observa-se um aumento da capacidade de interligação no sentido exportador (Portugal-Espanha) e um aumento da ocupação da interligação no sentido exportador. No restante período em análise verificou-se um aumento da capacidade de interligação no sentido importador (Espanha-Portugal) e um acréscimo da ocupação da interligação no sentido importador, o que originou, nesse período, um aumento do número de horas de separação de mercados, entre Portugal e Espanha.

Figura 3-32 - Efeito de restrições de capacidade de interligação no diferencial de preços entre Portugal e Espanha



Fonte: OMIE

Ainda assim, os diferenciais de preços observados nos últimos dois anos entre Portugal e Espanha mostram que as separações de preços entre os mercados português e espanhol são, de um modo geral, situações temporárias, resultantes, a título de exemplo, de redução da capacidade de importação na rede do lado espanhol.

RENDAS DE CONGESTIONAMENTO DAS INTERLIGAÇÕES

Em 2023, as rendas de congestionamento das interligações entre Portugal e Espanha, resultantes da diferença de preços zonais após aplicação da separação de mercados, atingiram um total de 29,56 milhões de euros, um valor superior ao registado em 2022 (9,63 milhões de euros).

No Quadro 3-11 ilustra-se a evolução mensal das principais variáveis que traduzem a utilização da interligação, nomeadamente o número de horas em que se registou congestionamento e separação de mercados e o respetivo preço em cada mercado, bem como o diferencial aritmético de preços. O quadro apresenta ainda o volume mensal das rendas de congestionamento e a energia associada a cada sentido de trânsito na interligação.

Quadro 3-11 – Evolução mensal das rendas de congestionamento, 2023

Mês	Congestionamento		Preço médio PT	Preço médio ES	Diferencial preços	Importação (PT< - ES)	Exportação (PT - >ES)	Renda Congestionamento
	nº de horas	%horas mês	(€ MWh)	(€ MWh)	(€ MWh)	(MWh)	(MWh)	10³€
Janeiro	20	3%	69,35	69,55	-0,20	308 159	477 899	409
Fevereiro	23	3%	134,23	133,47	0,76	404 752	621 938	2 877
Março	27	4%	90,05	89,70	0,35	1 360 330	40 565	809
Abril	83	12%	76,96	73,73	3,23	1 371 303	20 153	5 876
Maiο	38	5%	76,09	74,21	1,88	1 304 162	16 419	1 909
Junho	77	11%	95,59	93,02	2,58	1 0021 021	78 453	4 539
Julho	71	10%	93,80	90,47	3,33	1 024 342	57 691	6 171
Agosto	44	6%	97,86	96,05	1,81	1 110 200	46 744	3 091
Setembro	31	4%	104,15	103,34	0,81	1 158 201	63 640	2 305
Outubro	18	2%	89,74	90,03	-0,29	828 466	252 728	969
Novembro	7	1%	63,26	63,45	-0,19	349 422	471 881	320
Dezembro	25	3%	72,20	72,17	-0,03	909 598	217 266	281
TOTAL	464	5%	88,61	87,43	1,17	11 149 955	2 365 376	29 556

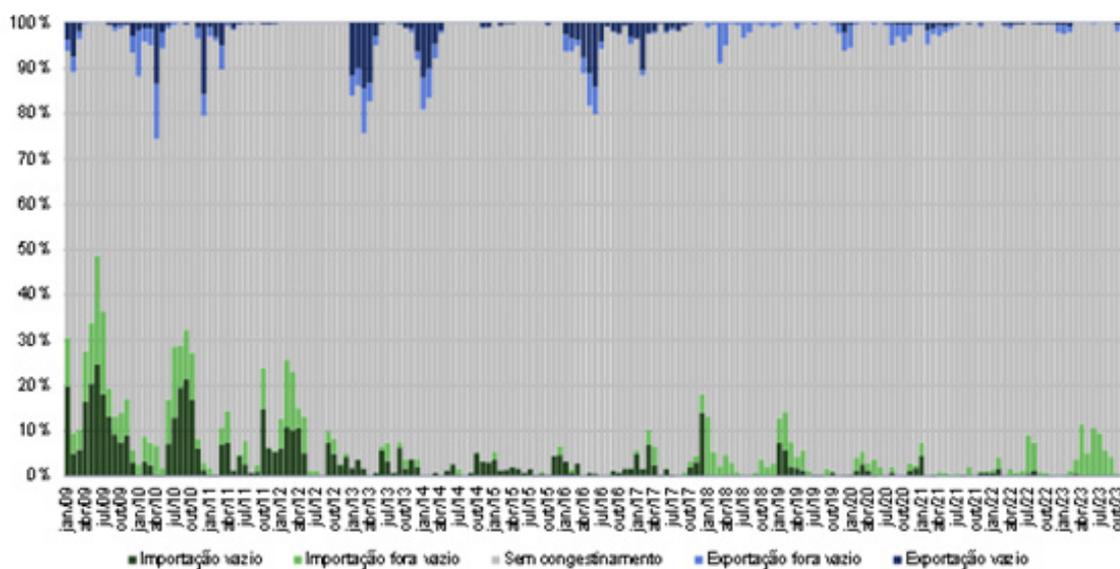
Fonte: OMIE

Traduzida em número total de horas de congestionamento, a variação foi de 213 horas (251 horas em, 2022 para 464 horas em, 2023, em ambos os sentidos da interligação), continuando a refletir uma boa integração dos mercados.

Em termos do diferencial de preços, em 2023, verificou-se um spread médio positivo de 1,17 EUR/MWh, no sentido importador, acima do spread de 0,37 EUR/MWh registado em 2022, igualmente no sentido importador, verificando-se inversão do sentido do congestionamento em alguns meses do ano, associado a variações no *mix* de geração, nomeadamente em meses de forte produção hidroelétrica.

A Figura 3-33 ilustra a utilização da capacidade disponível, em ambos os sentidos, na interligação Portugal-Espanha, no período 2009 a 2023, sendo possível verificar, nos últimos anos, o reduzido número de horas de congestionamento em ambos os sentidos.

Figura 3-33 – Utilização da capacidade de interligação Portugal-Espanha, 2009 a 2023



Fonte: REN e OMIE

GESTÃO A PRAZO DA CAPACIDADE COMERCIAL NA INTERLIGAÇÃO PORTUGAL-ESPANHA

Durante 2023, 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 do Sudoeste Europeu.

Tal como referido no relatório do ano anterior, no âmbito da implementação antecipada do Regulamento (UE) 2016/1719 da Comissão, de 26 de setembro de 2016, que estabelece orientações sobre a atribuição de capacidade a prazo (FCA GL), a ERSE aprovou, em novembro de 2016, as regras harmonizadas de atribuição (HAR, *Harmonized Allocation Rules*) de capacidade nas interligações elétricas a nível europeu, bem como o respetivo anexo com as especificidades referentes à fronteira Portugal-Espanha.

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

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

Assim sendo, no leilão de dezembro de 2018 foram leiloados contratos de maturidade anual, trimestral e mensal com entrega em 2019, de acordo com as HAR, previstas no artigo 52.º do Regulamento (UE) 2016/1719 da Comissão, de 26 de setembro de 2016, incluindo o anexo específico da CCR SWE.

O referido anexo estabelece orientações sobre a atribuição da capacidade a prazo e a metodologia de repartição da capacidade nas diferentes maturidades para a interligação Portugal-Espanha (*Structure for the Allocation of Capacity among different Timeframes for Portuguese – Spanish Interconnection - IPE Splitting 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 2022 e novembro de 2023, ocorreram na JAO os leilões de atribuição financeira de capacidade na interligação Portugal-Espanha para entrega em 2023, como se apresenta no Quadro 3-12.

Quadro 3-12 – Leilões de atribuição financeira de capacidade na interligação Portugal-Espanha para entrega em 2023

Produto colocado	Maturidade	Data	Prémio (€/MWh)	Volume (MW)	N.º de participantes	N.º de adjudicatários
ES-PT YR	Anual	09/12/22	0,35	510	26	14
PT-ES YR	Anual	09/12/22	0,20	460	23	16
ES-PT Q1	Trimestral	16/12/22	0,23	510	14	9
PT-ES Q1	Trimestral	16/12/22	0,18	530	14	8
ES-PT M1	Mensal	22/12/22	0,21	590	28	16
PT-ES M1	Mensal	22/12/22	0,26	310	27	11
ES-PT M2	Mensal	24/01/23	0,26	280	25	10
PT-ES M2	Mensal	24/01/23	0,18	830	24	16
ES-PT M3	Mensal	22/02/23	0,18	440	26	12
PT-ES M3	Mensal	22/02/23	0,11	1180	25	21
ES-PT Q2	Trimestral	09/03/23	0,09	670	11	10
PT-ES Q2	Trimestral	09/03/23	0,13	320	9	7
ES-PT M4	Mensal	23/03/23	0,00	0	1	0
PT-ES M4	Mensal	23/03/23	0,08	1170	26	21
ES-PT M5	Mensal	25/04/23	2,21	10	26	3
PT-ES M5	Mensal	25/04/23	0,13	650	25	8
ES-PT M6	Mensal	24/05/23	1,22	640	31	16
PT-ES M6	Mensal	24/05/23	0,12	600	24	9
ES-PT Q3	Trimestral	08/06/23	1,50	510	20	12
PT-ES Q3	Trimestral	08/06/23	0,13	410	11	5
ES-PT M7	Mensal	22/06/23	1,22	1020	32	21
PT-ES M7	Mensal	22/06/23	0,15	370	26	9
ES-PT M8	Mensal	25/07/23	1,77	740	33	27
PT-ES M8	Mensal	25/07/23	0,00	0	2	0

ES-PT M9	Mensal	23/08/23	1,72	1170	40	23
PT-ES M9	Mensal	23/08/23	0,16	700	28	9
ES-PT Q4	Trimestral	08/09/23	0,58	360	16	8
PT-ES Q4	Trimestral	08/09/23	0,21	580	14	6
ES-PT M10	Mensal	22/09/23	0,36	1080	32	18
PT-ES M10	Mensal	22/09/23	0,16	250	26	11
ES-PT M11	Mensal	24/10/23	0,41	890	31	11
PT-ES M11	Mensal	24/10/23	0,40	720	31	9
ES-PT M12	Mensal	22/11/23	0,30	1020	29	15
PT-ES M12	Mensal	22/11/23	0,41	850	28	11

Fonte: JAO

O Quadro 3-13 apresenta a liquidação anual, em 2023, dos leilões de direitos financeiros de utilização da capacidade na interligação Portugal – Espanha.

Quadro 3-13 – Liquidação anual dos leilões de atribuição financeira de capacidade para entrega em 2023

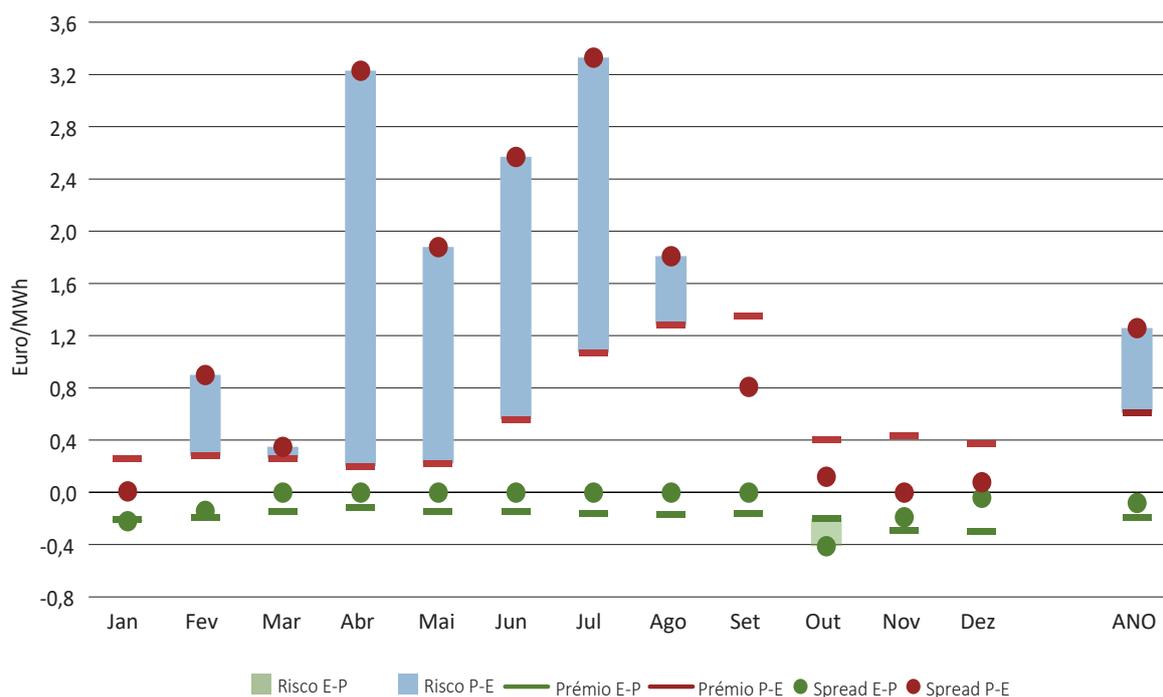
Liquidação anual acumulada	GLOBAL	Pr ES > Pr PT FTR E-P	Pr PT > Pr ES FTR P-E
Quantidade (MW)	1 552 + 1 681	1 552	1 681
Energia (MWh)	13 593 583 + 14 727 974	13 593 583	14 727 974
Prémio (€/MWh)	----	0,19	0,61
Spread (€/MWh)	----	0,08	1,26
Rendas MD (euros)	29 555 607	1 799 696	27 755 911
Risco liquidado FTR (euros)	19 002 872	1 073 755	17 929 118
Receita Prémio FTR (euros)	11 551 851	2 545 709	9 006 142
Receita líquida FTR (euros)	-7 451 021	1 471 955	-8 922 976
Rendas MD + Rec. Líquida (euros)	22 104 586	3 271 651	18 832 935
MD- Mercado Diário, FTR- Financial Transmission Rights			

Fonte: JAO, REN e OMIE

Verifica-se que, no sentido de Portugal para Espanha, se registaram em 2023 um prémio ¹¹⁵ de 0,19 EUR/MWh e um *spread* ¹¹⁶ de 0,08 EUR/MWh. No sentido de Espanha para Portugal verificaram-se em 2023 um prémio de 0,61 EUR/MWh e um *spread* de 1,26 EUR/MWh.

A Figura 3-34 apresenta a evolução do *spread* observado e o prémio verificados em 2023.

Figura 3-34 - Evolução do *spread* e prémio verificados em 2023



Fonte: dados JAO, REN e OMIE

Assim sendo, os leilões de direitos financeiros de utilização da capacidade na interligação Portugal – Espanha, com entrega em 2023, resultaram numa perda líquida para o sistema de aproximadamente 7,45 milhões de euros.

¹¹⁵ 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.

¹¹⁶ 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).

INCIDENTES E CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO

A concretização do mercado interno de energia não seria possível sem a harmonização de regras para o seu funcionamento unificado no âmbito europeu. Neste sentido, os ORT em participação com as instituições europeias designadas e as entidades reguladoras nacionais desenvolveram a escala de classificação de incidentes¹¹⁷.

A escala de classificação de incidentes foi desenvolvida em conformidade com o Regulamento (CE) N.º 714/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho de 13 de julho de 2009, relativo às condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço de eletricidade, e o Regulamento (CE) N.º 2017/1485 da Comissão de 2 de agosto de 2017, que estabelece orientações sobre a operação de redes de transporte de eletricidade.

Em particular, o artigo n.º 15 do Regulamento (CE) N.º 2017/1485 estabelece a obrigação aos ORT de cada Estado-membro de fornecerem a um organismo associativo de ORT, a Rede Europeia de Operadores das Redes de Transporte para a Eletricidade (ENTSO-E), os dados e informações necessários para a elaboração dos relatórios anuais com base na escala de classificação de incidentes. Comete também à ENTSO-E a obrigação de publicar um relatório anual dos incidentes. Uma informação mais detalhada sobre as competências e objetivos da ENTSO-E pode ser consultada no subcapítulo 7.3.2.

A metodologia de classificação atual, de 4 de dezembro de 2019, visa fornecer uma síntese dos indicadores de segurança operacionais tal como estabelecido no artigo 15.º do Regulamento (CE) N.º 2017/1485; a identificação de qualquer ponto de melhoria necessário, por forma a garantir uma segurança operacional duradoura e sustentável; a identificação de qualquer melhoria possível relativa às ferramentas de operação das redes requeridas na manutenção da segurança operacional, relacionadas com operações em tempo real e com o planeamento operacional para assistir aos ORT nas suas tarefas, identificadas no artigo n.º 55 do Regulamento (CE) N.º 2017/1485; e fornecer explicações sobre os motivos dos incidentes.

A escala de classificação de incidentes compreende quatro escalas – a escala 0, 1, 2 e 3 – que integram diferentes níveis de severidade, de incidentes locais a incidentes maiores. Aqueles eventos que interferem com o funcionamento do sistema mas não são classificados como incidentes são abrangidos pela categoria abaixo da escala¹¹⁸.

¹¹⁷https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/Incident_Classification_Scale/IN_USE_FROM_JANUARY_2020_191204_Incident_Classification_Scale.pdf

¹¹⁸ A categoria abaixo da escala foi introduzida para contabilizar aquelas anomalias que não são consideradas incidentes, mas precisam ser tidas em conta para o cálculo dos indicadores de segurança operacional. A categoria apenas abrange violações das normas de tenção, incidentes em instalações geradoras de energia e incidentes que levam à degradação de frequência.

Durante o período em análise cabe destacar o incidente de 24 de julho de 2021 que conduziu à separação das redes elétricas de Portugal e Espanha da restante área síncrona da Europa continental. Pela sua importância, foi objeto de um relatório próprio à escala europeia.

No 24 de julho de 2021, pelas 15h36, na sequência de incidentes ocorridos nas linhas de interligação entre França e Espanha, ocorreu a separação das redes elétricas de Portugal e Espanha da restante área síncrona da Europa continental, tendo a Península Ibérica, que estava a importar energia, passado a funcionar em regime de subfrequência, tendo sido registado o valor 48,681 Hz no seu interior. Por seu lado, na restante Europa continental, que passou a funcionar em regime de sobrefrequência, a perturbação não foi tão expressiva devido à dimensão do sistema.

Pelas 16h09 a sincronização foi restabelecida, após terem sido utilizados todos os recursos ao dispor dos ORT para fazerem face a este tipo de perturbações, incluindo o deslastre automático de cargas. Pela sua dimensão e consequências, este incidente foi classificado como de grau 2 na Escala de Classificação de Incidentes adotada pela Rede Europeia dos Operadores das Redes de Transporte de Eletricidade, tendo sido objeto de um relatório específico ao abrigo do n.º 5 do artigo 15.º do Regulamento (UE) n.º 2017/1485, elaborado pela REORT-E, Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER), operadores das redes de transporte e entidades reguladoras diretamente envolvidas, publicado em 28.3.2022 na página da REORT-E¹¹⁹ na internet.

Após análise da informação enviada à ERSE pelos operadores das redes de transporte e de distribuição, ressaltam os factos que se relatam nos pontos seguintes.

1. O incidente ocorrido na rede europeia de eletricidade às 15h36m do dia 24/07/2021, gerou, por todo o território nacional, uma redução do valor de frequência substancialmente inferior a 49,20 Hz, tendo atingido uma cava máxima de 48,69 Hz, originando o deslastre da grande maioria das instalações consumidoras integradas no regime do serviço de interruptibilidade do SEN.
2. Na sequência da redução da frequência ocorrida, foram deslastradas cargas de forma distribuída por todo território nacional, afetando todos os níveis de tensão, por atuação automática dos relés de deslastre frequencimétrico nos escalões de 49,50 Hz (consumos dos grupos das centrais hidroelétricas que se encontravam em bombagem), 49,20 Hz (instalações prestadoras do serviço de interruptibilidade), 49,00 Hz e 48,80 Hz (linhas de Média Tensão de saída de subestações da RND com uma componente de carga elevada), de acordo com o estabelecido no Plano de Deslastre de cargas.

¹¹⁹ https://commission.europa.eu/energy-climate-change-environment/implementation-eu-countries/energy-and-climate-governance-and-reporting/national-energy-and-climate-plans_en

3. Através da informação presente nos sistemas de contagem e do SCADA da E-Redes estimaram-se os seguintes volumes de carga desligada da RND:
 - a. Bombagem: 18 MW
 - b. Interruptibilidade: 193 MW
 - c. Ilhas de clientes: 95 MW
 - d. Deslastre frequencimétrico MT (49,00 Hz, 48,80 Hz): 679MW
 - e. Causas internas de clientes: 25MW

O total de carga desligada na RND foi de cerca 1010 MW, sendo a carga anterior ao incidente de 4671 MW.

3.5 SUPERVISÃO E CONCORRÊNCIA NO MERCADO GROSSISTA

Diferentemente do que sucede no caso das redes de energia elétrica, no caso da produção o papel do regulador passa essencialmente pela supervisão do mercado e pelo fomento da concorrência. Para tal, importa monitorizar indicadores de concorrência (3.5.1), lançar mão de instrumentos de mercado que dinamizem a concorrência (3.5.2) e garantir a integridade e transparência (3.5.3) deste mercado no contexto da regulamentação europeia aplicável.

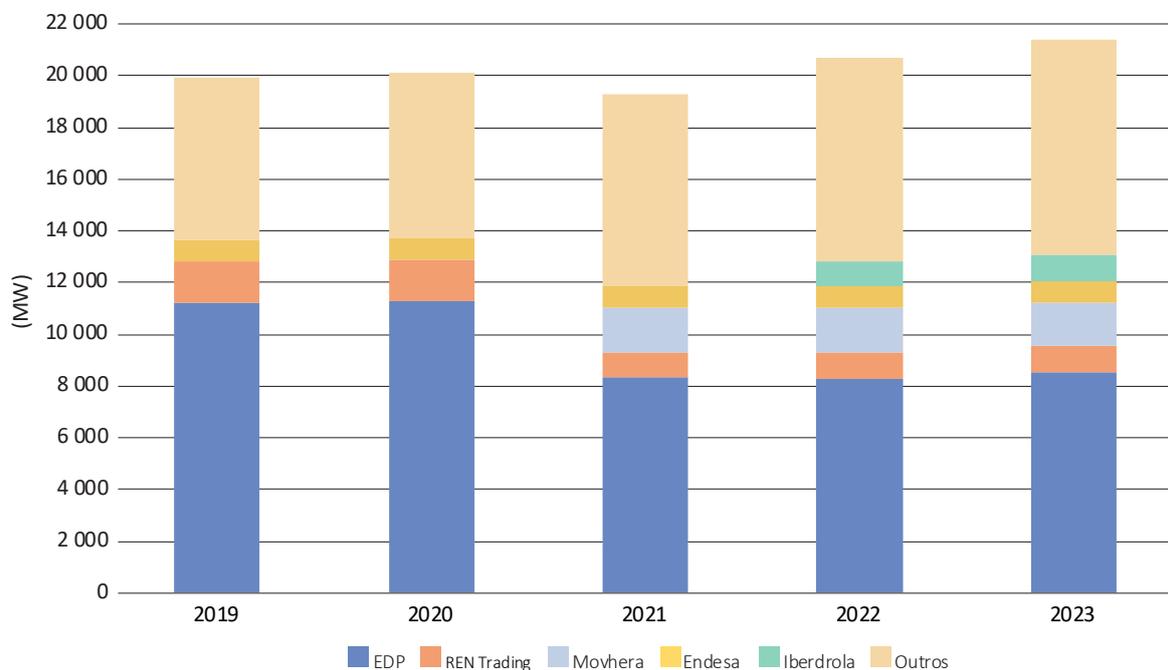
3.5.1 Indicadores de Concorrência

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

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

Em complemento à análise da repartição da capacidade instalada por tecnologia, importa caracterizar a repartição do parque instalado por entidade detentora ou gestora, efetuada na Figura 3-35, sendo constatável que o grupo EDP (inclui EDP Produção e EDP Renováveis) detém parte substancial do parque eletroprodutor português.

Figura 3-35 – Caracterização do parque eletroprodutor em Portugal continental¹²⁰
(por agente e capacidade instalada), 2019 a 2023



Fonte: REN, grupo EDP

A 17 de dezembro de 2020, a EDP anunciou ¹²¹ que concluiu a venda de um portefólio de seis centrais hídricas, em Portugal, ao consórcio de investidores formado pela Engie (participação de 40%), Crédit Agricole Assurances (35%) e Mirova - Grupo Natixis (25%). Este portefólio de centrais hídricas totaliza 1689 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 ¹²² 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.

¹²⁰ A categoria "Outros" inclui, nomeadamente, todas as entidades empresariais que tipicamente detêm ativos de PRE/PRG. Os valores referem-se ao final de cada ano.

¹²¹ Comunicado EDP: https://www.edp.com/sites/default/files/2020-12/20201217_Closing%206%20Hydro%20Plants_PT_0.pdf

¹²² <https://www.edp.com/pt-pt/noticias/2020/07/13/edp-antecipa-fecho-de-centrais-a-carvao-em-portugal-e-espanha>

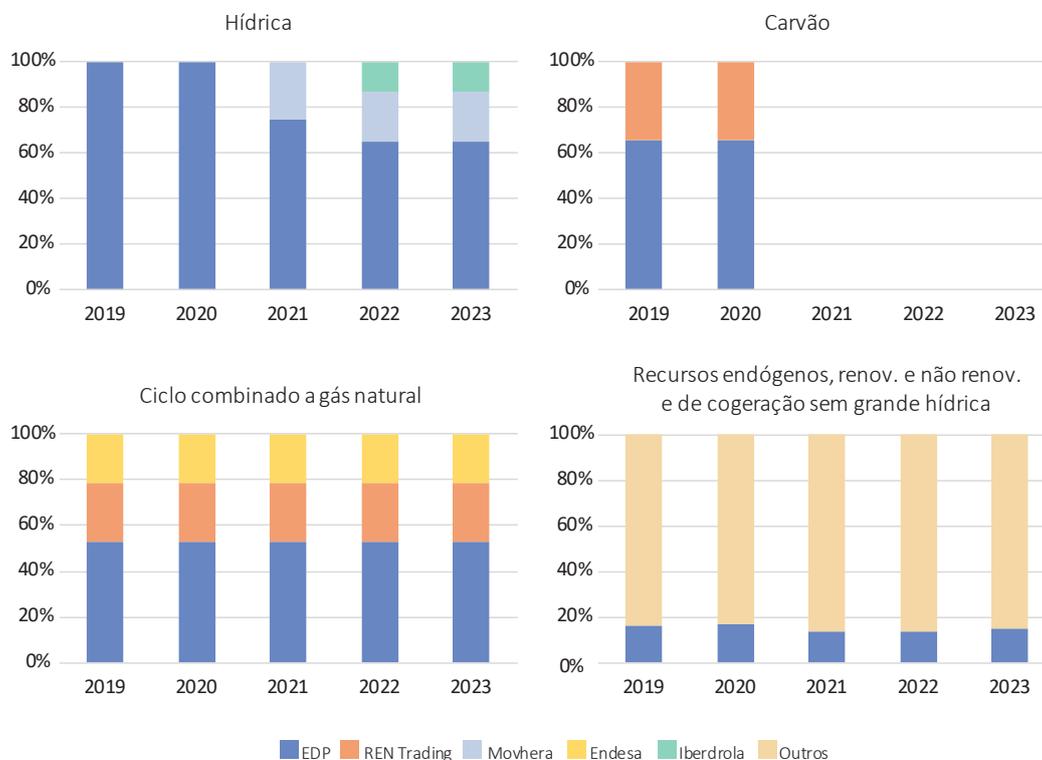
Em julho de 2022, foi inaugurado o projeto de produção hidroelétrica do Tâmega da Iberdrola. O complexo electroprodutor do Tâmega é composto por três centrais – Alto Tâmega, Daivões e Gouvães e dispõe de uma capacidade instalada total de 1158 MW. Em 2023, encontravam-se em regime de exploração industrial 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.

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.

A evolução das quotas dos diferentes agentes em termos de capacidade instalada, por tecnologia ou regime, é apresentada na Figura 3-36. 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 3-37, que apresenta os valores do índice de *Hirschman-Herfindall* (HHI¹²³), que mede a concentração empresarial.

¹²³ O índice Herfindahl-Hirschman (HHI) é uma medida da concentração das empresas relativamente ao seu setor de atividade e um indicador do grau de concorrência entre estas, por via das suas quotas de mercado.

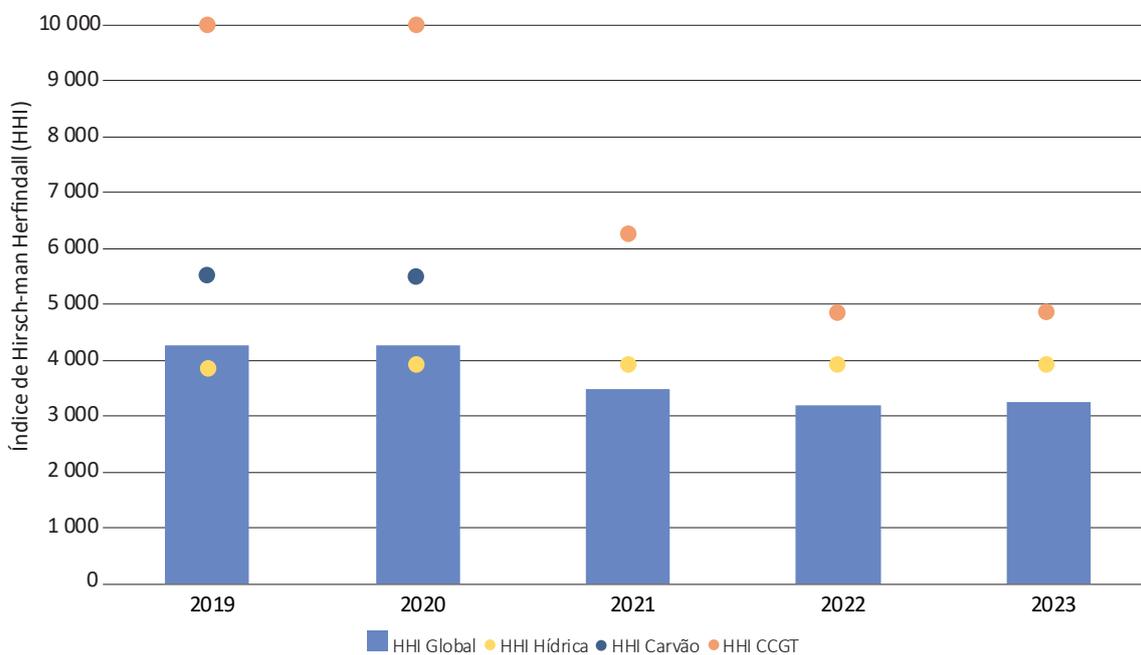
Figura 3-36 – Quotas de capacidade instalada por agentes nas diferentes tecnologias, 2017 a 2023



Fonte: 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, observa-se, em 2021, a evolução resultante da venda de ativos de geração hídricos efetuada pela EDP à Movhera e, em 2022, o efeito da entrada da nova capacidade de produção dos ativos de geração da Iberdrola. Salienta-se também, e como referido anteriormente, o desaparecimento, em 2021, das centrais termoelétricas a carvão como meio de produção de energia elétrica.

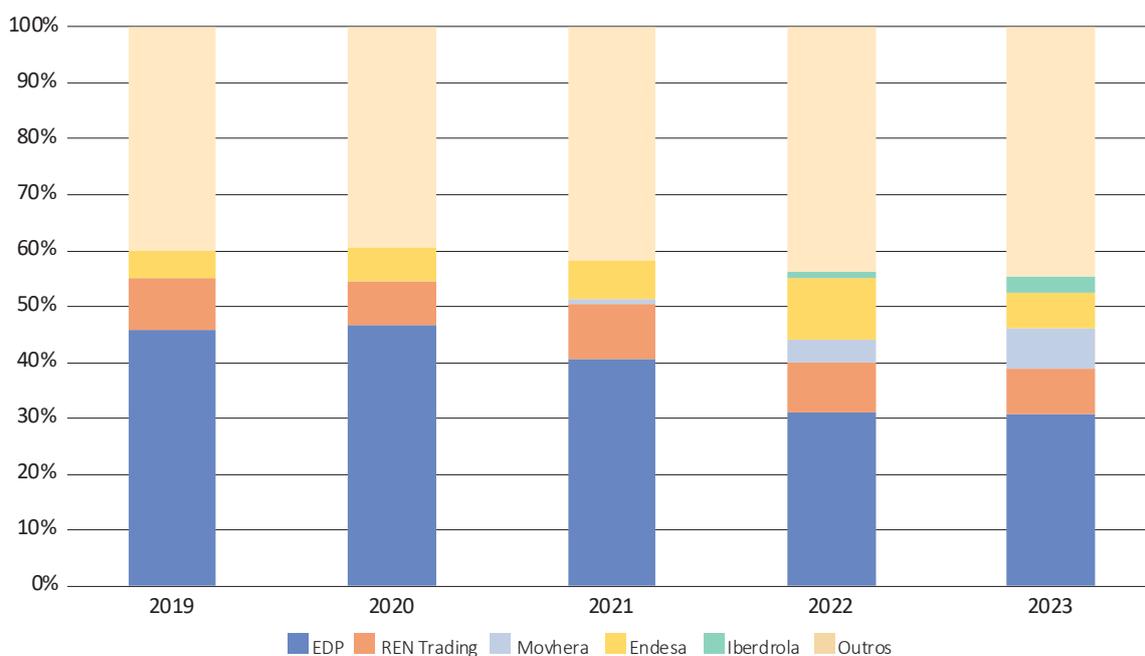
Figura 3-37 – Concentração em termos de capacidade instalada, 2019 a 2023



Fonte: REN e grupo EDP

A evolução das quotas de produção de energia elétrica por agente é apresentada na Figura 3-38.

Figura 3-38 – Quotas de energia produzida por agente¹²⁴, 2019 a 2023



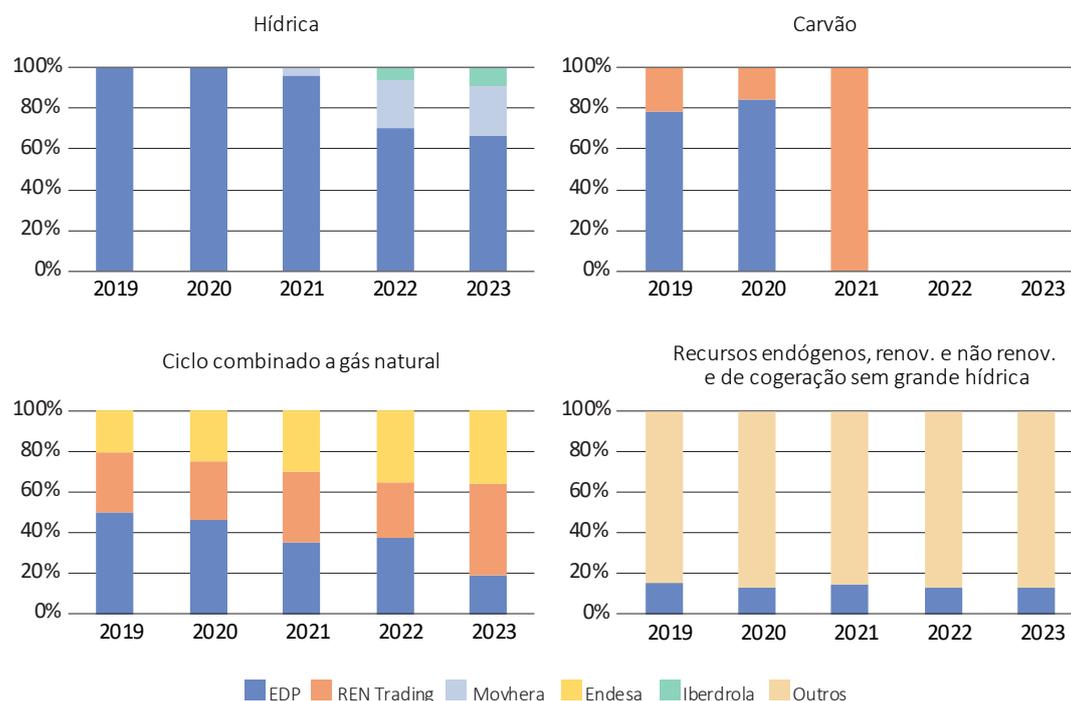
Fonte: REN e grupo EDP

¹²⁴ 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 devido, também, a um regime hidrológico desfavorável e à energia elétrica produzida pelos novos ativos hídricos da Iberdrola. Em 2023 observou-se um aumento da relevância dos agentes com exclusivamente parques 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 3-39.

Figura 3-39 – Quotas de energia produzida por agentes nas diferentes tecnologias, 2019 a 2023



Fonte: REN e grupo EDP

Em termos de energia elétrica produzida, o período entre 2019 e 2023 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 2019 e 2023, a situação tem-se mantido sem variações significativas apesar de uma tendência decrescente do operador EDP.

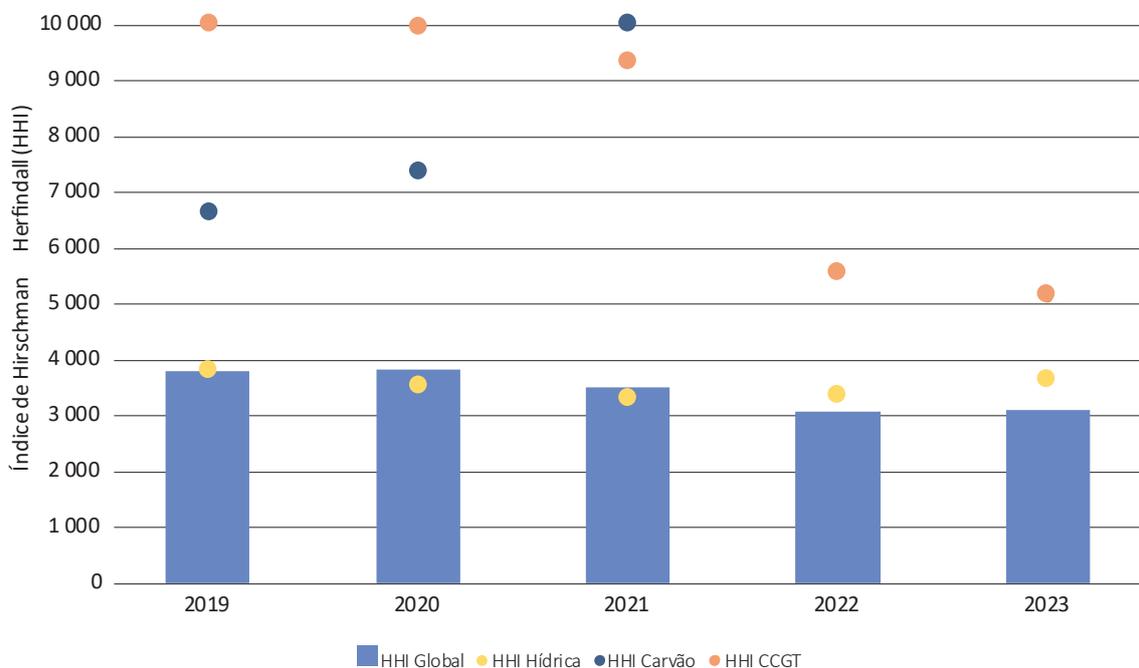
Relativamente à tecnologia hídrica, até 2020 manteve-se a presença exclusiva do operador dominante EDP em resultado de ser detentor de todos os grandes aproveitamentos hídricos. Em 2021, a venda de ativos hídricos da EDP à Movhera provocou alterações das quotas relativas. Verificou-se uma evolução semelhante em 2022 e 2023 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 2023 face a 2022. Esta variação, de cerca de 6,0 TWh em termos absolutos, resultou essencialmente da diminuição de produção dos grupos de ciclo combinado a gás natural da EDP (centrais de Lares e do Ribatejo) e da Endesa (Pego ciclo combinado). A central gerida pela REN Trading (central da Turbogás) manteve o seu nível de produção de eletricidade.

Relativamente às centrais termoelétricas a carvão, não se verificou produção de energia elétrica em 2023, tal como no ano anterior. 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 2023, registam uma concentração empresarial semelhante à que ocorrera em 2022. 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 3-40 – Concentração em termos de produção de energia elétrica, 2019 a 2023



Fonte: REN e grupo EDP

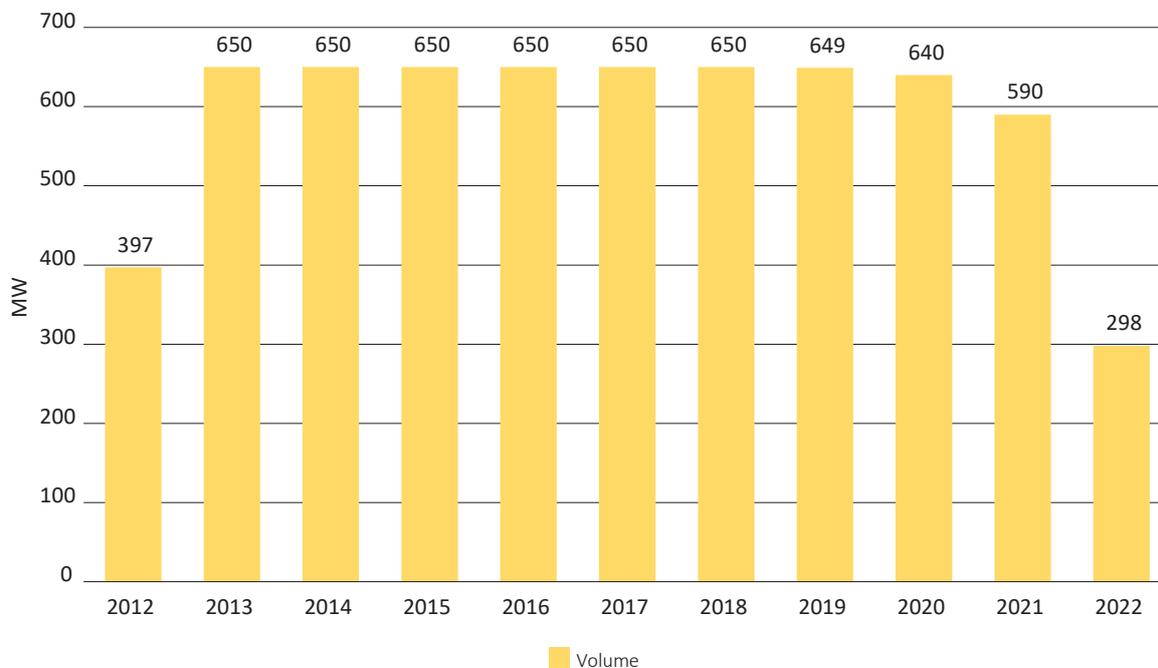
Importa reter que, por impossibilidade de análise mais refinada, a produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração sem a grande hídrica não controlada pela EDP é, para efeitos de cálculo dos indicadores de concentração, integralmente afeta a uma 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.

3.5.2 Leilões e Outros Instrumentos de Mercado

O mecanismo de contratação a prazo da energia adquirida a produtores em regime especial permite mitigar o risco para cálculo do sobrecusto da evolução do preço *spot* através da colocação a prazo da PRE, bem como criar condições de aprovisionamento a prazo aos comercializadores do ML.

A Figura 3-41 apresenta os volumes colocados de produção em regime especial desde o estabelecimento do mecanismo em 2012 até 2022.

Figura 3-41 – Volumes colocados entre 2012 a 2022



Fonte: OMIE, OMIP

Em 2021, no âmbito da aplicação do mecanismo de contratação a prazo da energia adquirida a produtores em regime especial, foram realizados cinco leilões de PRE com remuneração garantida, com a colocação de um total de cinco produtos distintos (um de carga base anual e quatro de carga base trimestral). Desses leilões, decorreu a colocação de um total de potência horária (volume colocado) de 590 MW. A variação de volume foi integralmente efetuada pela modulação de quantidade no produto trimestral (de 395 MW para os quatro primeiros trimestres) e no produto anual (de 195 MW). O volume de energia colocado neste instrumento correspondeu a cerca de 10% do consumo nacional, equivalente a 5,17 TWh.

Os leilões realizados para entrega no ano de 2021 asseguraram a total colocação dos volumes mínimos abertos à negociação, tendo permitido a estabilização do preço de colocação da energia de PRE.

Para entrega em 2022, no âmbito da aplicação do mecanismo de contratação a prazo da energia adquirida a produtores com remuneração garantida (Leilões Ordinários de PRE), foram realizados dois leilões de produção com remuneração garantida (40.º Leilão PRE e 41.º Leilão PRE), com a colocação de um total de três produtos distintos (um de carga

base anual e dois de carga base trimestral). Desses leilões, decorreu a colocação de um total de potência horária (volume colocado) de 509,3 MW, no primeiro trimestre de 2022, 339,3 MW, no segundo trimestre de 2022 e de 174,3 MW, no segundo semestre de 2022. O volume de energia colocado neste instrumento correspondeu a cerca de 5,2% do consumo nacional, equivalente a 2 610,49 GWh.

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

Os leilões (ordinários e extraordinários de PRE) para entrega em 2022, asseguraram praticamente a totalidade da colocação dos volumes mínimos abertos à negociação¹²⁵, correspondendo a um volume global de 3 084,11 GWh (85% do volume em leilões ordinários e 15% do volume em leilões extraordinários), tendo permitido a estabilização do preço de colocação da energia de PRE.

A existência do mecanismo de leilão permitiu disponibilizar ao mercado ferramentas de cobertura do risco de aprovisionamento de energia (em volume e em preço), que foram avaliadas positivamente pelos agentes de mercado.

O mecanismo de contratação a prazo da energia para aprovisionamento do CUR permite a cobertura dos riscos de variabilidade de preço e a estabilização das condições de custo do CUR, permitindo uma maior previsibilidade do processo tarifário e adequação das tarifas praticadas pelo CUR ao cliente final.

¹²⁵ Que inclui o volume adicional de 0,3 MW em carga base colocado no 40.º Leilão PRE referente ao contrato Mini Swap PTEL YR-22, tendo este representado cerca de 6% do volume mínimo aberto à negociação (de 5 MW em carga base).

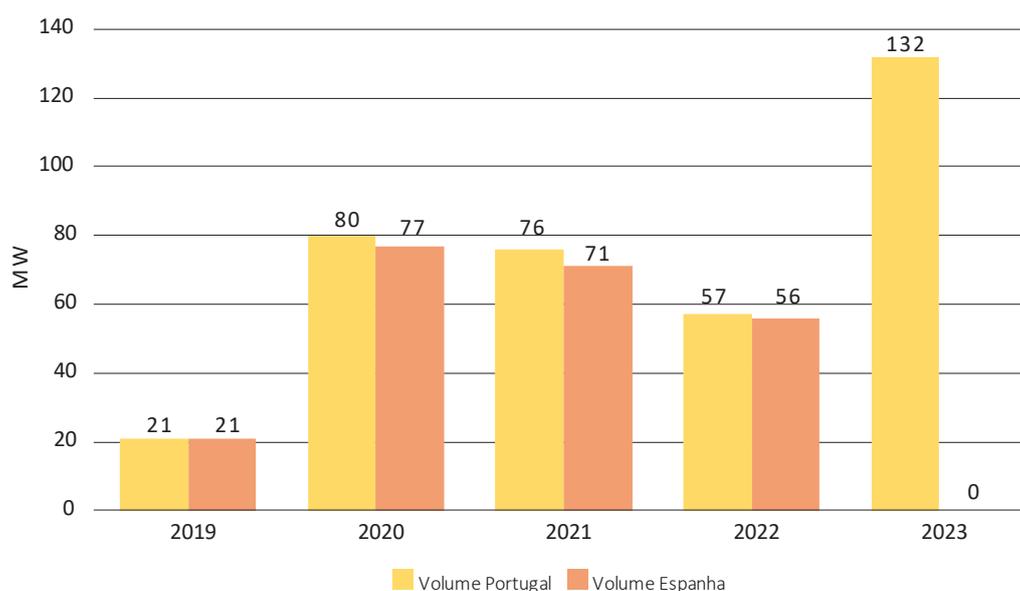
No Regulamento de Relações Comerciais do setor elétrico e do setor do gás a ERSE previu a existência de um mecanismo regulado de contratação de energia elétrica que permitisse, por um lado, estabilizar as condições da sua aquisição em mercado e, por outro, que servisse como ferramenta de aprovisionamento e cobertura do risco por parte do CUR. A operacionalização de tal mecanismo é efetuada através de regras gerais, ao abrigo do Regulamento de Relações Comerciais do Setor Elétrico (Diretiva n.º 13/2019, de 18 de julho), que consiste na realização de leilões abertos à participação de outros comercializadores em regime de mercado, no caso de existir liquidez suficiente por parte da oferta e desde que o CUR atinja os seus objetivos de aprovisionamento.

Neste contexto, a ERSE realiza, com base em comunicados de programação anual e convocatórias prévias a todos os Leilões para a contratação a prazo de energia elétrica pelo CUR, publicando os seus resultados, conforme estabelecido no quadro regulamentar vigente.

O mecanismo de contratação a prazo da energia para aprovisionamento do CUR permite assim a cobertura dos riscos de variabilidade de preço e a estabilização das condições de custo do CUR, com a vantagem de assegurar uma maior previsibilidade do processo tarifário e adequação das tarifas praticadas pelo CUR ao cliente final.

A Figura 3-42 apresenta os volumes colocados em Portugal e Espanha para aprovisionamento do CUR desde o estabelecimento do mecanismo em 2019 até 2023.

Figura 3-42 – Volumes colocados entre 2019 a 2023



Fonte: OMIE, OMIP

Em 2021, no âmbito da aplicação do mecanismo de contratação a prazo da energia para provisão do CUR, foram realizados cinco leilões, com a 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 cerca de 147 MW. O volume de energia colocado neste instrumento correspondeu a cerca de 3% do consumo nacional, equivalente a 1,29 TWh. Os leilões realizados para entrega no ano de 2021 asseguraram a total colocação dos volumes mínimos abertos à negociação.

Para entrega em 2022, no âmbito da aplicação do mecanismo de contratação a prazo da energia para provisão do CUR, foram realizados três leilões, com a colocação de um total de três produtos distintos (um de carga base anual e dois de carga base trimestral).

Desses leilões, decorreu a colocação de um total de potência horária (volume colocado) de 140 MW, no primeiro trimestre de 2022, 113 MW, no segundo trimestre de 2022 e de 100 MW, no segundo semestre de 2022. O volume de energia colocado neste mecanismo correspondeu a cerca de 2% do consumo nacional, equivalente a 990,75 GWh. Com exceção do volume colocado no 11.º Leilão CUR ¹²⁶, os restantes leilões realizados para entrega em 2022 asseguraram a total colocação dos volumes mínimos abertos à negociação.

Para entrega em 2023, no âmbito da aplicação do mecanismo de contratação a prazo da energia para provisão do CUR, foram realizados cinco leilões, com a colocação de um total de três produtos distintos (um de carga base anual e dois de carga base trimestral).

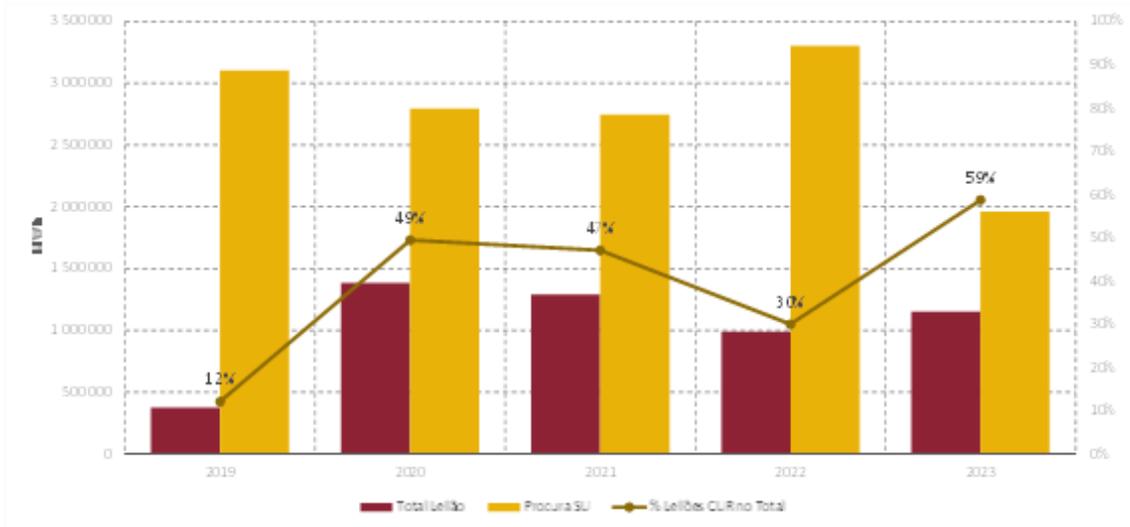
Desses leilões, decorreu a colocação de um total de potência horária (volume colocado) de 100 MW, no ano de 2023, 55 MW, no terceiro trimestre de 2023 e de 70 MW, no quarto trimestre de 2023. O volume de energia colocado, neste mecanismo, correspondeu a cerca de 2% do consumo nacional, equivalente a 1152,07 GWh. Os leilões realizados, para entrega em 2023, asseguraram a total colocação dos volumes mínimos abertos à negociação.

Os leilões de provisão do CUR contribuíram para a estabilização do preço de aquisição de energia elétrica do CUR.

¹²⁶ O volume de 3 MW em carga base colocado no contrato FPB Q2-22 representou cerca de 60% do volume mínimo aberto à negociação (de 5 MW em carga base).

A Figura 3-43 mostra a totalidade da energia colocada através do mecanismo de contratação a prazo da energia para aprovisionamento do CUR, a procura do CUR em cada um dos respetivos anos, bem como a proporção desta procura coberta pelo mecanismo.

Figura 3-43 – Cobertura da procura do CUR através do leilão

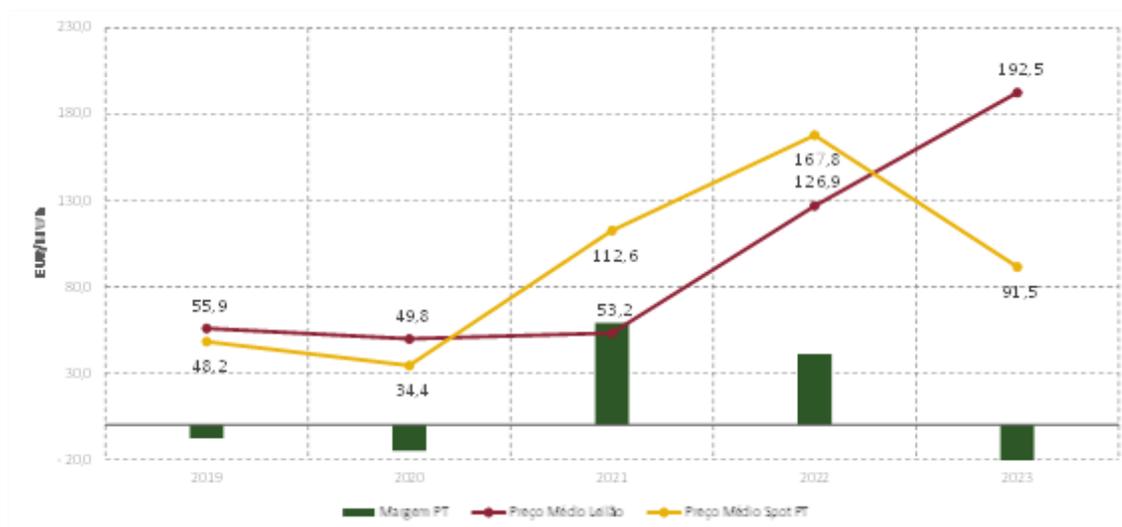


É observável que após o ano inicial de 2019 em que apenas foram colocados a negociação produtos para o último trimestre desse ano, o mecanismo de aprovisionamento do CUR tem permitido cobrir uma parte muito significativa da procura do CUR, que representa um pouco menos de metade das necessidades de volume, de modo a não pôr o CUR em risco de volume¹²⁷.

A Figura 3-44 apresenta o preço médio do leilão e o preço médio aritmético em mercado spot bem como a margem de liquidação unitária resultante dos mesmos.

¹²⁷ Evitando que haja cobertura em excesso nas horas de consumo real da carteira, já que o diagrama de consumo do CUR é perfilado.

Figura 3-44 – Relação entre os preços médios do leilão e do mercado spot



Verifica-se que durante os anos de 2019, 2020 e 2023 a contratação a prazo implicou um prémio explicitado pela margem negativa entre os preços do mercado *spot* e do leilão. Em 2021 e 2022, devido à subida de preços da eletricidade no mercado *spot* obteve-se uma margem positiva para o SEN.

3.5.3 Integridade e Transparência do Mercado Grossista

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 prerrogativa expressa no regulamento europeu relativo à integridade e à transparência nos mercados grossistas de energia (REMIT, *Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency* ¹²⁸), a respeito da obrigação de reporte de informação privilegiada.

¹²⁸ Regulamento (EU) n.º 1227/2011 do Parlamento Europeu e do Conselho, relativo à integridade e à transparência nos mercados grossistas de energia.

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 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 ¹²⁹, sem prejuízo de o enquadramento regulamentar europeu permitir a publicação de informação privilegiada em outras plataformas IIP¹³⁰, 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 OMIE¹³¹ enquanto IIP.

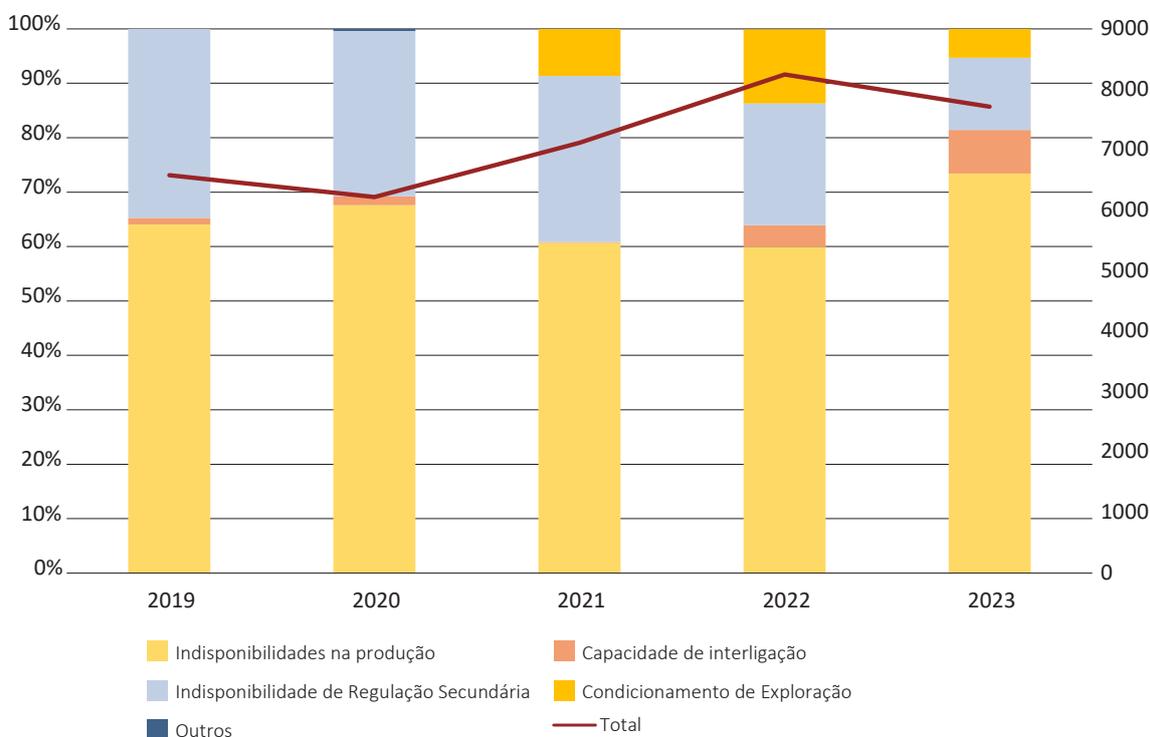
A Figura 3-45 mostra a distribuição dos factos relevantes comunicados entre 2019 e 2023 bem como o total de ocorrências.

¹²⁹ <https://mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/Informa/Paginas/default.aspx>

¹³⁰ IIP, *Inside information platform* é a designação em inglês de Plataformas de Informação privilegiada.

¹³¹ <https://umm.omie.es/electricity-list>

Figura 3-45 – Comunicação de factos relevantes, 2019 a 2023



Fonte: REN

3.6 SERVIÇOS DE SISTEMA

No setor elétrico é comum separar os mercados de serviços de sistema dos restantes mercados organizados. Não sendo incomum enquadrar o mercado de serviços de sistema fora dos mercados grossistas e junto das atividades reguladas dos ORT. Efetivamente este é gerido pela Gestão Global do Sistema (GGS), atividade regulada (3.6.2) levada a cabo pelo ORT a nível nacional em Portugal Continental.

No entanto, muitos dos atores neste mercado (3.6.1) são os mesmos que participam nos mercados grossistas e há um nexos de causalidade entre esta realidade (GGS) e a dos restantes mercados grossistas.

Neste subcapítulo são também tratados instrumentos que historicamente têm sido utilizados para promover um melhor equilíbrio entre a oferta e procura, com incidência na segurança de abastecimento no curto (3.6.4) e no médio prazo (3.6.5). A implementação destas ferramentas tem oscilado muito na última década, designadamente, devido à alteração da regulamentação europeia que enquadra a aplicação dos mesmos.

3.6.1 Balanço

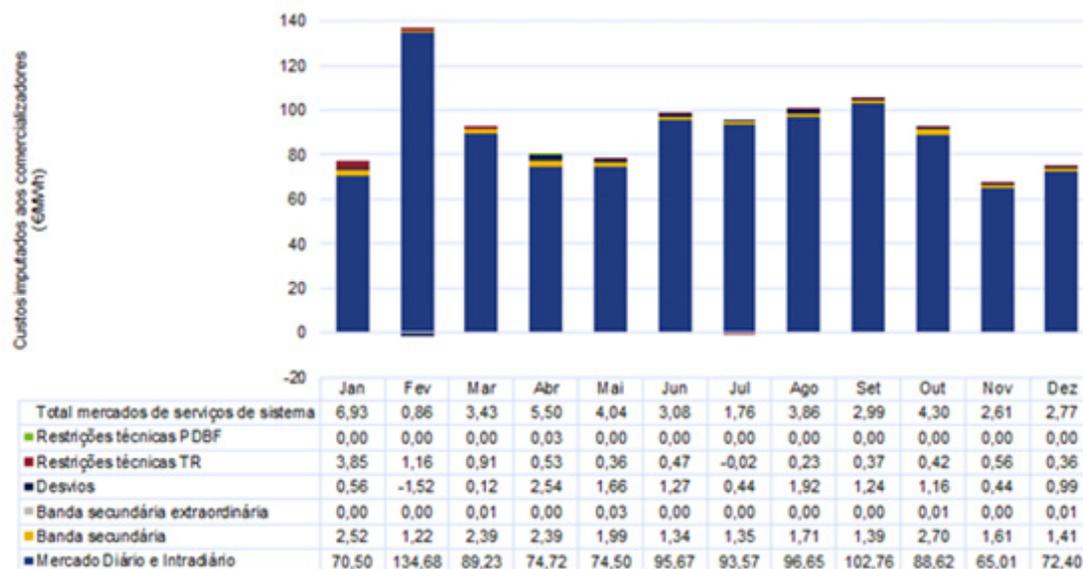
A mobilização do serviço de compensação dos desvios de produção e de consumo de eletricidade, bem como de resolução de restrições técnicas, efetua-se no âmbito do mercado de serviços de sistema, cuja operacionalização é da responsabilidade da REN – Rede Eléctrica Nacional S.A., na sua função de Gestor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

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

A Figura 3-46 apresenta a repercussão dos mercados diário e intradiário e mercado de serviços de sistema, nos custos imputados aos comercializadores em 2023, com desagregação da parcela relativa ao mercado diário e intradiário e da que respeita ao mercado de serviços de sistema.

Esta figura permite ainda verificar que o encargo com o mercado de serviços de sistema foi essencialmente condicionado pelos custos associados à contratação de banda secundária, à resolução de desvios e de restrições técnicas em tempo real, tendo as restantes componentes uma expressão menos significativa.

Figura 3-46 – Repercussão dos mercados diário e intradiário¹³² e de serviços de sistema nos custos imputados aos comercializadores a atuar em Portugal, 2023



Fonte: REN.

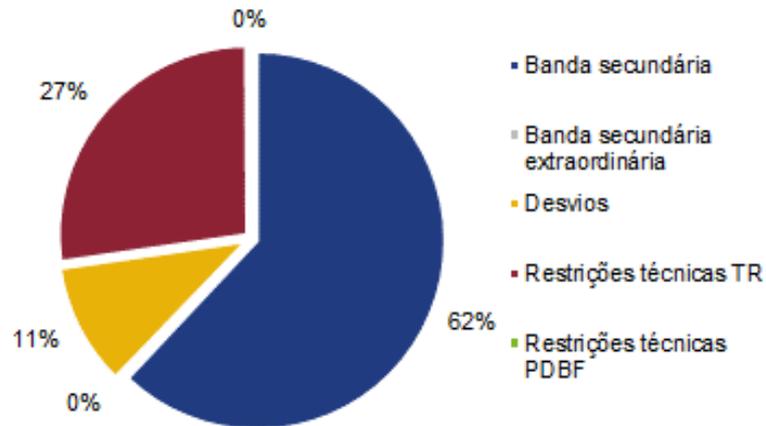
Os mercados de serviços de sistema representaram, em 2023, um custo médio ponderado de 2,97 EUR/MWh, face a um preço médio ponderado nos mercados diário e intradiário de 87,91 EUR/MWh, o que traduz uma expressiva redução do preço médio de mercado diário e intradiário de cerca de 48% face ao ano anterior, tendo o custo médio dos mercados de serviços de sistema mantido praticamente o mesmo valor.

A Figura 3-47 apresenta a repartição dos custos do mercado de serviços de sistema, confirmando-se que o peso da contratação de banda secundária é dominante, significando praticamente o dobro do da resolução de desvios e de restrições técnicas.

¹³² 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).

Nota: PDBF – Programa Diário Base de Funcionamento e TR – Tempo Real

Figura 3-47 – Repartição dos custos do mercado de serviços de sistema, 2023



Fonte: REN

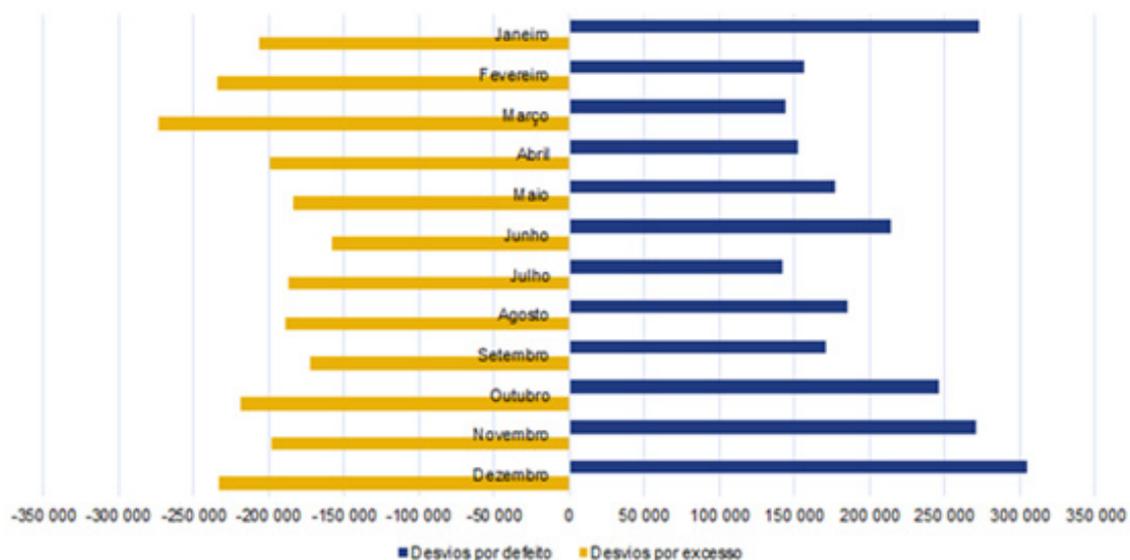
A valorização dos desvios em cada hora corresponde exatamente aos custos variáveis de regulação, a pagar aos agentes que solucionam o desequilíbrio através da participação no mercado de serviços de sistema (prestadores de serviços de sistema- BSP).

A Figura 3-48 apresenta a evolução das energias de desvio, por defeito ¹³³ e por excesso ¹³⁴, verificadas ao longo de 2023. Face a 2022, registou-se um aumento dos desvios por defeito, com variação na média mensal de 170 GWh para 203 GWh, compensado por uma redução dos desvios por excesso, com variação na média mensal de 226 GWh para 205 GWh. Em termos totais, verificou-se um ligeiro aumento do valor ocorrido em 2022 de, 4 756 TWh para 4,892 TWh.

¹³³ Um desvio por defeito, para cada hora, e por unidade de produção ou de consumo, resulta de um consumo superior ao programado, no caso de intervenientes consumidores, ou uma produção inferior à programada, no caso de intervenientes produtores.

¹³⁴ Um desvio por excesso, para cada hora, e por unidade de produção ou de consumo, resulta de um consumo inferior ao programado, no caso de intervenientes consumidores, ou uma produção superior à programada, no caso de intervenientes produtores.

Figura 3-48 – Evolução dos desvios, 2023



Fonte: REN

3.6.2 Regulação do Gestor Global do Sistema

3.6.2.1 Metodologias de Regulação e Parâmetros

Até 2017, os proveitos da atividade de GGS foram determinados em base anual e através de uma metodologia do tipo *cost plus* ou *rate-of-return*, ao contrário da maioria das restantes atividades do setor elétrico reguladas pela ERSE, sujeitas a metodologias de regulação por incentivos com aplicação de metas de eficiência. Para o período de regulação 2018-2021, a ERSE decidiu iniciar a aplicação de uma metodologia do tipo *revenue cap* aos custos de exploração da atividade de GGS, com a separação dos custos em controláveis e não controláveis para efeitos de aplicação de metas de eficiência.

Entre os motivos que justificaram o alargamento da regulação por incentivos à atividade de GGS, destaca-se o facto de esta atividade ser desenvolvida no seio de um grupo empresarial em que a maioria das empresas desenvolvem atividades reguladas sujeitas à aplicação de metas de eficiência, o que poderá potenciar a subsídição cruzada entre atividades com níveis de exigência diferentes.

Contudo, o alargamento da imposição de metas de eficiência à atividade de GGS teve em conta a importância desta atividade para a gestão técnica global do SEN. O carácter abrangente e casuístico desta atividade dificulta a identificação de indutores de custo, justificando, por isso, a associação dos custos da atividade a uma estrutura fixa.

Deste modo, a ERSE decidiu manter, para o período de regulação 2022-2025, uma metodologia do tipo *revenue cap* aos custos de exploração da atividade de GGS, com aplicação de metas de eficiência aos custos de exploração considerados controláveis. Todavia, o facto de existirem novas obrigações, decorrentes de regulamentação europeia, leva a que se continue a contemplar nesta metodologia de regulação, à semelhança do período de regulação que terminou em 2021, uma parcela de custos não sujeita à aplicação de metas de eficiência, para acomodar custos não previstos pelo regulador aquando da definição da base de custos.

CUSTOS DE INVESTIMENTO

Em termos de CAPEX, tem sido aplicada uma metodologia de regulação do tipo *rate-of-return*, de acordo com o descrito no capítulo 2.3.

O valor do CAPEX, ao qual é aplicada uma metodologia do tipo *rate-of-return*¹³⁵, tem subjacente a aplicação da taxa de remuneração dos ativos igual à taxa aplicada na atividade de TEE. Em 2021, a taxa de remuneração considerada foi de 4,51%, e que correspondeu a uma ligeira redução face ao ano anterior (4,60%), decorrente da aplicação da metodologia de indexação parcial às *yields* das OT. Destaque-se que a taxa de remuneração da atividade da GGS tem sido equivalente à de TEE, deste modo, para o período de regulação de 2022 a 2025, é de 4,40%, configurando uma redução face ao período de regulação de 2018 a 2021, que com as atualizações resultantes do mecanismo de indexação se acabou por fixar num valor real de 4,75% em 2022, e de 5,27% em, 2023.

CUSTOS DE EXPLORAÇÃO SUJEITOS A METAS DE EFICIÊNCIA

A metodologia do tipo *revenue cap* a aplicar ao OPEX da atividade de GGS não inclui componente variável com indutores de custos, contemplando apenas uma parcela fixa na qual se aplica a meta de eficiência anual e que está indexada à taxa de inflação.

Em particular, no caso do OPEX¹³⁶ da atividade de GGS foi aplicado, até 2017, um mecanismo de custos aceites em base anual. A partir de 2018 a forma de regulação alterou-se, passando a atividade de GGS ao nível do OPEX a ser regulada através da aplicação de incentivos, por aplicação de um *revenue cap*, sujeito à aplicação de uma meta de eficiência de 1,5% ao ano. No período de regulação de 2022 a 2025, a metodologia de regulação manteve-se, com a meta de eficiência a manter-se em 1,5%.

¹³⁵ A remuneração dos ativos relacionados com aproveitamento hidroelétricos, que fazem parte da base de ativos da atividade de GGS desde 2006, não é evidenciada por se encontrar no âmbito dos Custos de Interesse Económico Geral (CIEG), estando enquadrada pelos diplomas legais que definem a remuneração das parcelas associadas aos terrenos afetos ao Domínio Público Hídrico.

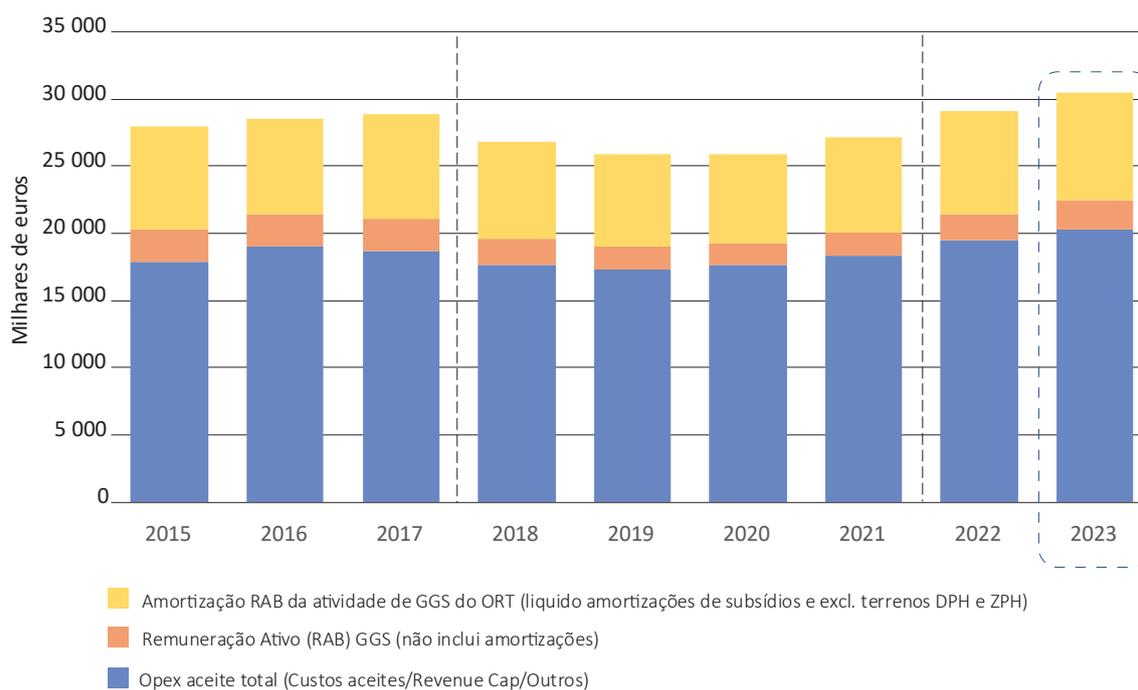
¹³⁶ Do inglês Operational Expenditure, corresponde aos custos de exploração.

3.6.2.2 Caracterização Económica

EVOLUÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS ATÉ 2020

A Figura 3-49 apresenta a evolução dos proveitos permitidos reais da atividade de GGS, do Operador da Rede de Transporte, a preços correntes.

Figura 3-49 – Proveitos permitidos reais¹³⁷ – GGS (preços correntes)



Fonte: ERSE, REN

A evolução dos custos de exploração (OPEX) apresenta uma tendência de crescimento até 2017, último ano de aplicação do um mecanismo de custos aceites, tendo atingido os 18,7 milhões de euros. Em 2018, primeiro ano da nova metodologia regulatória, com a aplicação do *revenue cap*, o valor do OPEX reduziu-se 5,2%, para um valor de 17,7 milhões de euros. Entre 2018 e 2023, o OPEX cresceu cerca de 14,3%, para 20,2 milhões de euros. Esta variação do OPEX entre 2018 e 2023 tem origem nos custos de exploração ocorridos, sujeitos a aprovação da ERSE, nomeadamente os referentes aos custos de plataformas afetas à gestão do sistema, a considerar fora do *revenue cap*, não sujeito à aplicação de metas de eficiência, fruto das novas obrigações atribuídas ao Gestor do Sistema, nomeadamente no âmbito da legislação europeia.

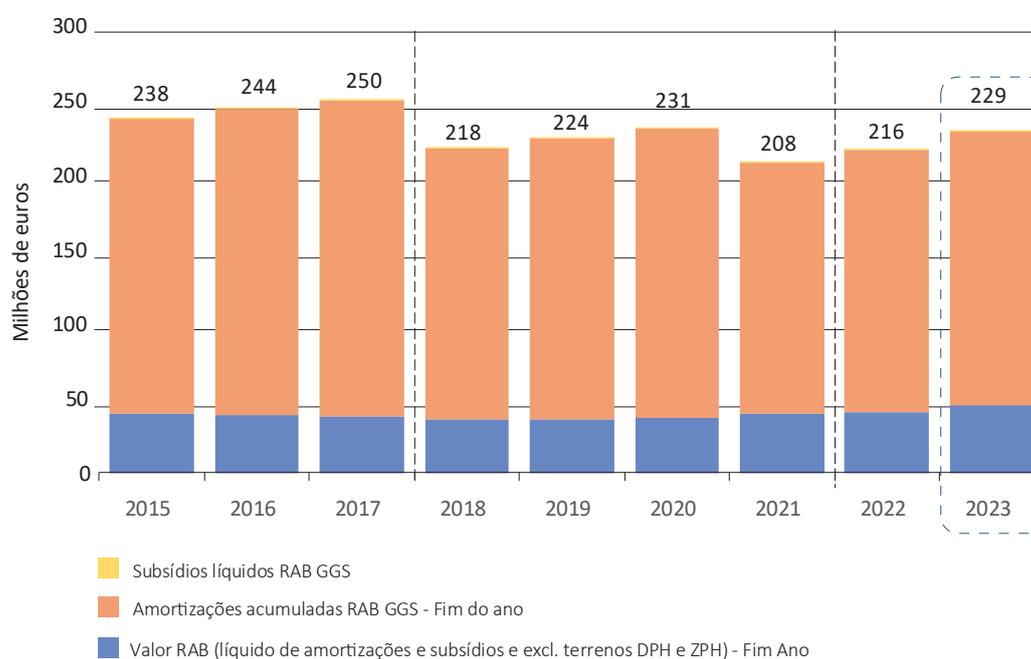
¹³⁷ Não inclui efeitos de ajustamentos.

O valor do CAPEX¹³⁸ observou uma redução de 18,4% entre 2015 e 2020, em resultado da redução do valor médio do ativo líquido remunerado e do valor das amortizações. De 2020 a 2023, o CAPEX aumentou 23,5%, devido ao aumento do valor médio do ativo líquido e das amortizações do exercício, como consequência do forte crescimento do investimento.

EVOLUÇÃO DOS ATIVOS E INVESTIMENTO

A Figura 3-50 apresenta a evolução dos ativos regulados afetos à atividade de GGS.

Figura 3-50 – Evolução do ativo da GGS



Fonte: ERSE, REN

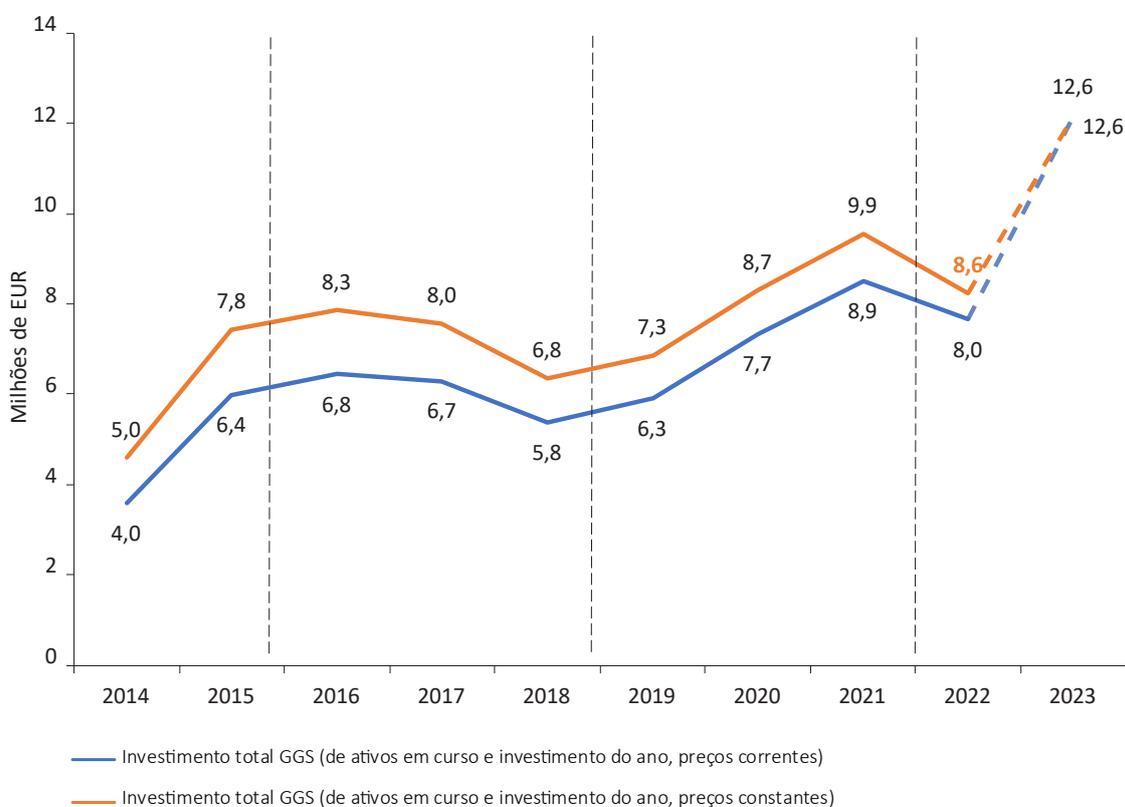
A figura evidencia:

- Uma tendência de descida no imobilizado líquido da atividade de GGS até 2018, seguida de crescimento entre 2018 e 2023;
- O valor médio do RAB no período 2015 a 2023 foi de 39 milhões;
- O valor médio das amortizações acumuladas no período 2012 a 2020 foi de 189 milhões.

A Figura 3-51 apresenta o comportamento do investimento realizado na atividade de GGS.

¹³⁸ Dado pela soma da remuneração do ativo líquido médio e das amortizações do exercício.

Figura 3-51 – Evolução do investimento da GGS



Fonte: ERSE, REN

Na atividade de GGS o investimento é caracterizado por alguma volatilidade, com uma tendência de crescimento notório no período em análise. Entre 2015 e 2017 os valores dos investimentos registaram um aumento muito significativo, em particular nas rúbricas de telecomunicações e edifícios e outras construções. A média dos investimentos, a preços correntes, no período regulatório 2015-2017 (6,6 milhões de euros) foi cerca de 63% superior ao valor médio dos investimentos no período regulatório 2012-2014 (4,1 milhões de euros). No período de regulação que terminou em 2021, observa-se uma tendência de crescimento dos valores de investimento, com o valor médio (2018 a 2021) a atingir os 7,1 milhões de euros, acima do valor médio do período regulatório anterior. Em 2023 o investimento atinge o valor anual mais elevado de sempre (12,6 milhões de euros) em consequência de investimentos no sistema SCADA, na rede de telecomunicações de segurança e em ferramentas de apoio aos mercados.

3.6.3 Plataformas Europeias Comuns

As 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 Europeia, são um importante marco regulatório no que concerne à garantia de equilíbrio na gestão técnica do sistema elétrico nacional e europeu.

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

O projeto TERRE¹³⁹, iniciado em 2013, é um projeto piloto voluntário que resulta das iniciativas de implementação antecipadas do Código de Rede de *Balancing*, a que o Regulamento (UE) 2017/2195 acima referido deu corpo. A plataforma de troca de energia de balanço a partir de reservas de reposição (LIBRA), que concretizou o projeto TERRE, iniciou o seu funcionamento em janeiro de 2020, através do ORT da República Checa (CEPS). No início de março de 2020, foi a vez do ORT de Espanha (REE) passar a utilizar a plataforma, seguida do ORT de Portugal (REN- Rede Elétrica Nacional) a 29 de setembro, do ORT da Suíça (Swissgrid), a 8 de outubro, de França (RTE), a 2 de dezembro de 2020 e, por último de Itália, (TERNA) a 13 de janeiro de 2021.

O Quadro 3-14 mostra os valores de energia e os preços médios ponderados em 2023 de reserva de reposição transacionada no âmbito do TERRE em cada um dos sentidos. O quadro mostra ainda a mesma informação no que diz respeito a Portugal, sobre ofertas, ativações e o respetivo preço médio ponderado, bem como a energia na interligação, importada (subir) e exportada (descer).

Quadro 3-14 – Estatística relativa ao TERRE, 2023

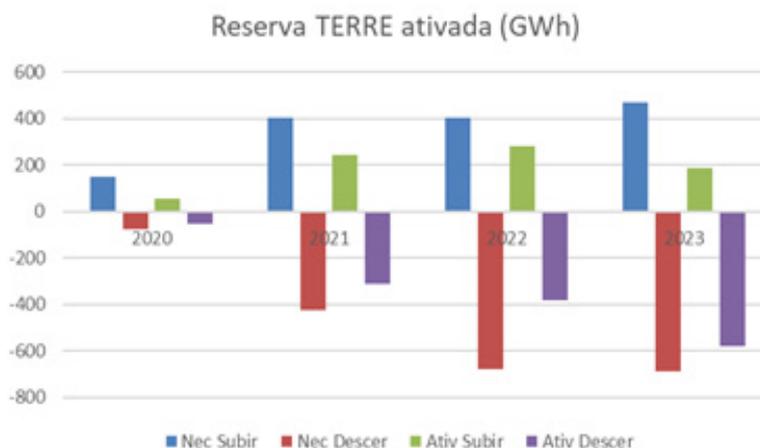
	Subir	Descer
Energia (GWh)	468	686
Preço Médio (€/MWh)	101,78	42,84
Ofertas PT (GWh)	16 917	9,939
Ativações PT (GWh)	186	582
Preço Médio (€/MWh)	87,22	87,88
Interligação (GWh)	830	652

Fonte: REN

¹³⁹ Trans European Replacement Reserves Exchange.

A figura seguinte mostra a evolução da reserva de reposição ativada na plataforma TERRE entre 2020 e 2023, em GWh, no que diz respeito às necessidades declaradas pela REN e à resposta dos agentes de mercado em Portugal.

Figura 3-52 – Reserva de reposição ativada na plataforma TERRE de 2020 a 2023



Fonte: REN

Recorda-se que, em 16 de dezembro de 2020, a REN iniciou a utilização da plataforma IGCC¹⁴⁰, do processo de coordenação de desvios (IN). As energias anuais deste processo são muito relevantes, comparativamente às energias do processo da reserva de regulação secundária. Em 5 de outubro de 2022, entrou em funcionamento a plataforma europeia MARI relativa ao processo mFRR¹⁴¹, com os ORT da Chéquia e da Alemanha (TenneT DE, 50Hertz, Amprion e TransnetBW). O ORT da Áustria (APG) aderiu ao MARI a 20 de junho de 2023.

Em 1 de junho de 2022, entrou em funcionamento a plataforma europeia PICASSO relativa ao processo aFRR¹⁴², com o ORT da Chéquia. A 22 de junho de 2022, aderiram igualmente os ORT da Alemanha e da Áustria, seguindo-se, a 19 de julho de 2023, o ORT de Itália.

¹⁴⁰ International Grid Control Cooperation.

¹⁴¹ MARI: Manually Activated Reserves Initiative; mFRR: Manual Frequency Restoration Reserve.

¹⁴² PICASSO: Platform for the International Coordination of the Automatic frequency restoration process and Stable System Operation; aFRR: Automatic Frequency Restoration Reserve.

A REN está a participar no desenvolvimento destas plataformas europeias, PICASSO e MARI, prevendo-se o acesso a esta última no final de 2024 e ao PICASSO em 2025. A participação nestas plataformas é obrigatória, estando em curso a adesão dos diversos ORT da UE. No caso do TERRE, atrás referido, a sua obrigatoriedade é exclusiva aos Estados Membros cujos ORT utilizam a Reserva de Reposição, anteriormente denominada Reserva de Regulação. Apenas participam no TERRE os ORT.

A ACER tem monitorizado a implementação das plataformas MARI e PICASSO, bem como o funcionamento das plataformas TERRE e IGCC, a implementação harmonizada de liquidação de desvios (ISH) e as metodologias de liquidação entre ORT (nas interligações, mas excluindo as plataformas). Adicionalmente, a ACER está a desenvolver trabalhos relacionados com as plataformas europeias, de acordo com o EB GL, como sejam a definição das metodologias “Harmonization of Cross-Zonal Capacity Allocation methodologies”, “RCC Facilitation for Balancing Capacity Procurement” e “RCC Regional Sizing of Reserves”.

3.6.4 Interruptibilidade e Participação da Procura

3.6.4.1 Evolução Histórica

Desde 2006, que a legislação de base do setor elétrico português prevê a possibilidade de se estabelecerem medidas de eficiência e gestão da procura alternativas ao aumento da potência instalada dos centros electroprodutores¹⁴³. Entre estas medidas encontra-se a disponibilidade dos consumidores para, mediante uma retribuição, reduzirem a potência de carga abastecida pela rede pública, em resposta a uma ordem dada pelo operador da rede de transporte, o que permite dar resposta rápida e eficiente em situações de emergência e flexibilizar a operação do sistema, contribuindo para a segurança de abastecimento.

Atendendo aos objetivos de liberalização do mercado de eletricidade e para harmonizar a regulamentação a nível ibérico relativas às condições de acesso e remuneração do serviço de interruptibilidade, o Governo Português publicou em 2010¹⁴⁴ novas condições de participação no mecanismo de redução de potência, aplicáveis aos consumidores que adquiram a sua energia no mercado liberalizado, os quais, para o efeito, passaram a contratualizar este serviço com o operador da rede de transporte. Nesta ocasião foi também definida a extinção no prazo de um ano dos contratos de serviço de interruptibilidade previamente existentes com consumidores abastecidos pelo CUR.

¹⁴³ Designadamente o artigo Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto

¹⁴⁴ Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho

O serviço de interruptibilidade compreendia diferentes tipos e características de redução de potência, que dependiam do tempo mínimo de pré-aviso pelo operador da rede de transporte e da duração da redução solicitada, sendo possível aos consumidores optarem POR duas modalidades com diferentes tipos de redução de potência.

Os requisitos para os consumidores que podiam prestar o serviço de interruptibilidade, para além de terem de contratar a sua energia no mercado liberalizado e estarem ligados aos níveis de tensão MAT, AT e MT, envolviam limites mínimos de potência interruptível, de potência média anual ou de consumo médio anual, bem como a necessidade de instalação de equipamento de comunicação com o operador da RNT e de atuação automática na sua carga.

A retribuição do serviço de interruptibilidade era composta por duas parcelas: (i) uma correspondente à remuneração da disponibilidade para prestar o serviço, cujo valor dependia da modalidade escolhida pelo consumidor, da potência interruptível, de fator relacionado com a modulação do consumo em horas de ponta e cheio e de fator relacionado com a utilização da potência contratada; (ii) outra correspondente à remuneração das ativações do serviço que efetivamente se concretizassem, dependente da duração das interrupções, da potência interruptível e do preço de mercado nas horas em que as interrupções ocorressem.

A evolução do regime legal da interruptibilidade ao longo do tempo introduziu várias alterações nos requisitos aplicáveis aos consumidores que podiam prestar este serviço, bem como nos parâmetros que determinam a sua remuneração. Outra evolução que se assinala foi a introdução, em 2012, de testes de disponibilidade às instalações consumidoras que prestavam o serviço de interruptibilidade, embora a condicionalidade de atribuição da remuneração à realização destes testes tenha sido aplicada mais tarde, em 2016¹⁴⁵.

A intenção de harmonização ibérica que norteou a criação do regime de interruptibilidade através da Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho, e que justificou as suas sucessivas alterações, deixou de se verificar a partir do momento em que este regime passou a ser atribuído por mecanismos de mercado em Espanha. Por outro lado, o mecanismo de atribuição e remuneração do serviço de interruptibilidade em Portugal não era compatível com as orientações relativas a auxílios de Estado, nem com as regras e diretrizes europeias do mercado interno, que estipulam a adoção de procedimentos abertos, transparentes e não discriminatórios, em detrimento de mecanismos de atribuição administrativa como o ainda previsto na referida portaria.

¹⁴⁵ Introduzido pela Portaria n.º 200/2012, de 2 de julho, embora a condicionalidade de atribuição da remuneração à realização de testes de disponibilidade, só tenha sido estabelecida pela Portaria n.º 268-A/2016, de 13 de outubro. A DGEG e a ERSE passaram a ser responsáveis pela validação dos resultados dos ensaios.

Esta incompatibilidade conduziu a que a Comissão Europeia tivesse determinado ao Estado Português que substituísse o mecanismo administrativo de interruptibilidade por outro baseado no mercado e compatível com as regras em matéria de auxílios de estado. Por este motivo, o Governo comprometeu-se a avaliar e implementar mecanismos alternativos ao regime de interruptibilidade, designadamente através da inclusão dos consumidores que prestam estes serviços no regime de remuneração de reserva de segurança do SEN, estabelecido pela Portaria n.º 41/2017, de 27 de janeiro, atendendo a que o mesmo já prevê que os agentes de mercado que operacionalizem serviços de gestão da procura, podem participar neste mecanismo concorrencial mediante o cumprimento de determinados critérios.

Contudo, a operacionalização deste mecanismo carece de autorização a proferir pela Comissão Europeia, no âmbito dos procedimentos de auxílios de Estado, tendo entretanto o Governo decidido estabelecer transitoriamente um outro mecanismo. Este visava assegurar, simultaneamente, aqueles serviços e o cumprimento do prazo concedido pela Comissão Europeia para a cessação do regime de interruptibilidade, ainda vigente à data.

Neste sentido, a Portaria n.º 230-A/2021, de 29 de outubro, procedeu à revogação da Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho, na sua redação atual, e permitiu o estabelecimento de um regime transitório para a participação dos consumidores nos mercados de serviços de sistema, enquanto o regime de remuneração de reserva de segurança não for autorizado pela Comissão Europeia, o que impede, de momento, a operacionalização e funcionamento deste mecanismo concorrencial.

Adicionalmente, através da Diretiva n.º 16/2021, publicada no Diário da República, 2.ª série, de 18 de novembro de 2021, a ERSE procedeu às alterações do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico (MPGGS), que permitem a implementação do mercado de Banda de Reserva de Regulação, o qual corresponde ao regime transitório acima referido que garante, através de um modelo concorrencial, a participação dos anteriores prestadores do serviço de interruptibilidade nos mercados de serviços de sistema. Refira-se que estas alterações do MPGGS foram preparadas, com o envolvimento das autoridades e do gestor global de sistema, tendo sido objeto de consulta de interessados.

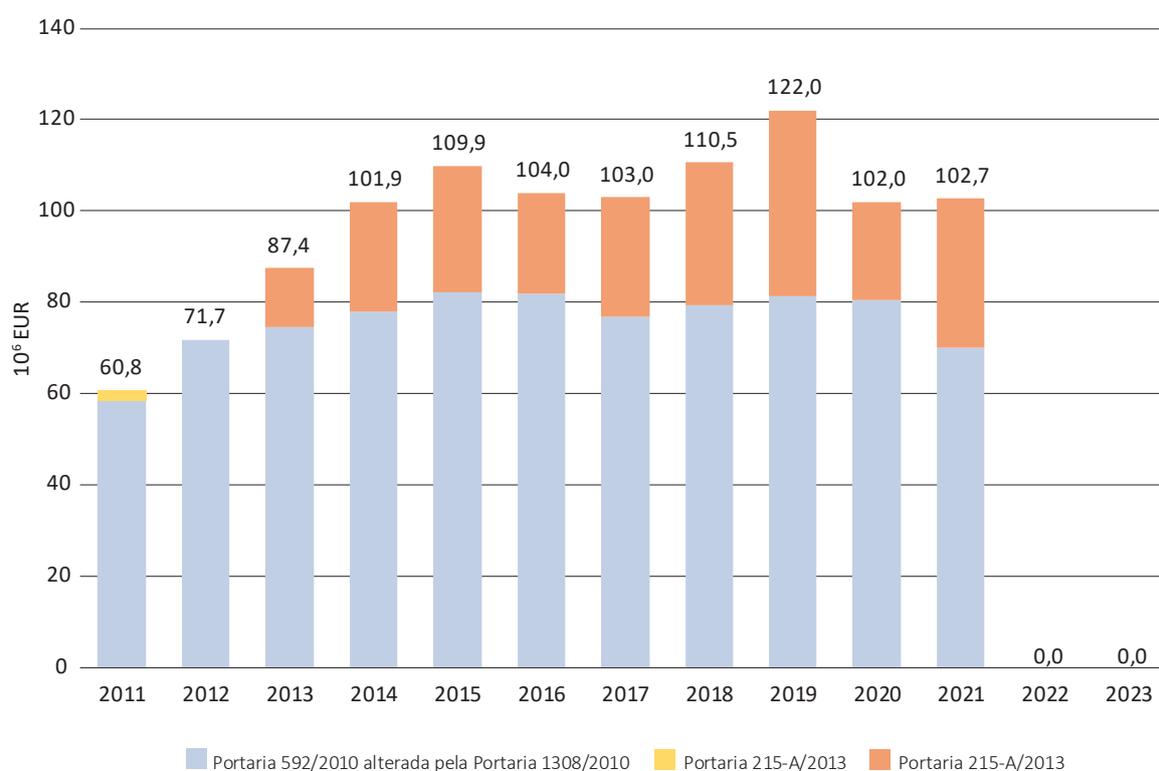
Cabe destacar que o serviço de interruptibilidade apenas foi ativado uma única vez, na sequência do incidente de 24 de julho de 2021¹⁴⁶ que conduziu à separação das redes elétricas de Portugal e Espanha da restante área síncrona da Europa Continental. No dia acima referido, pelas 15h36, como consequência de incidentes ocorridos nas linhas de

¹⁴⁶ Já referido no sub-capítulo 2.11.3.

interligação entre França e Espanha, originou-se uma redução da frequência do SEN, o qual passou a funcionar em regime de subfrequência, registando-se o valor de 48 681 Hz. Pelas 16h09 a sincronização foi restabelecida, após terem sido utilizados todos os recursos ao dispor dos ORT para fazerem face a este tipo de perturbações, incluindo o deslastre automático de cargas, parte fundamental do serviço de interruptibilidade.

A Figura 3-53 ilustra a evolução dos custos com o serviço de interruptibilidade, com desagregação pelas diferentes portarias que compõem o quadro legal deste regime.

Figura 3-53 – Evolução dos custos com o serviço de interruptibilidade



A evolução dos custos referentes a cada portaria decorre, por um lado, das adesões dos consumidores ao regime de interruptibilidade em cada ano e, por outro lado, à evolução dos parâmetros estabelecidos na legislação para o cálculo da retribuição do serviço. Assinala-se que esta evolução de custos não tem uma correspondência direta com os valores repercutidos nas tarifas de cada ano, uma vez que os custos com interruptibilidade no âmbito da Portaria n.º 215-A/2013 e no âmbito da Portaria n.º 1309/2010 foram repercutidos no ano seguinte àquele a que respeitam, acrescidos de juros, de acordo com o definido nessas Portarias. Os valores de 2022 e 2021 são nulos, na sequência da revogação do regime de interruptibilidade pela Portaria n.º 230-A/2021, de 29 de outubro.

3.6.4.2 Banda de Reserva de Regulação

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

Para o efeito a ERSE publicou a Diretiva n.º 16/2021, a 18 de novembro, no seguimento de consulta a interessados, que cria o mercado de Banda de Reserva de Regulação pelo operador da rede de transporte, estabelece as regras relativas ao funcionamento do mercado de Banda de Reserva de Regulação, contribuindo assim para assegurar a regularidade e estabilidade no fornecimento de eletricidade no SEN, substituindo o Serviço de Interruptibilidade.

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

A 14 de dezembro de 2021, foi realizado o primeiro leilão competitivo de Banda de Reserva de Regulação, para as 8760 horas do ano de 2022, com uma procura requerida pelo operador da rede de transporte de 425 MW/hora ao preço de reserva de 20 EUR/MW/hora.

No âmbito do processo de leilão, resultou adjudicado 304,4 MW/hora relativo à Banda de Reserva de Regulação, a 21 instalações consumidoras adjudicatárias, que corresponde a cerca de 72% das necessidades requeridas pelo operador da rede de transporte, ao preço de equilíbrio de 20 EUR/MW/hora.

A 24 de novembro de 2022, foi realizado o segundo leilão competitivo de Banda de Reserva de Regulação, para as 8760 horas do ano de 2023, com uma procura requerida pelo operador da rede de transporte de 800 MW/hora ao preço de reserva de 44 EUR/MW/hora.

No âmbito do processo de leilão, resultou adjudicado 316,9 MW/hora relativo à Banda de Reserva de Regulação, a 23 instalações consumidoras adjudicatárias, que corresponde a cerca de 39,61% das necessidades requeridas pelo operador da rede de transporte, ao preço de equilíbrio de 44 EUR/MW/hora.

Visando suprir as necessidades de Banda de Reserva de Regulação não adjudicada no segundo leilão, a 18 de janeiro de 2023, foi realizado o terceiro leilão competitivo de Banda de Reserva de Regulação, para as 8760 horas do ano de 2023, com uma procura de potência requerida pelo operador da rede de transporte de 0 MW/hora, durante as 744 horas do mês de janeiro e 483 MW/hora, durante as 8016 horas do período entre 1 de fevereiro e 31 de dezembro, ao preço de reserva de 48 EUR/MW/hora.

No âmbito do processo de leilão, não resultou adjudicada potência relativa à Banda de Reserva de Regulação.

Os custos com a Banda de Reserva de Regulação em 2022 e em 2023 foram 40 milhões de euros e 108 milhões de euros, respetivamente.

No final de 2023, através da aprovação da Diretiva n.º 18/2023, a 22 de dezembro, e com produção de efeitos a partir do início de 2024, procedeu-se a uma reformulação dos termos em que se prestou, até final de 2023, o serviço de Banda de Reserva de Regulação, convertendo-o num serviço de prestação de Banda de Reserva de Restabelecimento de Frequência com ativação manual (BmFRR) que se articula com a adoção pelo operador de rede de transporte de produtos normalizados de balanço pelo Gestor Global do SEN, nomeadamente, do produto normalizado de Reserva de Restabelecimento de Frequência com ativação manual (mFRR) e a sua posterior integração na plataforma MARI.

3.6.5 Garantia de Potência e Reserva de Segurança

3.6.5.1 Evolução Histórica

O regime de incentivos à garantia de potência foi inicialmente estabelecido pela Portaria n.º 765/2010, de 20 de agosto, tendo por fundamento essencial assegurar um adequado grau de cobertura da procura pela oferta de energia elétrica e uma adequada disponibilidade dos centros electroprodutores, visando um nível de garantia de abastecimento e energia elétrica adequado para o SEN, numa ótica de médio e de longo prazo, promovendo assim a harmonização das condições da garantia de potência a nível ibérico.

A referida Portaria previu a atribuição de remuneração por um período de 10 anos pela prestação do serviço de disponibilidade de capacidade de produção aos centros electroprodutores suscetíveis de prestar serviços nas modalidades de serviço de disponibilidade e incentivo ao investimento, para efeitos de gestão técnica da RNT¹⁴⁷.

Em 2012, este regime foi substituído pelo estabelecido na Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, que prevê as modalidades de incentivo à disponibilidade, que visa promover a maximização da disponibilidade dos centros electroprodutores térmicos, e de incentivo ao investimento em tecnologias de produção a partir de fontes hídricas.

Para além, de excluir do âmbito de atribuição destes incentivos os produtores com potência instalada igual ou inferior a 30MW, abrangidos por um CAE, pelo regime dos CMEC ou por outros regimes de remuneração para assegurar uma rentabilidade mínima da atividade de produção de energia elétrica, este novo enquadramento diferenciou os valores do incentivo unitário por centros electroprodutores hídricos e térmicos. No caso dos produtores hídricos, este enquadramento manteve a duração de 10 anos, enquanto para os centros electroprodutores térmicos se previu a atribuição do incentivo à disponibilidade até à cessação da licença de exploração, embora com a sua suspensão durante a vigência do Programa de Assistência Financeira.

Entretanto, em 2016, a Lei do Orçamento do Estado para 2017¹⁴⁸ suspendeu a modalidade de incentivo à disponibilidade aplicável a produtores térmicos e em 2020, o regime de atribuição de incentivos à garantia de potência previsto na Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, foi revogado pela Portaria n.º 233/2020, de 2 de outubro, com efeito nos incentivos referentes ao ano de 2020.¹⁴⁹

3.6.5.2 Remuneração da Reserva de Segurança do SEN

A Portaria n.º 41/2017, de 27 de janeiro, estabeleceu o regime de remuneração da reserva de segurança prestada ao SEN, através de serviços de disponibilidade fornecidos pelos produtores de energia elétrica e outros agentes de mercado, o qual se baseia num mecanismo de leilão.

¹⁴⁷ De acordo com o previsto nesta portaria eram elegíveis para receber este incentivo os produtores em regime ordinário com potência instalada igual ou superior a 50 MW, em funcionamento há menos de 10 anos e que não fossem abrangidos pelo regime dos CMEC.

¹⁴⁸ Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro

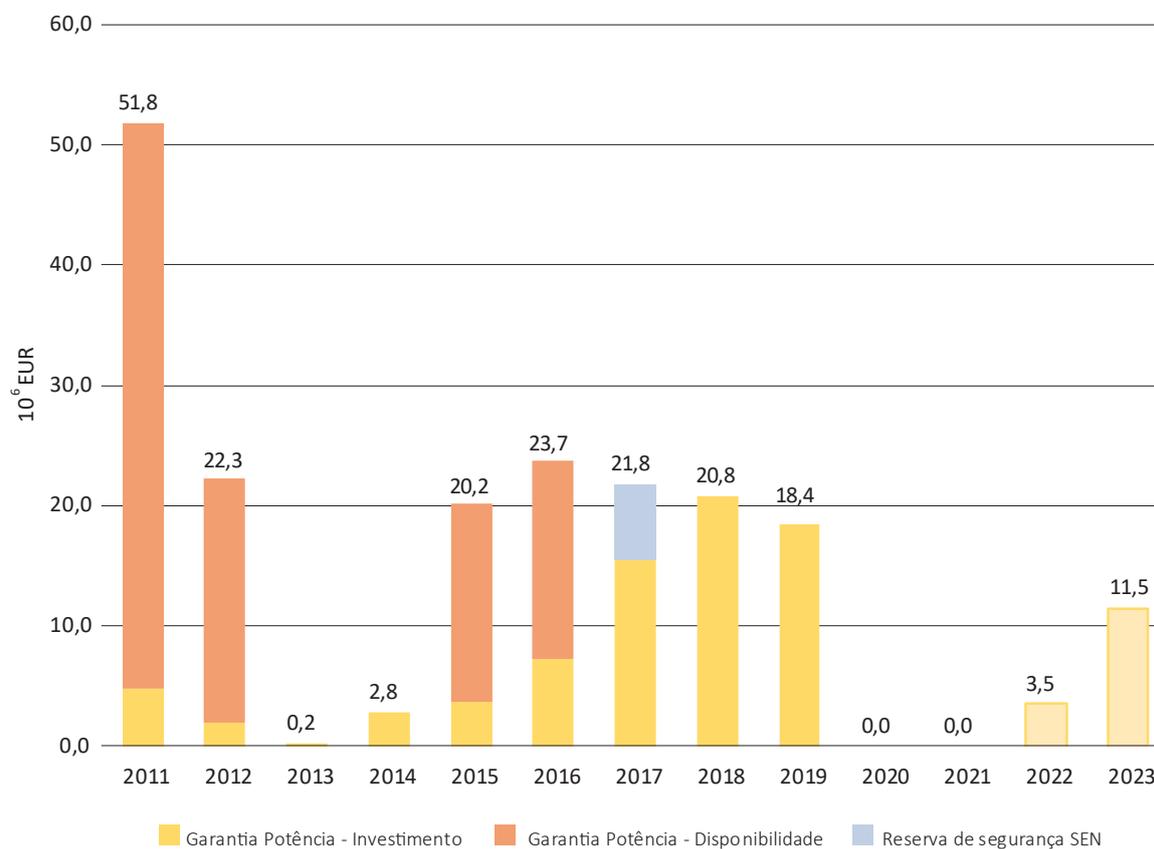
¹⁴⁹ Exceto nos casos em que o incentivo à garantia de potência está contratualmente assegurado, como é o caso das centrais hidroelétricas de Gouvães, Daivões e Alto Tâmega da Iberdrola, mantendo-se neste caso a Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto.

Entretanto, a Portaria n.º 93/2018, de 3 de abril, adiou a realização dos leilões ao abrigo deste regime até que exista uma pronúncia inequívoca da Comissão Europeia relativamente à compatibilidade do regime de remuneração da reserva de segurança do SEN com as disposições comunitárias relativas a auxílios do Estado no setor da energia.

3.6.5.3 Custos com Garantia de Potência e Reserva de Segurança

A Figura 3-54 ilustra a evolução dos custos com desagregação pelas modalidades do incentivo à garantia de potência (investimento e disponibilidade) e mecanismo de reserva de segurança do SEN.

Figura 3-54 – Evolução dos custos com garantia de potência¹⁵⁰



¹⁵⁰ Os montantes de 2022 e 2023 são estimativas respeitantes aos incentivos à garantia de potência das centrais hidroelétricas de Gouvães e Daivões, cuja repercussão tarifária depende de confirmação dos montantes homologados pelo membro do Governo responsável pela área da energia.

A evolução dos custos referentes a cada modalidade decorre, por um lado, da evolução ocorrida na legislação e, por outro, da evolução dos pedidos dos produtores para reconhecimento da elegibilidade para receber o incentivo e respetiva homologação pelas autoridades competentes, nomeadamente no caso do incentivo à garantia de potências na modalidade de incentivo ao investimento. Assinala-se que a evolução dos custos com os mecanismos de capacidade não tem uma correspondência direta com os valores repercutidos nas tarifas de cada ano, uma vez que o respetivo quadro regulatório e legal se alterou, designadamente a partir de 2013, em que a repercussão passou a ocorrer no ano seguinte aquele a que os incentivos respeitam, acrescido de juros, e após homologação pelo Governo, de acordo com o definido na Portarias n.º 251/2012, de 20 de agosto.

3.7 REGULAÇÃO ECONÓMICA DA ATIVIDADE DE PRODUÇÃO NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

Atualmente, a globalidade das atividades dos sistemas elétricos das Regiões Autónomas (produção, distribuição e comercialização) estão sujeitas à regulação económica pela ERSE, nos termos do disposto no regime jurídico do SEN, nos estatutos da ERSE e no Regulamento Tarifário. Encontra-se em curso um processo de convergência tarifária dos sistemas elétricos das Regiões Autónomas com o sistema elétrico do Continente, o qual se enquadra no princípio geral da uniformidade tarifária no território nacional, implicando, portanto, uma subsidiação parcial dos primeiros pelo segundo.

3.7.1 Metodologias de Regulação e Parâmetros

A atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (AGS) corresponde à compra de energia elétrica, onde se inclui a aquisição de energia elétrica aos produtores vinculados e aos produtores não vinculados, para fornecimento aos clientes das Regiões Autónomas, bem como a gestão técnica global do sistema elétrico de cada uma das ilhas que integram cada uma das Regiões Autónomas.

METODOLOGIA DE REGULAÇÃO - AGS

Tal como referido no capítulo 2.3., a base de custos é um parâmetro próprio da regulação por incentivos do tipo *price cap* ou *revenue cap*. Este parâmetro constitui o montante de custos a recuperar por aplicação das tarifas, definido antes do início do período de regulação, que evolui durante o período de regulação em função dos indutores de custo¹⁵¹ (no caso do *price cap*), das metas de eficiência definidas e da taxa de inflação.

A atual metodologia de regulação da atividade de AGS tem assentado, à semelhança dos três períodos de regulação anteriores, num *revenue cap* para o OPEX e num *rate-of-return* para o CAPEX.

Registe-se que no caso da AGS, excluem-se da base de custos controlável pelas empresas, isto é, sujeitas às metas de eficiência, os gastos com combustíveis, lubrificantes e amónia, a aquisição de energia a produtores independentes, os custos de conservação e manutenção dos equipamentos produtivos, provisões (reforços líquidos de reversões) e gastos com a aquisição de licenças de emissão de CO₂.

A metodologia de apuramento da componente OPEX da base de custos totais sujeita a metas de eficiência é apresentada, de forma geral, na secção 2.3.3 de enquadramento teórico.

METAS DE EFICIÊNCIA - AGS

A definição de fatores de eficiência para a atividade de AGS das Regiões Autónomas, face à inexistência de um *benchmarking* comparável, atende genericamente às análises de desempenho efetuadas, bem como às especificidades em que cada empresa, EDA e EEM, desenvolvem a sua atividade.

¹⁵¹ Variáveis físicas que refletem a evolução da atividade.

De um modo sucinto, na definição das metas de eficiência aplicadas em metodologias de regulação por incentivos a ERSE procura ponderar os seguintes aspetos: i) a tendência de evolução dos custos reais apresentados pela empresa e ii) a repartição de ganhos e perdas efetuada na definição da base de custos

No caso da EDA, nos períodos de regulação em que foi aplicada uma metodologia de regulação por incentivos aos custos de exploração da atividade de distribuição, a meta de eficiência adotada foi de 2,5% no período de regulação de 2012-2014, tendo-se alterado para 3,5% no período de regulação de 2015-2017. Para o período de 2018 a 2021 reduziu-se a meta de eficiência para 1,5% e manteve-se este valor para o atual período de regulação de 2022 a 2025.

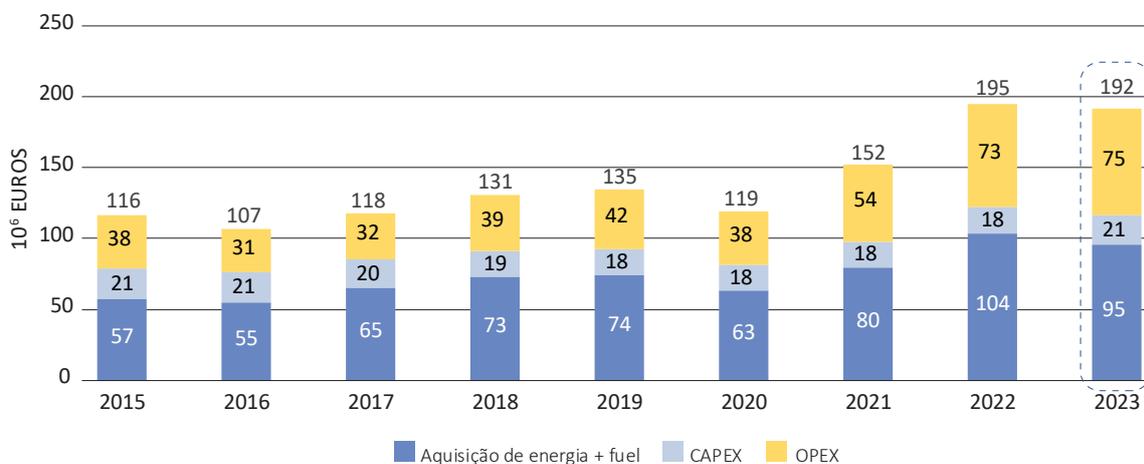
No caso da EEM, nos períodos de regulação em que foi aplicada uma metodologia de regulação por incentivos aos custos de exploração da atividade de AGS, a meta de eficiência adotada foi de 3% no período de regulação de 2012-2014, tendo-se alterado para 2% no período de regulação de 2015-2017. Para o período de 2018 a 2021 reduziu-se a meta de eficiência para 1,5% e manteve-se este valor para o atual período de regulação de 2022 a 2025.

3.7.2 Caracterização Económica

EVOLUÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS - EDA

Na atividade de AGS, o comportamento dos proveitos (rendimentos) permitidos está, principalmente, indexado ao preço dos combustíveis e ao custo da aquisição de energia, que em conjunto têm um peso significativo na estrutura dos custos da atividade.

Figura 3-55 – Proveitos permitidos reais¹⁵² – AGS EDA (preços correntes)



A Figura 3-55 permite observar um crescimento gradual do OPEX, entre 2015 e 2019, com uma redução em 2020. Esta evolução deve-se essencialmente aos custos com combustíveis registados nesse período. Esta mesma evolução justifica o acréscimo de proveitos registado nos últimos dois anos.

Importa referir que, nesta atividade, o OPEX inclui custos que não são tendencialmente controláveis pela empresa e que, por isso, não são alvo de ganhos de eficiência, como sejam, entre outros, os custos com a manutenção dos grupos produtores, os custos com lubrificantes e os custos com aquisição de licenças de CO₂.

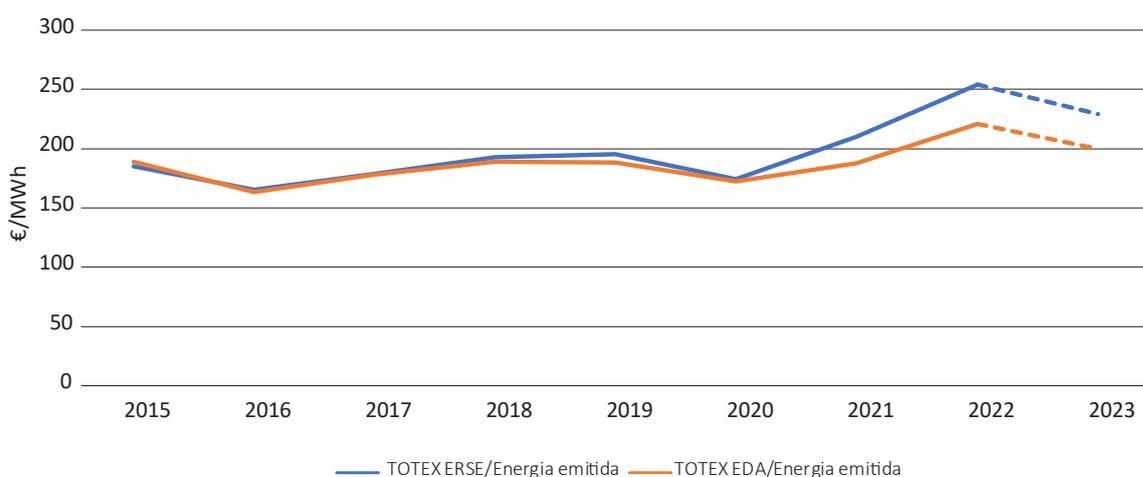
Por outro lado, os custos com capital dos centros electroprodutores pertencentes ao sistema público das Regiões Autónomas estão incluídos na rubrica de CAPEX, enquanto no caso dos restantes centros electroprodutores pertencentes ao sistema independente das Regiões Autónomas os custos estão integrados nos custos de energia.

¹⁵² Não inclui ajustamento. Os valores apresentados para o ano de 2023 representam a melhor estimativa à data de elaboração deste documento.

EVOLUÇÃO DOS CUSTOS UNITÁRIOS - EDA

Tendo em atenção o referido anteriormente sobre o tratamento do custo com capital dos centros electroprodutores do sistema público e do sistema independente, apresenta-se na Figura 3-56 a evolução do TOTEX unitário da atividade de AGS, em função da energia emitida.

Figura 3-56 – TOTEX por energia¹⁵³ EDA (preços constantes de 2023)



Conforme se pode observar, em 2016 assistiu-se a uma redução do TOTEX em termos unitários, o qual é sobretudo motivado pela redução dos custos com combustíveis. Em sentido inverso, o ligeiro crescimento do TOTEX por unidade de energia nos anos seguintes resulta, sobretudo, do aumento dos custos com os combustíveis para a produção de eletricidade ocorridos nesse período.

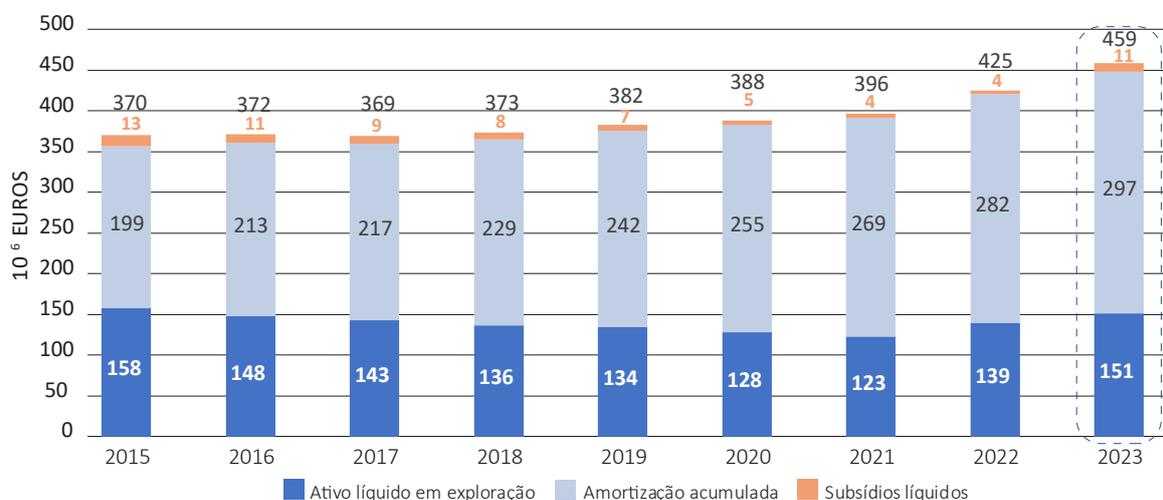
EVOLUÇÃO DOS ATIVOS E INVESTIMENTO - EDA

A Figura 3-57 evidencia um acréscimo constante do ativo bruto da EDA, sendo que o ativo líquido de amortizações, participações e subsídios em exploração remunerado (RAB¹⁵⁴) nos últimos anos apresenta uma redução gradual. Esta situação inverteu-se nos anos de 2022 e 2023 justificada pelo acréscimo no investimento.

¹⁵³ Energia emitida. Os valores apresentados para o ano de 2023 representam a melhor estimativa à data de elaboração deste documento.

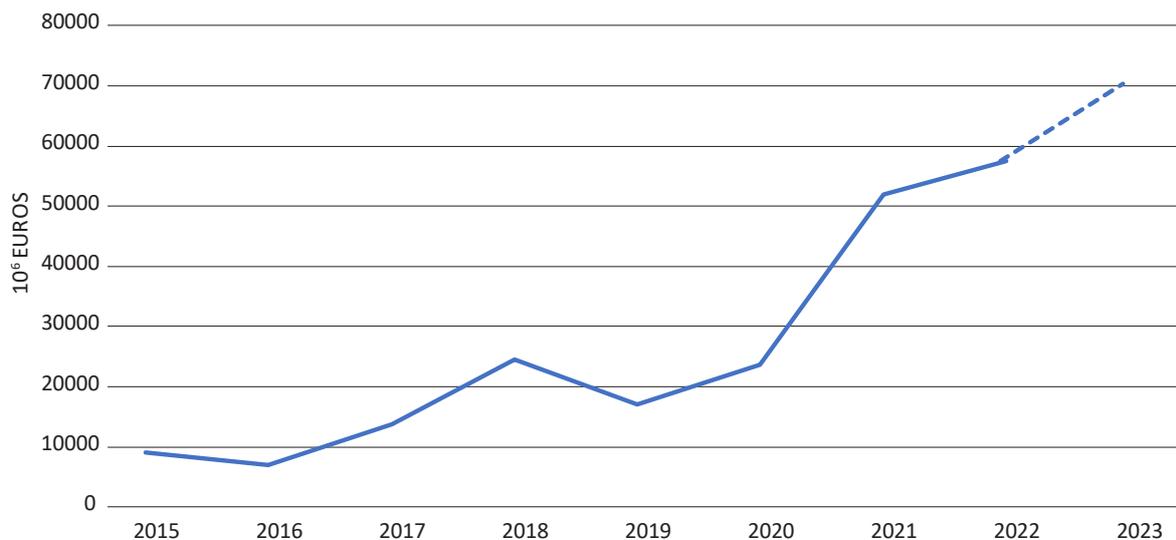
¹⁵⁴ Do inglês, *Regulatory Asset Base*

Figura 3-57 – Evolução do ativo da AGS EDA ¹⁵⁵



Conforme se pode observar na Figura 3-58, o investimento na AGS releva um perfil bastante instável. A volatilidade associada ao investimento na produção deve-se ao facto destes investimentos serem indivisíveis. Quando existe necessidade de instalar nova capacidade de produção, para não pôr em causa o sistema, é realizado um grande investimento que entra integralmente em exploração no mesmo momento de tempo. Após instalada esta capacidade, pode ocorrer não haver investimentos expressivos durante alguns anos.

Figura 3-58 – Evolução do investimento da AGS EDA ¹⁵⁶
(preços constantes de 2023)



¹⁵⁵ Os valores apresentados para o ano de 2023 representam a melhor estimativa à data de elaboração deste documento.

¹⁵⁶ Os valores apresentados para o ano de 2023 representam a melhor estimativa à data de elaboração deste documento.

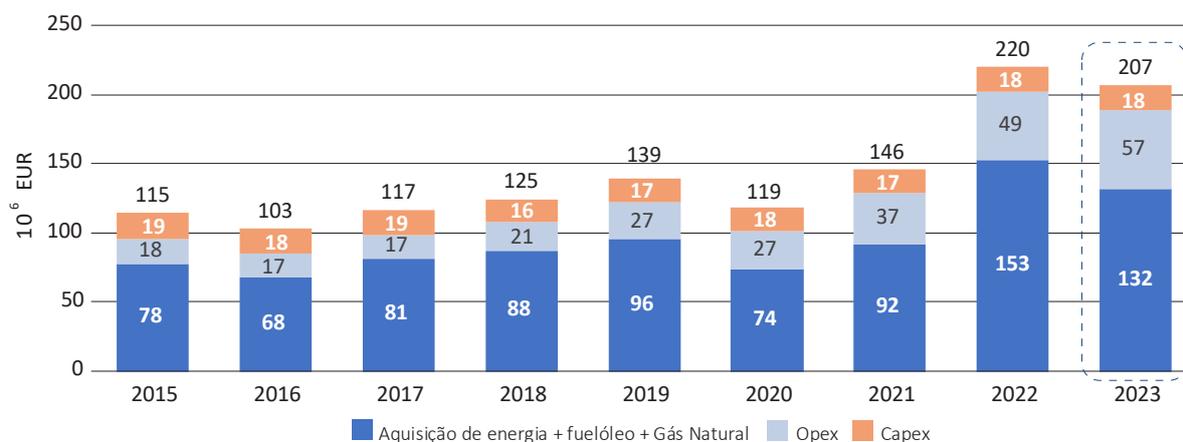
EVOLUÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS - EEM

À semelhança da EDA, S.A., o comportamento dos proveitos (rendimentos) permitidos da AGS na RAM está, principalmente, indexado ao preço dos combustíveis e ao custo da aquisição de energia.

Similarmente ao procedimento adotado para a RAA, o OPEX inclui também custos que não são controláveis pela empresa e que, por isso, não são alvo de ganhos de eficiência, como sejam as manutenções dos grupos produtores, os custos com lubrificantes e os custos com aquisição de licenças de CO₂.

Por outro lado, os custos com capital dos centros electroprodutores pertencentes ao sistema público da RAM estão incluídos na rubrica de CAPEX, enquanto no caso dos restantes centros electroprodutores pertencentes ao sistema independente da RAM estes custos estão integrados nos custos com aquisição de energia.

Figura 3-59 – Proveitos permitidos reais¹⁵⁷ – AGS EEM¹⁵⁸ (preços correntes)



De acordo com a Figura 3-59, até 2016 observa-se um decréscimo dos proveitos permitidos da EEM afetos à atividade de AGS. Esta tendência inverte-se a partir desse ano e até 2019, em consequência, principalmente, do aumento dos custos com os combustíveis e com as licenças de CO₂. No entanto, em 2020, ano impactado fortemente pela pandemia COVID-19 e pelas medidas para a conter, os custos com aquisição de energia e combustíveis decresceram devido à diminuição da procura de energia elétrica na região e dos preços com os combustíveis e com as licenças de emissão de CO₂. Posteriormente, os custos com combustíveis e com as aquisições de licenças de CO₂ voltam a subir atingindo o seu maior pico em 2022.

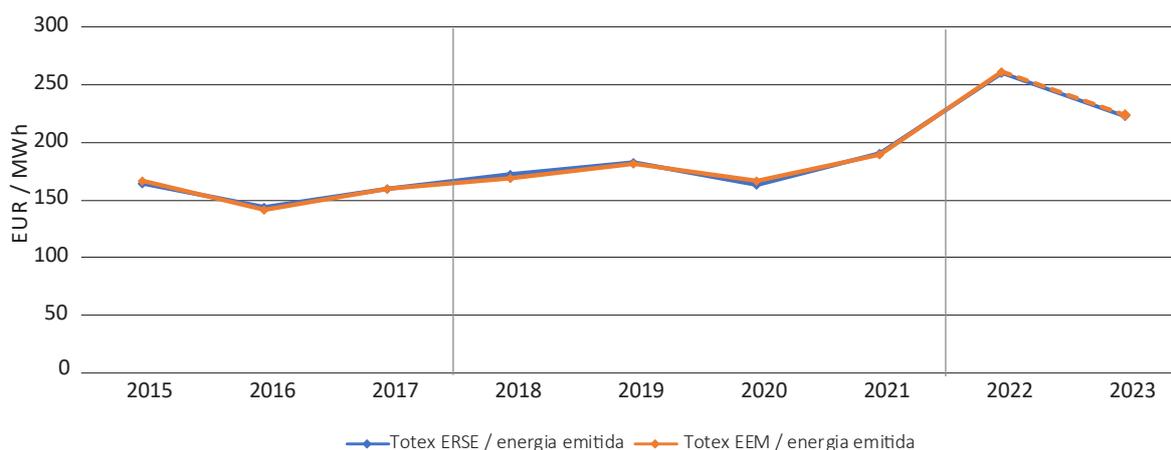
¹⁵⁷ Não inclui o efeito dos ajustamentos (ajustamentos de t-2 e ajustamento de t-1 do CAPEX)

¹⁵⁸ Os valores apresentados para o ano de 2023 representam a melhor estimativa à data de elaboração deste documento.

EVOLUÇÃO DOS CUSTOS UNITÁRIOS - EEM

Tendo em atenção o referido anteriormente sobre o tratamento do custo com capital dos centros electroprodutores do sistema público e do sistema independente, apresenta-se na Figura 3-60 a evolução do TOTEX¹⁵⁹ unitário da atividade de AGS.

Figura 3-60 – TOTEX por energia¹⁶⁰ EEM¹⁶¹ (preços constantes de 2023)



Conforme se pode observar, assiste-se, a partir de 2017 a um ligeiro aumento do TOTEX em termos unitários, devido principalmente ao aumento do preço dos combustíveis. Em 2020, a diminuição dos custos é superior à diminuição da energia emitida para a rede, levando a uma diminuição do TOTEX unitário da EEM. Posteriormente, verifica-se um aumento acentuado do TOTEX unitário devido ao já mencionado aumento dos custos com os combustíveis e licenças de CO₂.

Refira-se ainda, a proximidade entre os valores reais da ERSE (aceites em ajustamentos) e os valores reais da empresa. Este facto é explicado pelas metodologias regulatórias que têm sido aplicadas no período analisado. Com efeito, o CAPEX tem sido desde sempre regulado por uma metodologia do tipo *rate-of-return* em base anual, bem como parte das rubricas que constituem o OPEX responsáveis por um elevado peso nos custos totais.

¹⁵⁹ OPEX+CAPEX, do inglês Total Expenditure.

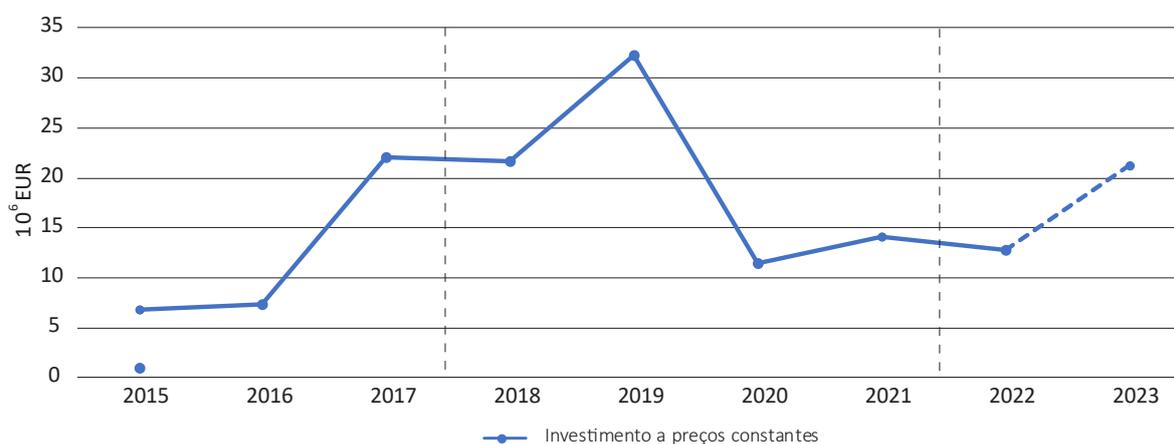
¹⁶⁰ Energia emitida

¹⁶¹ Os valores apresentados para o ano de 2023 representam a melhor estimativa à data de elaboração deste documento.

EVOLUÇÃO DOS ATIVOS E INVESTIMENTO- EEM

Figura 3-61 – Evolução do ativo da AGS¹⁶²

O valor total do ativo afeto à atividade de AGS apresentou uma ligeira subida a partir de 2019 devido, em grande parte, ao aumento do montante de amortizações acumuladas, a par do aumento do ativo líquido de amortizações, participações e subsídios em exploração remunerado (RAB¹⁶³).

Figura 3-62 – Evolução do investimento da AGS¹⁶⁴ (preços constantes de 2023)

¹⁶² Os valores apresentados para o ano de 2023 representam a melhor estimativa à data de elaboração deste documento.

¹⁶³ Do inglês, *Regulatory Asset Base*

¹⁶⁴ Os valores apresentados para o ano de 2023 representam a melhor estimativa à data de elaboração deste documento.

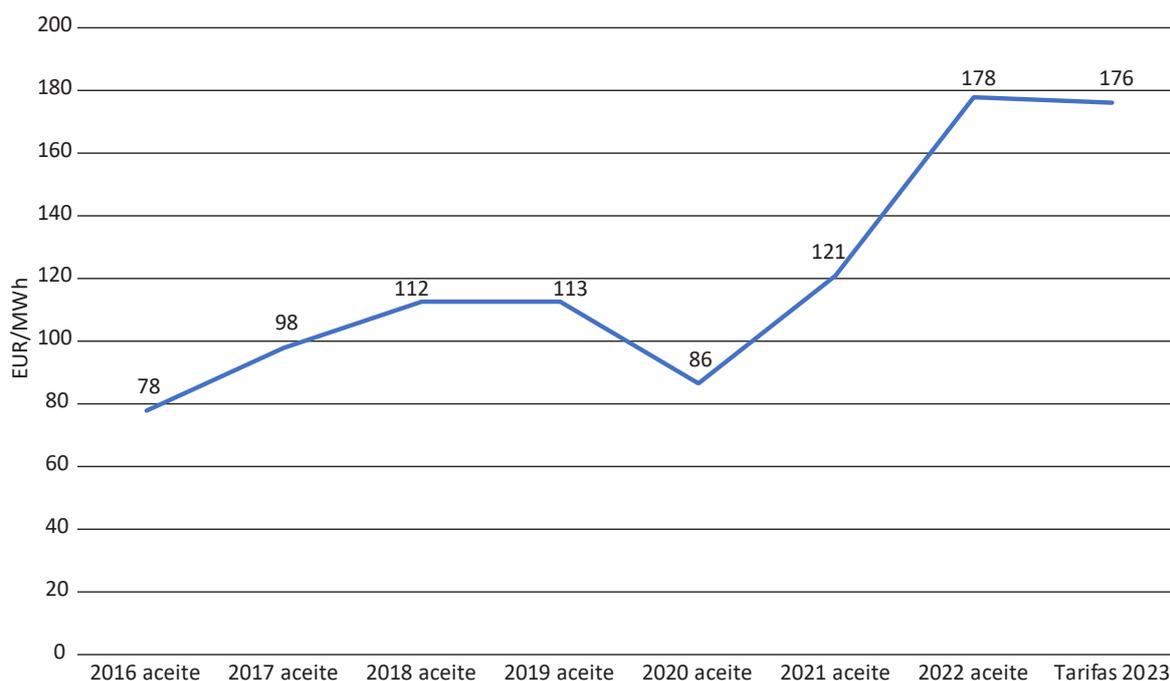
No que respeita à análise do investimento da AGS na EEM, conforme se pode observar na Figura 3-62, este revela uma redução significativa em 2020, devido aos efeitos da pandemia COVID-19 e os seus impactos na execução operacional dos planos de investimentos definidos pela empresa para esse ano. Nos anos seguintes verificou-se uma ligeira subida com especial incidência no ano de 2023.

3.7.3 Custos de Aquisição por Tecnologia

EDA

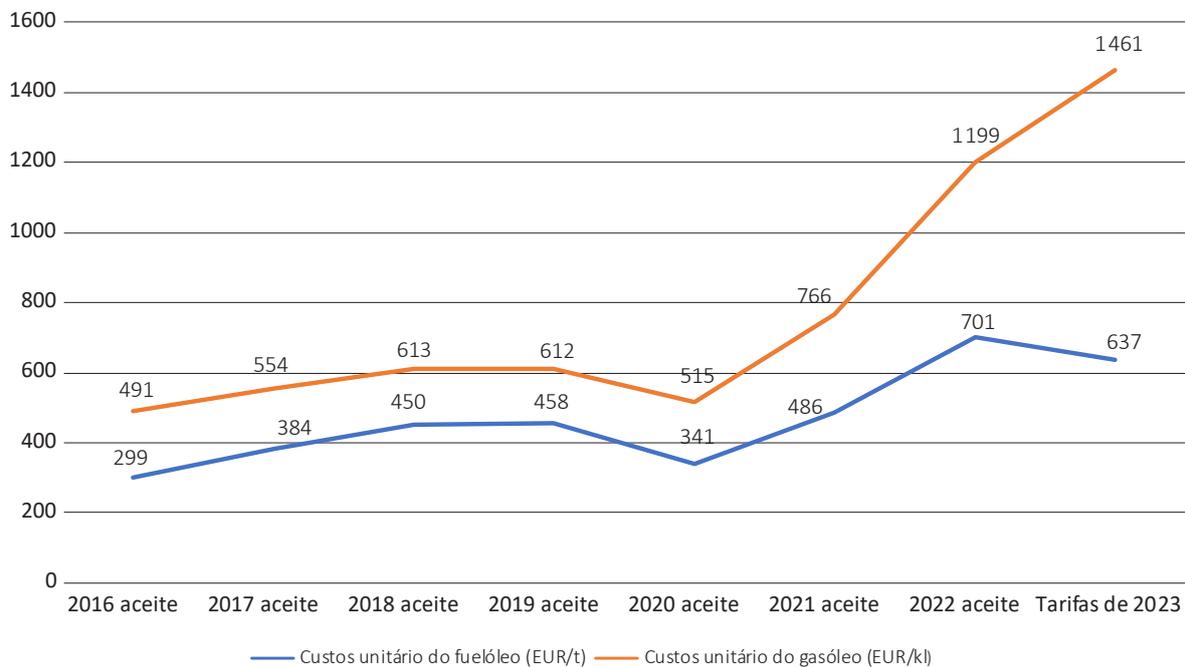
A Figura 3-63 permite visualizar para o período 2016 a 2023, a evolução dos custos unitários das centrais térmicas da EDA, sem custos com as licenças de emissão de CO₂.

Figura 3-63 – Custo unitário variável das centrais térmicas da EDA (EUR/MWh)



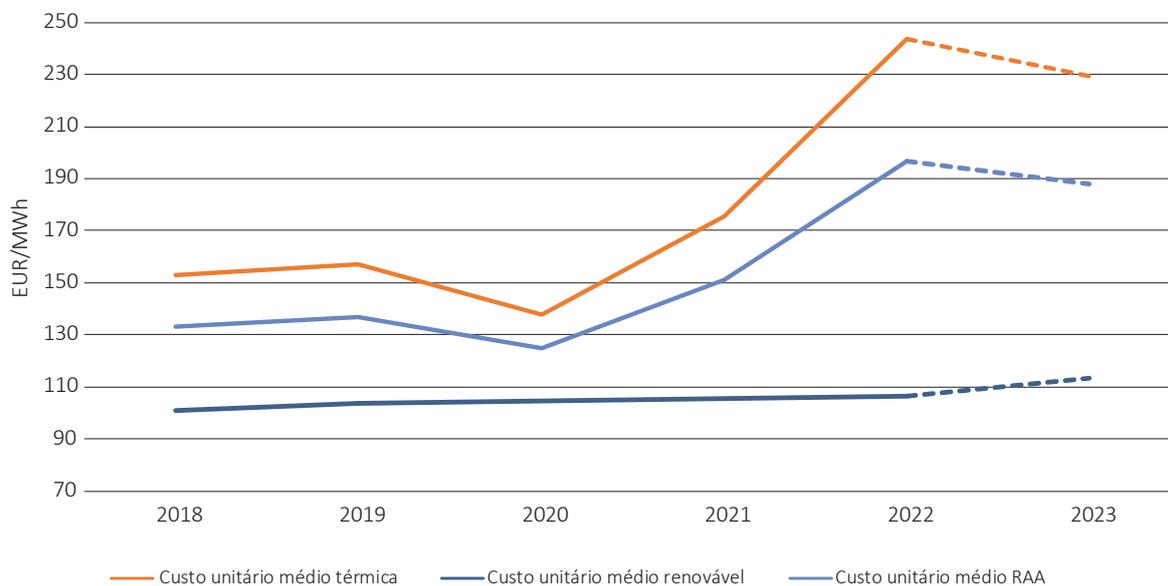
A Figura 3-64 mostra para o período 2016 a 2023, as variações referidas anteriormente ao nível dos custos unitários com combustíveis consumidos pela EDA para produção de energia elétrica, com os valores previstos do gasóleo para 2023 a atingirem máximos no período em análise.

Figura 3-64 – Custos unitários dos combustíveis para produção de energia elétrica ocorridos e previstos



A Figura 3-65 mostra a evolução dos custos unitários médios de energia elétrica renovável e térmica da RAA. Maior detalhe sobre a análise aos custos unitários de aquisição de energia renovável é apresentada no capítulo 6.

Figura 3-65 – Comparação dos custos unitários de aquisição de energia elétrica renovável e térmica na Região Autónoma dos Açores¹⁶⁵



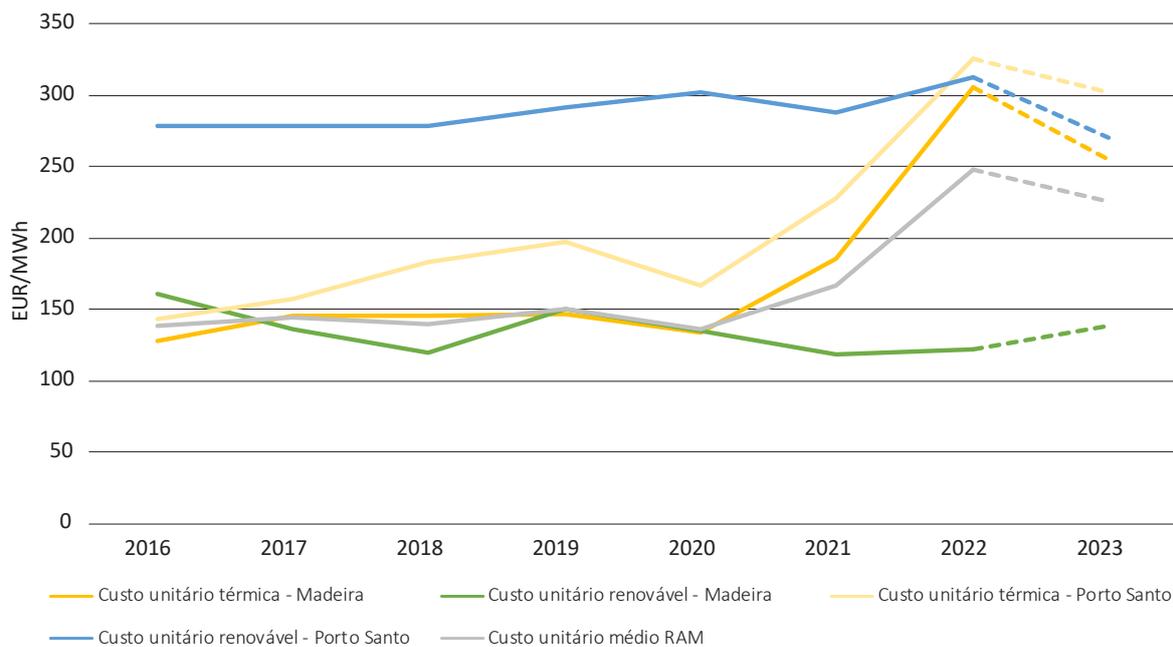
Nota: O custo unitário da energia térmica inclui o CAPEX afeto à central e custos com licenças de CO₂
 Fonte: ERSE, EDA

¹⁶⁵ Os valores apresentados para o ano de 2023 representam a melhor estimativa à data de elaboração deste documento.

EEM

A Figura 3-66 mostra a evolução dos custos unitários médios de energia elétrica renovável e térmica da RAM.

Figura 3-66 – Comparação dos custos unitários de aquisição de energia elétrica renovável e térmica na Região Autónoma da Madeira¹⁶⁶



Fonte: ERSE, EEM

¹⁶⁶ O custo unitário da energia térmica inclui o CAPEX afeto à central e custos com licenças de CO₂. Notar que os valores apresentados para o ano de 2023 representam a melhor estimativa à data de elaboração deste documento.



4. Mercado Retalhista e Consumidores

ÍNDICE

4. Mercado Retalhista e Consumidores	277
4.1 Caracterização do Consumo	277
4.1.1 Portugal continental	277
4.1.2 Regiões Autónomas	282
4.1.2.1 Região Autónoma da Madeira (RAM)	283
4.1.2.2 Região Autónoma dos Açores (RAA)	286
4.2 Concorrência e <i>Switching</i>	289
4.2.1 Indicadores de Concorrência	289
4.2.2 <i>Switching</i>	296
4.2.3 Atividade e Regulação do Operador Logístico de Mudança de Comercializador	299
4.3 Preços e Tarifas Mercado Retalhista	303
4.3.1 Mercado Regulado	305
4.3.1.1 Tarifas Reguladas de Venda a Clintes Finais	305
4.3.1.2 Evolução das Tarifas Reguladas de Venda a Clientes Finais	307
4.3.2 Mercado Livre e Mercado Regulado	308
4.3.2.1 Evolução Global dos Preços Médios Faturados	309
4.3.2.2 Evolução dos Preços Médios Faturados no Mercado Regulado e no Mercado Livre	312
4.3.3 Comparação Internacional de Preços	316
4.3.3.1 Consumidores Domésticos	316
4.4 Ofertas Comerciais	330
4.5 Reforço da Proteção ao Consumidor	333
4.5.1 Tarifa Social	334
4.5.1.1 Beneficiários da Tarifa Social	335
4.5.1.2 Cálculo da Tarifa Social	337
4.5.2 Qualidade de Serviço Comercial	339
4.5.3 Reclamações dos Consumidores de Energia	346
4.5.3.1 Evolução de Reclamações no Livro de Reclamações	348
4.5.3.2 Evolução dos Recursos Dirigidos à ERSE	339
4.6 Comercializadores de Último Recurso	351
4.6.1 Evolução da Atividade e dos Custos do CURs no Continente e nas Regiões Autónomas	353
4.6.1.1 Portugal Continental	354
4.6.1.2 Regiões Autónomas	358
4.6.1.3 Regulação da Atividade dos CURs	361
4.6.1.4 Custos de Referencia da Atividade de Comercialização	363

4. MERCADO RETALHISTA E CONSUMIDORES

O fornecimento de energia elétrica a clientes finais, sejam eles consumidores domésticos ou empresariais, acontece no âmbito do designado mercado retalhista do setor elétrico. Este segmento encontra-se a jusante das redes ao longo da cadeia de valor do setor e está já em avançada fase de liberalização.

Os consumidores e o consumo são caracterizados no subcapítulo seguinte. Posteriormente, caracterizam-se os principais indicadores relacionados com a concorrência neste mercado (4.2) bem como as ofertas que são disponibilizadas pelos comercializadores (4.4) sob supervisão da regulação. Neste capítulo são também caracterizadas as tarifas e preços pagos pelos consumidores finais (4.3), em mercado, onde também atua o CUR, entidade regulada pela ERSE (4.6).

Toda a regulação, ao pugnar por um setor mais eficiente, mais concorrencial e mais transparente atua em benefício dos consumidores de energia. No entanto, devido à sua natureza, o setor elétrico inclui um conjunto de medidas específicas onde se procura garantir uma proteção adicional ao consumidor (4.5)

4.1 CARACTERIZAÇÃO DO CONSUMO

No presente subcapítulo apresenta-se a caracterização do consumo de energia elétrica em Portugal Continental, na Região Autónoma da Madeira (RAM) e na Região Autónoma dos Açores (RAA). A análise é efetuada nas diferentes vertentes que caracterizam estes consumidores: potência, energia, nível de tensão ou tipo de fornecimento.

4.1.1 Portugal continental

O setor elétrico, na perspetiva do consumo, pode ser caracterizado pelo número de pontos de entrega de consumo, assim como através das quantidades de energia e de potência. Assim, para esta caracterização utilizam-se as seguintes grandezas: i) número de pontos de entrega, ii) energia ativa, e iii) potência contratada.

Estas grandezas correspondem a variáveis de faturação utilizadas nas tarifas de acesso às redes e nos preços finais pagos pelos consumidores, apresentando-se nas figuras seguintes os valores reais faturados¹⁶⁷.

Cada ponto de entrega de consumo é caracterizado quanto à tensão de ligação à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) e, no caso da baixa tensão, também quanto ao tipo de fornecimento. Distinguem-se, assim, de acordo com a seguinte classificação, estabelecida no RT:

- Muito Alta Tensão (MAT): tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV;
- Alta Tensão (AT): tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV;
- Média Tensão (MT): tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV;
- Baixa Tensão (BT): tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV;
 - Baixa Tensão Especial (BTE): fornecimentos em BT com a potência contratada superior a 41,4 kW;
 - Baixa Tensão Normal (BTN): fornecimentos em BT com a potência contratada inferior ou igual 41,4 kVA.

As figuras seguintes apresentam a caracterização do consumo para Portugal continental, tendo em consideração as grandezas e a caracterização das instalações de consumo, de acordo com o assinalado anteriormente. Estes valores são os reportados à ERSE pela entidade concessionária da rede nacional de distribuição, no âmbito dos processos de fixação de tarifas para o setor elétrico, e correspondem aos valores reais faturados em cada um dos anos, tanto em mercado regulado, como liberalizado.

¹⁶⁷ São também variáveis de faturação a potência em horas de ponta, bem como a energia reativa indutiva e a energia reativa capacitiva. O Regulamento Tarifário do Setor Elétrico (RT) estabelece de que modo estas quantidades são faturadas.

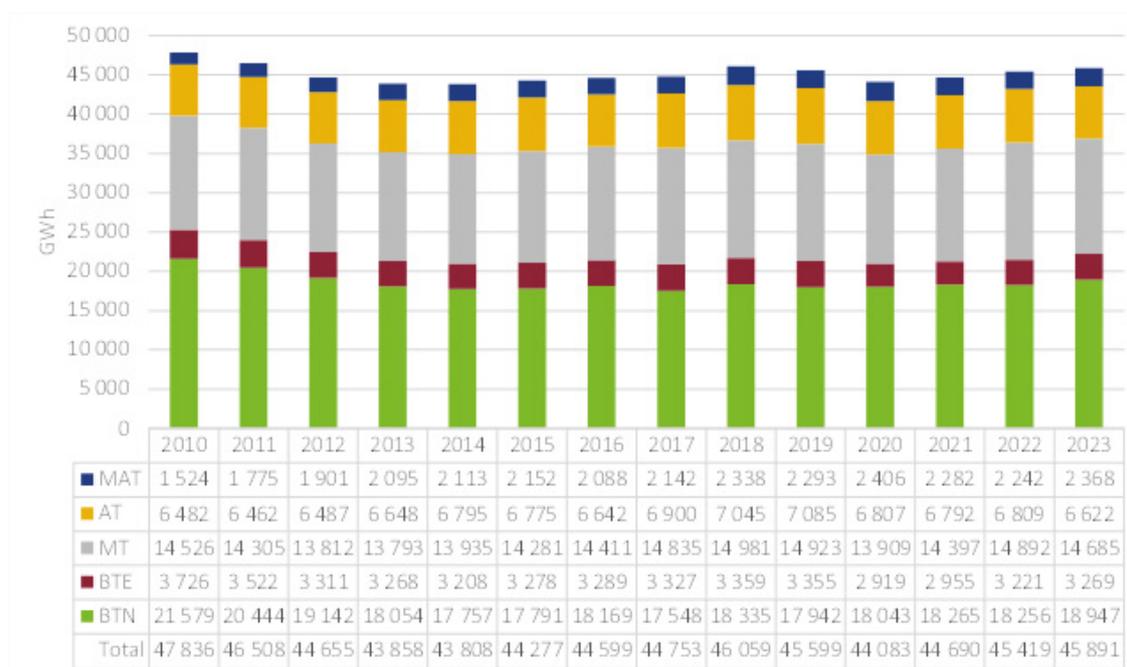
O número total de pontos de entrega em Portugal Continental, desde 2010, teve variações anuais muito ligeiras (inferiores a 1%, em termos absolutos), rondando os 6,4 milhões em 2023 (Figura 4-1). A quase totalidade (99%) corresponde a instalações de consumo ligadas em BTN.

Figura 4-1 – Número de pontos de entrega em Portugal continental, por nível de tensão / tipo de fornecimento

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
MAT	57	62	67	67	67	70	72	73	73	74	75	78	79	82
AT	263	268	273	280	286	294	299	302	306	313	319	324	333	341
MT	23 218	23 400	23 520	23 538	23 621	23 830	24 077	24 338	24 598	24 871	25 057	25 315	25 714	26 002
BTE	33 485	33 772	33 660	33 512	33 718	34 196	34 787	35 414	36 101	36 799	37 329	37 958	38 718	39 511
BTN	6 077 404	6 085 862	6 058 924	6 028 186	6 021 669	6 036 557	6 065 514	6 104 551	6 145 234	6 189 446	6 227 135	6 272 635	6 332 640	6 388 685
Total	6 134 426	6 143 364	6 116 444	6 085 583	6 079 361	6 094 946	6 124 748	6 164 677	6 206 312	6 251 501	6 289 915	6 336 309	6 397 483	6 454 619

O consumo de energia ativa em Portugal continental totalizou 45 891 GWh em 2023, com variações anuais entre -4,0% e 2,9%, desde 2010. De notar que estas quantidades correspondem a valores medidos nos contadores das instalações de consumo.

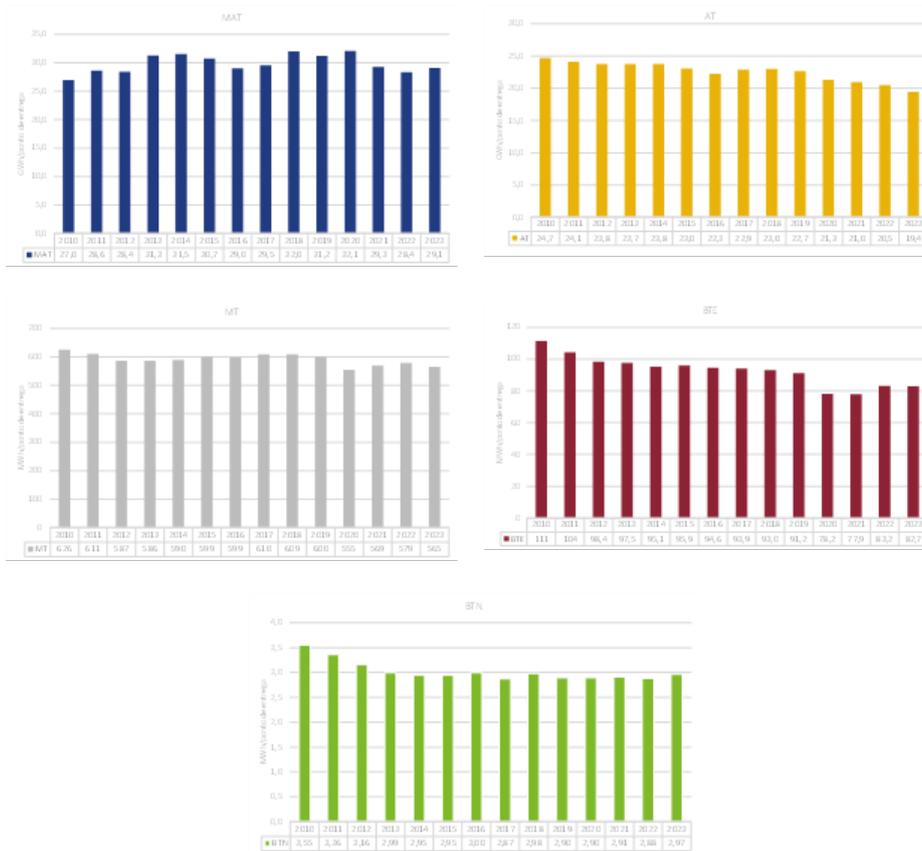
Figura 4-2 – Estrutura dos consumos em Portugal continental, por nível de tensão /tipo de fornecimento



Fonte: E-Redes

A partir dos consumos e do número de pontos de entrega, é possível determinar o consumo anual médio por ponto de entrega, por nível de tensão e tipo de fornecimento, conforme se apresenta na Figura 4-3.

Figura 4-3 – Consumo anual médio por ponto de entrega em Portugal continental, por nível de tensão / tipo de fornecimento¹⁶⁸



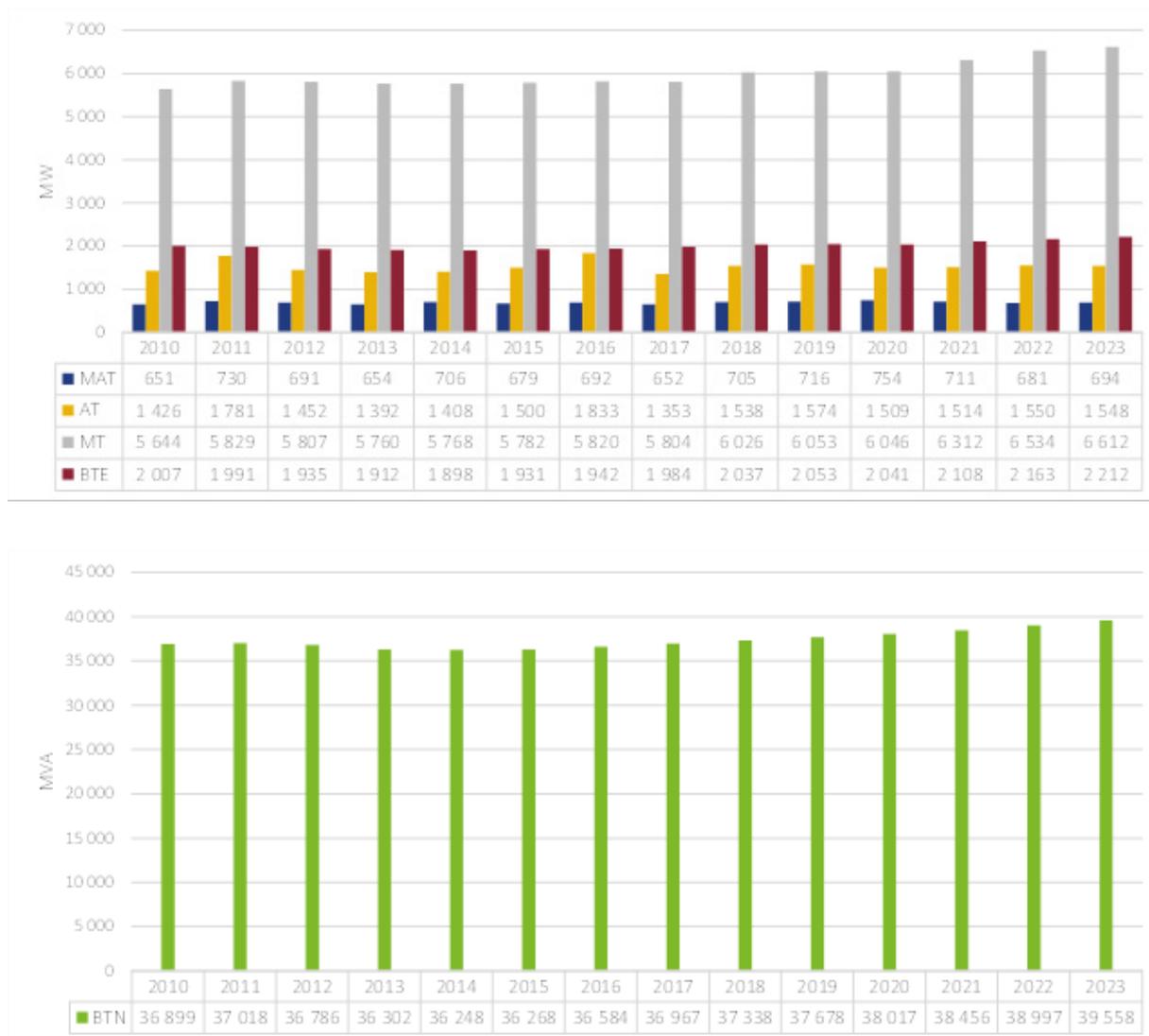
Fonte: E-Redes.

Em relação à potência contratada, definida como a potência que os operadores das redes colocam à disposição no ponto de entrega, a Figura 4-4 apresenta a evolução destas quantidades¹⁶⁹, por nível de tensão e tipo de fornecimento, desde 2010.

¹⁶⁸ Os gráficos têm unidades e escalas diferentes.

¹⁶⁹ Nos gráficos, a grandeza “potência contratada” corresponde ao somatório do valor de potência contratada dos vários pontos de entrega de consumo. Nos níveis de MAT, AT, MT e BTE, esta grandeza corresponde ao conceito de potência não-síncrona, uma vez que soma os valores máximos de potência ativa tomada de cada ponto de entrega ocorridos num ano, mesmo que não tenham ocorrido no mesmo instante. A unidade de medida é o MW (1 000 000 watt). Em BTN, e uma vez que neste nível de tensão a potência contratada é faturada em escalões, que representam um valor superior ou igual ao valor máximo de potência aparente tomada, o valor da potência contratada é um majorante para o conceito de potência não-síncrona. A unidade é o MVA (1 000 000 volt-ampère).

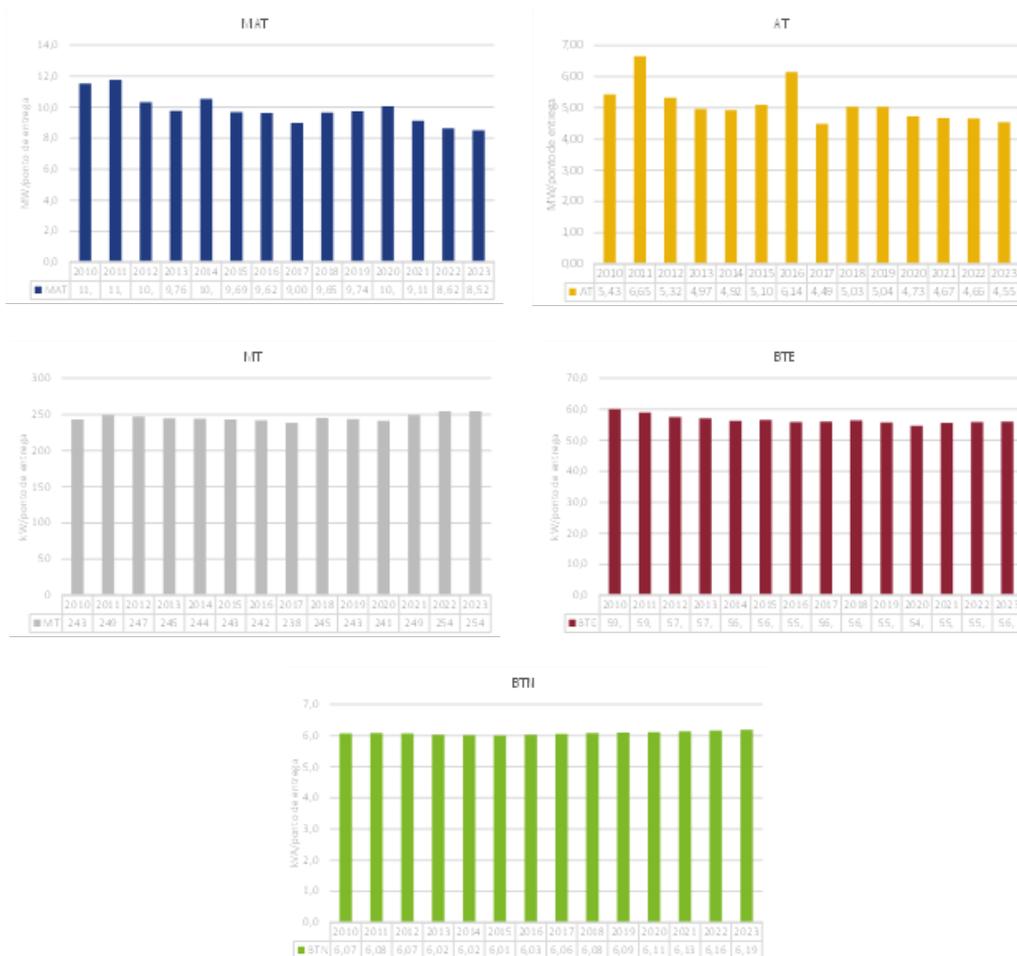
Figura 4-4 – Potência contratada total em Portugal continental, por nível de tensão e tipo de fornecimento



Fonte: E-Redes

Tal como para os consumos, é possível determinar a potência contratada média por ponto de entrega, por nível de tensão e tipo de fornecimento, conforme se apresenta na Figura 4-5.

Figura 4-5 – Potência contratada média por ponto de entrega em Portugal continental, por nível de tensão/tipo de fornecimento¹⁷⁰



Fonte: E-Redes

4.1.2 Regiões Autónomas

As secções seguintes apresentam a caracterização do consumo para cada região autónoma, RAM e RAA, utilizando as seguintes grandezas: i) número de pontos de entrega, ii) energia ativa, e iii) potência contratada. Do mesmo modo, cada ponto de entrega de consumo é caracterizado quanto à tensão de ligação à RESP e quanto ao tipo de fornecimento em: MT, BTE e BTN.

¹⁷⁰ Os gráficos têm unidades e escalas diferentes.

4.1.2.1 Região Autónoma da Madeira (RAM)

O número total de pontos de entrega na RAM, desde 2010, teve variações anuais muito ligeiras (até cerca de 1%, em termos absolutos), rondando os 146 mil em 2023 (Figura 4-6). A quase totalidade (99%) corresponde a instalações de consumo ligadas em BTN.

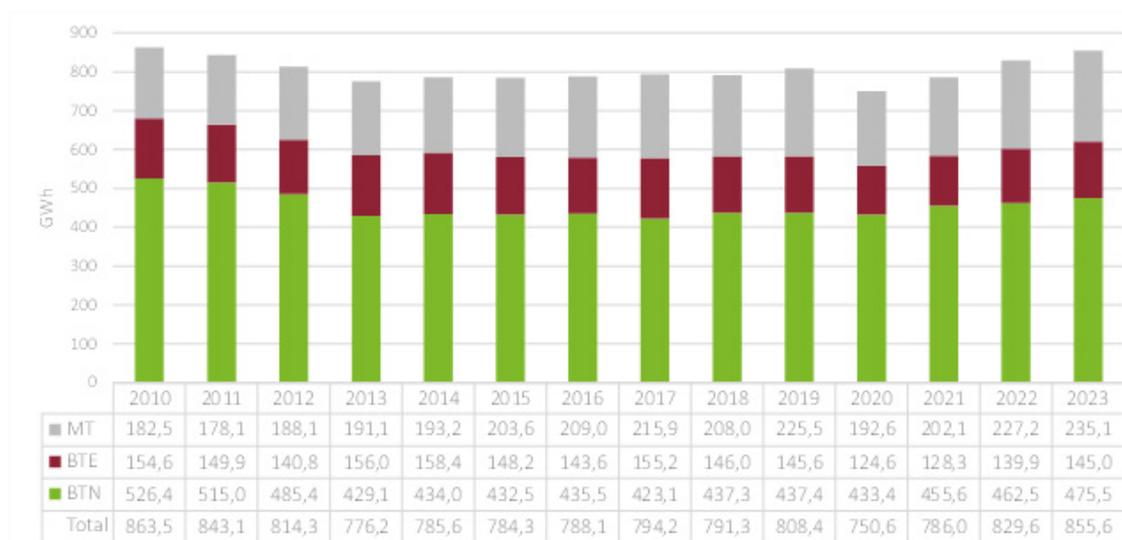
Figura 4-6 – Número de pontos de entrega por nível de tensão /tipo de fornecimento, na RAM

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
MT	668	680	730	751	753	760	758	754	755	751	757	766	751	768
BTE	211	260	377	592	605	616	643	670	692	716	737	755	776	808
BTN	120 715	120 596	120 170	120 356	120 526	121 024	121 609	122 219	122 848	123 660	125 395	126 304	127 133	127 974
Total	121 595	121 536	121 277	121 698	121 884	122 401	123 010	123 643	124 295	125 126	126 889	127 824	128 660	129 550

Fonte: EEM

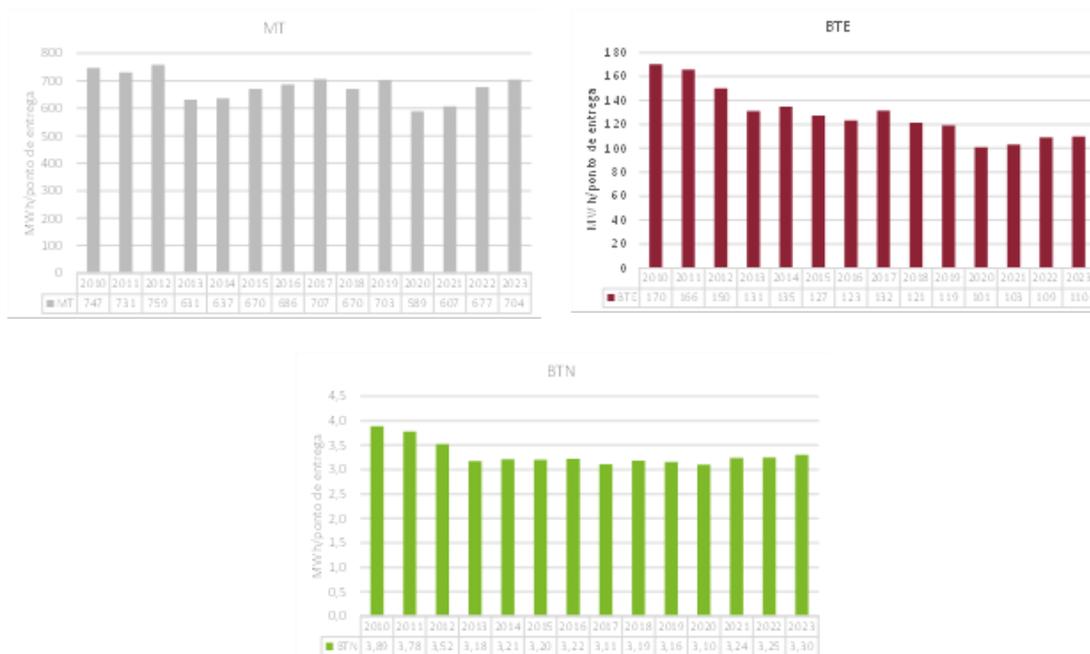
O consumo de energia na RAM totalizou os 855 GWh em 2023 (Figura 4-7). De notar que estas quantidades correspondem a valores medidos nos contadores das instalações de consumo.

Figura 4-7 – Estrutura dos consumos por nível de tensão/tipo de fornecimento, na RAM



A partir dos consumos e do número de pontos de entrega, é possível determinar os consumos médios por ponto de entrega, por nível de tensão e tipo de fornecimento, conforme se apresenta na Figura 4-8.

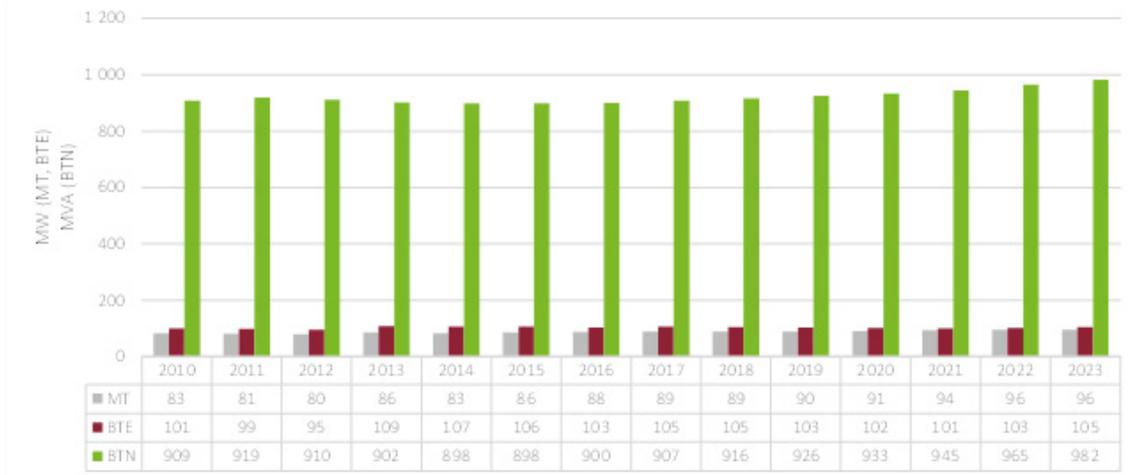
Figura 4-8 – Consumo médio por ponto de entrega e por nível de tensão/tipo de fornecimento, na RAM



Fonte: EEM

Em relação à potência contratada, a Figura 4-9 apresenta a sua evolução, por nível de tensão e tipo de fornecimento, desde 2010.

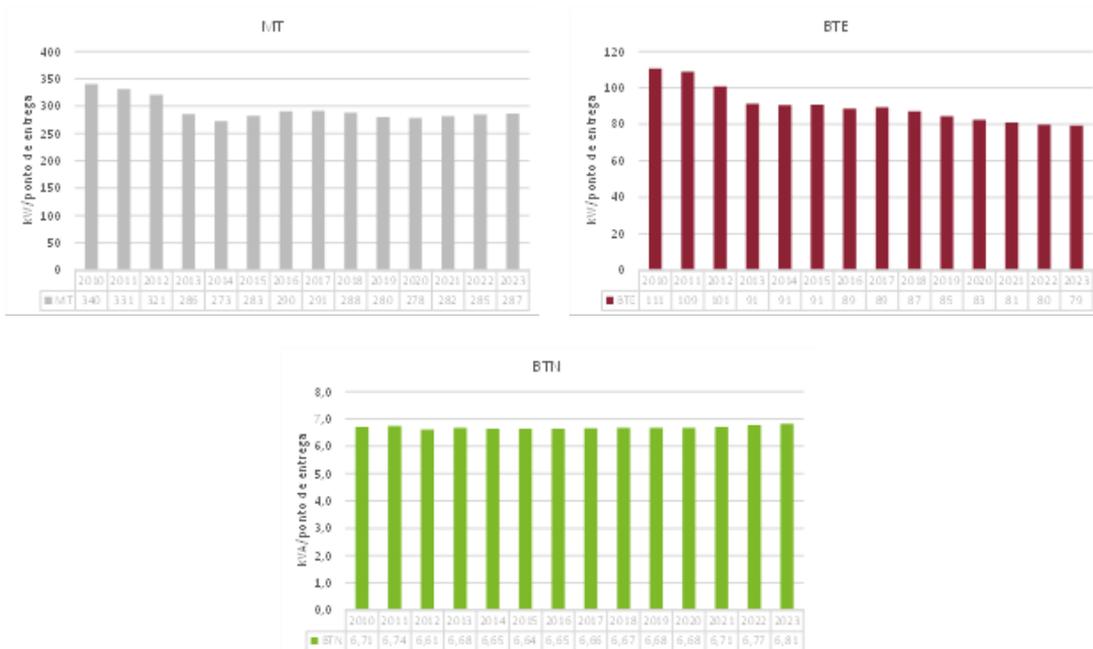
Figura 4-9 – Potência contratada total por nível de tensão/tipo de fornecimento, na RAM



Fonte: EEM

Tal como para os consumos, é possível determinar a potência contratada média por ponto de entrega, por nível de tensão e tipo de fornecimento, conforme se apresenta na Figura 4-10.

Figura 4-10 – Potência contratada média por ponto de entrega e por nível de tensão/tipo de fornecimento, na RAM



Fonte: EEM

4.1.2.2 Região Autónoma dos Açores (RAA)

O número total de pontos de entrega na RAA, desde 2010, teve variações anuais muito ligeiras (até cerca de 1%, em termos absolutos), rondando os 130 mil em 2023 (Figura 4-11). A quase totalidade (99%) corresponde a instalações de consumo ligadas em BTN.

Figura 4-11 – Número de pontos de entrega e por nível de tensão/tipo de fornecimento, na RAA

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
MT	668	680	730	751	753	760	758	754	755	751	757	766	751	768
BTE	211	260	377	592	605	616	643	670	692	716	737	755	776	808
BTN	120 715	120 596	120 170	120 356	120 526	121 024	121 609	122 219	122 848	123 660	125 395	126 304	127 133	127 974
Total	121 595	121 536	121 277	121 698	121 884	122 401	123 010	123 643	124 295	125 126	126 889	127 824	128 660	129 550

Fonte: EDA

O consumo de energia na RAA totalizou os 786 GWh em 2023 (Figura 4-12). De notar que estas quantidades correspondem a valores medidos nos contadores das instalações de consumo.

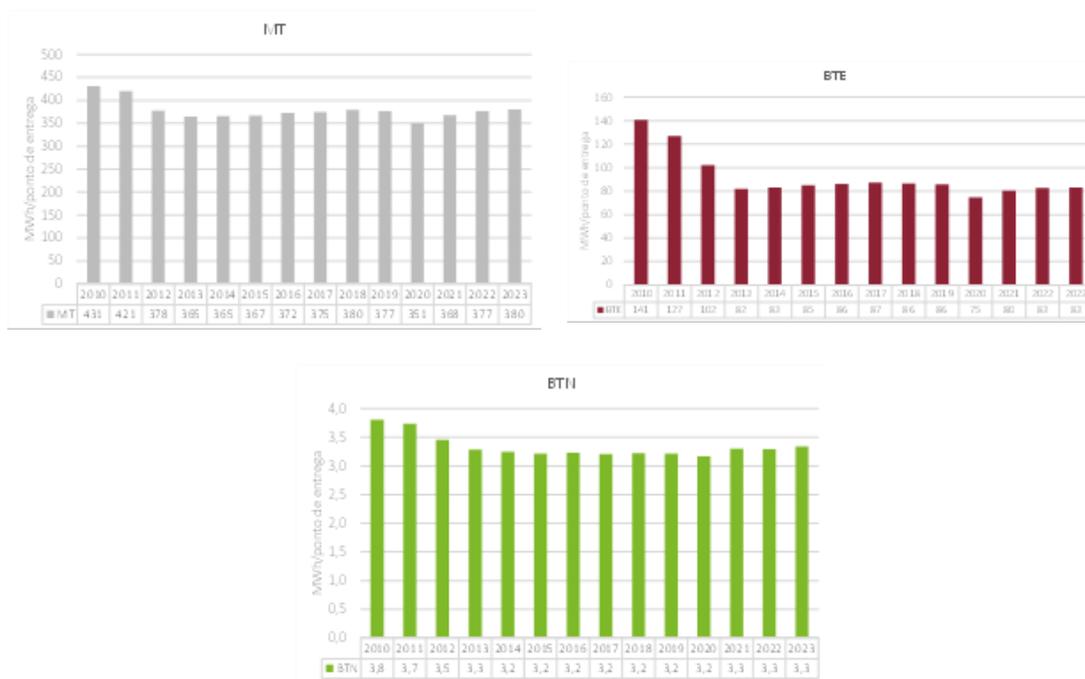
Figura 4-12 – Estrutura dos consumos por nível de tensão / tipo de fornecimento, na Região Autónoma dos Açores



Fonte: EDA

A partir dos consumos e do número de pontos de entrega, é possível determinar os consumos médios por ponto de entrega, por nível de tensão e tipo de fornecimento, conforme se apresenta na Figura 4-13

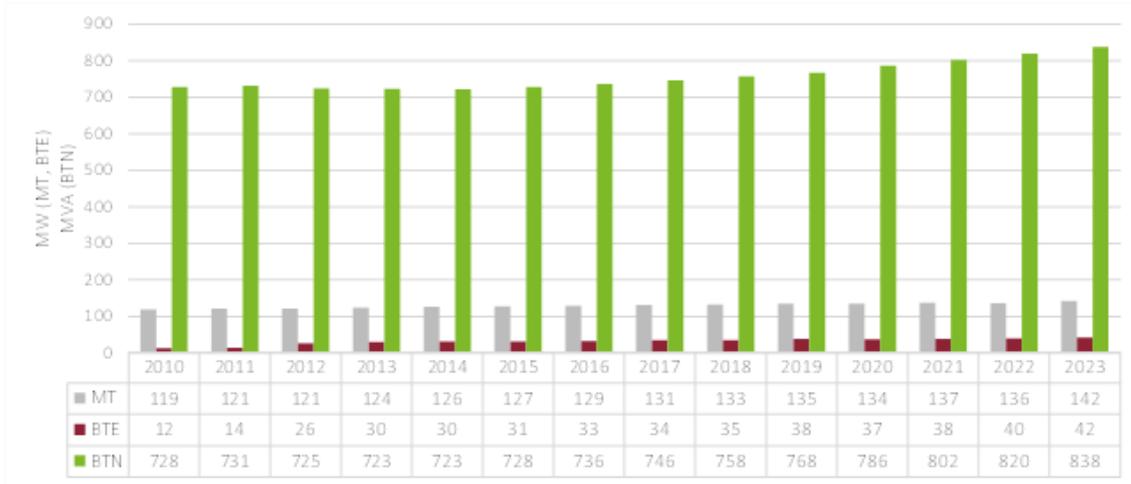
Figura 4-13 – Consumo médio por ponto de entrega e por nível de tensão/tipo de fornecimento, na RAA



Fonte: EDA

Em relação à potência contratada, a Figura 4-14 apresenta a sua evolução, por nível de tensão e tipo de fornecimento, desde 2010.

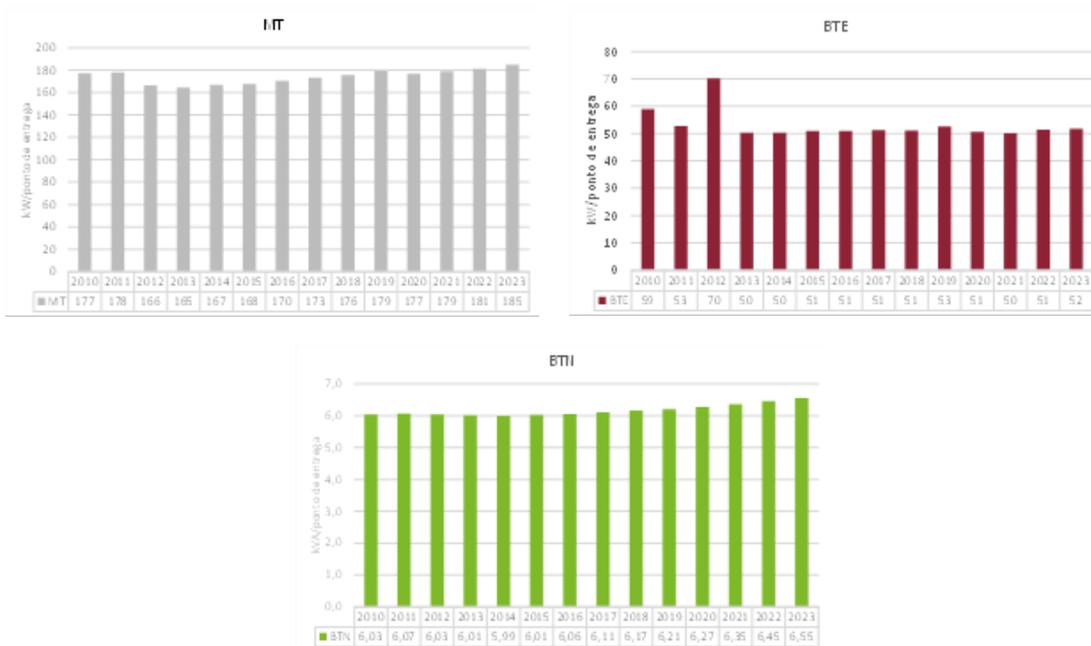
Figura 4-14 – Potência contratada total por nível de tensão e tipo de fornecimento, na RAA



Fonte: EDA

Tal como para os consumos, é possível determinar a potência contratada média por ponto de entrega, por nível de tensão e tipo de fornecimento, conforme se apresenta na Figura 4-15.

Figura 4-15 – Potência contratada média por ponto de entrega e por nível de tensão / tipo de fornecimento, na RAA



4.2 CONCORRÊNCIA E *SWITCHING*

O dinamismo do mercado retalhista verifica-se, entre outras coisas, pela eficácia do processo de mudança de comercializador, também comumente denominado de “*switching*” (4.2.2). Neste subcapítulo são apresentados os principais indicadores de concorrência ao nível do mercado retalhista (4.2.1) bem como a descrição dos processos regulatórios (4.2.3) que incidem sobre o Operador Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregador¹⁷¹ (OLMCA), responsável pela implementação dos procedimentos de *switching*.

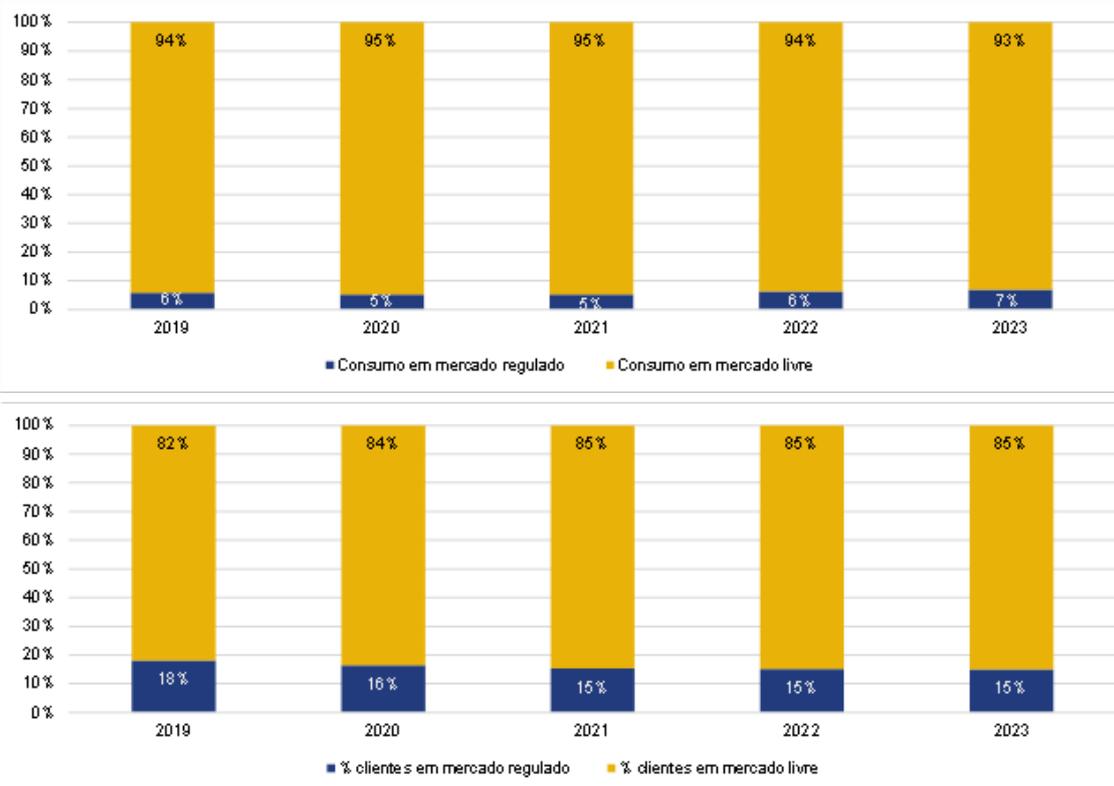
4.2.1 Indicadores de Concorrência

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

A evolução do consumo e do número de clientes no mercado liberalizado em Portugal continental, entre 2019 e 2023, pode ser observada na Figura 4-16.

¹⁷¹ Anterior OLMC, denominado de OLMCA desde 2022, por incorporação das funções relacionadas com a mudança de “agregador”.

Figura 4-16 – Repartição do consumo e número de clientes entre mercado regulado e mercado liberalizado, 2019 a 2023



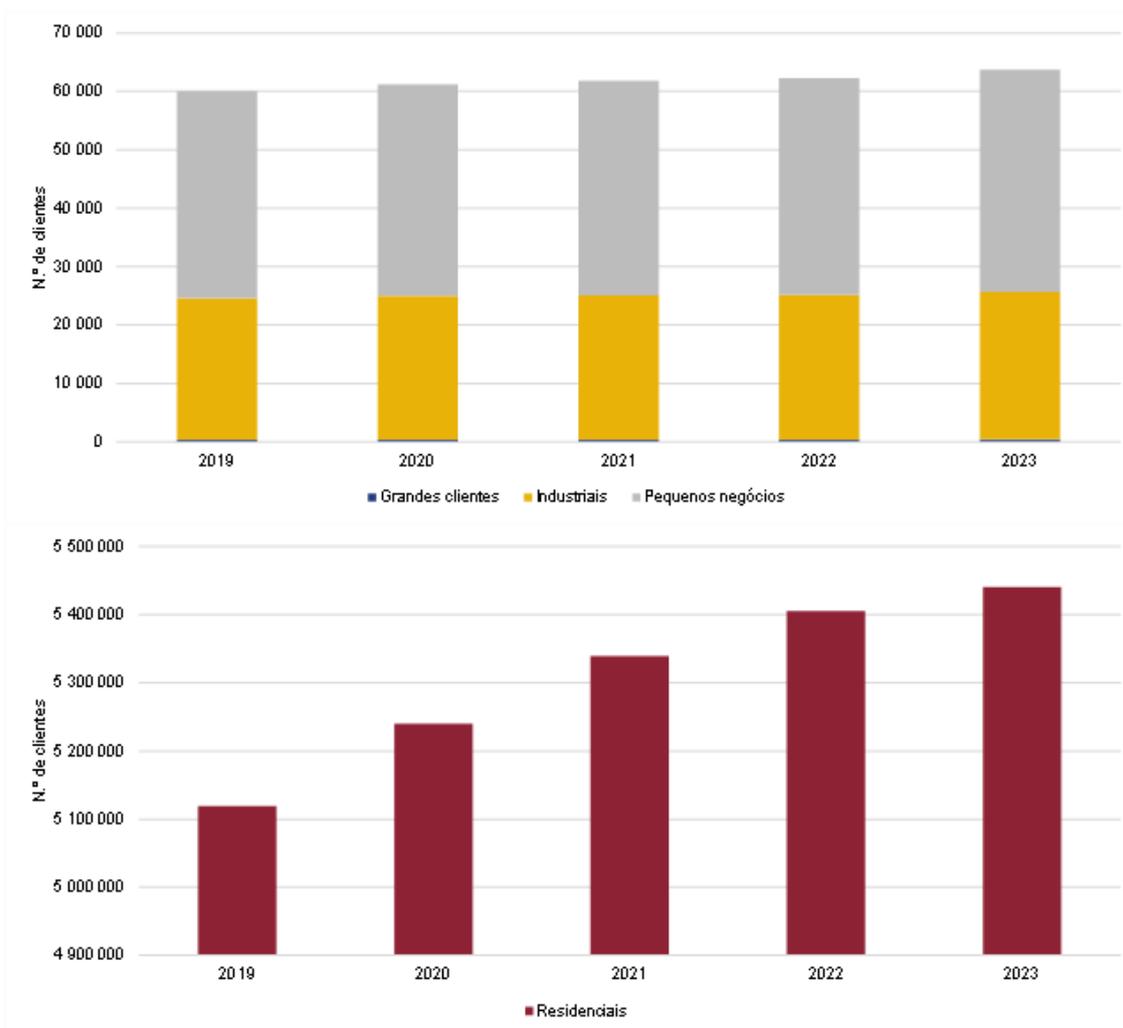
Fonte: REN e OLMCA

O processo de extinção de tarifas reguladas impulsionou, numa primeira fase, o aumento da dimensão do mercado liberalizado, que tem vindo a consolidar-se ao longo dos últimos anos. No final de 2023, o consumo em mercado representava já cerca de 93% do consumo total.

Relativamente ao número total de clientes, o aumento gradual da dimensão do mercado liberalizado, no período analisado, deve-se essencialmente à continuação da entrada de clientes residenciais que, em 2021, aumentou cerca de 2%, representando já 85% do número total de clientes em 2023.

Na Figura 4-17 é possível observar que, em 2023, os segmentos com maior consumo – grandes clientes (MAT¹⁷² e AT), industriais (MT) e pequenos negócios (BTE) – continuam a verificar um crescimento entre 1% e 3% no mercado livre.

Figura 4-17 – Evolução do mercado liberalizado em Portugal continental, 2019 a 2023



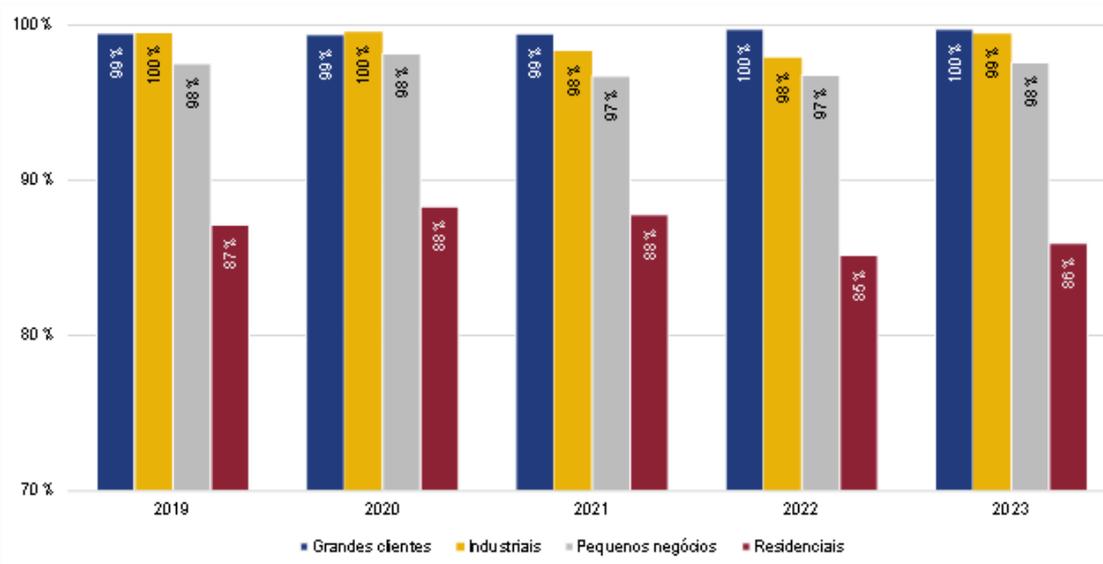
A penetração de cada segmento de clientes, em consumo, que se encontram em mercado liberalizado é apresentada na Figura 4-18. No ano de 2023, a quase totalidade do consumo de grandes clientes foi assegurado por comercializadores em mercado, o mesmo acontecendo a cerca de 99% do consumo de clientes industriais.

¹⁷² 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 ser o segmento de clientes que continua a apresentar uma menor penetração no mercado liberalizado, regista-se que cerca de 86% dos clientes deste segmento transitaram para o mercado livre.

Em 2022, registou-se uma ligeira redução da penetração no mercado liberalizado da maior parte dos segmentos de clientes. Este facto deve-se à ativação do fornecimento supletivo para um comercializador e do fornecimento supletivo preventivo para outros dois comercializadores, o que implicou a passagem das suas carteiras de clientes para o comercializador de último recurso.

Figura 4-18 – Penetração do mercado liberalizado por segmento de clientes, 2019 a 2023

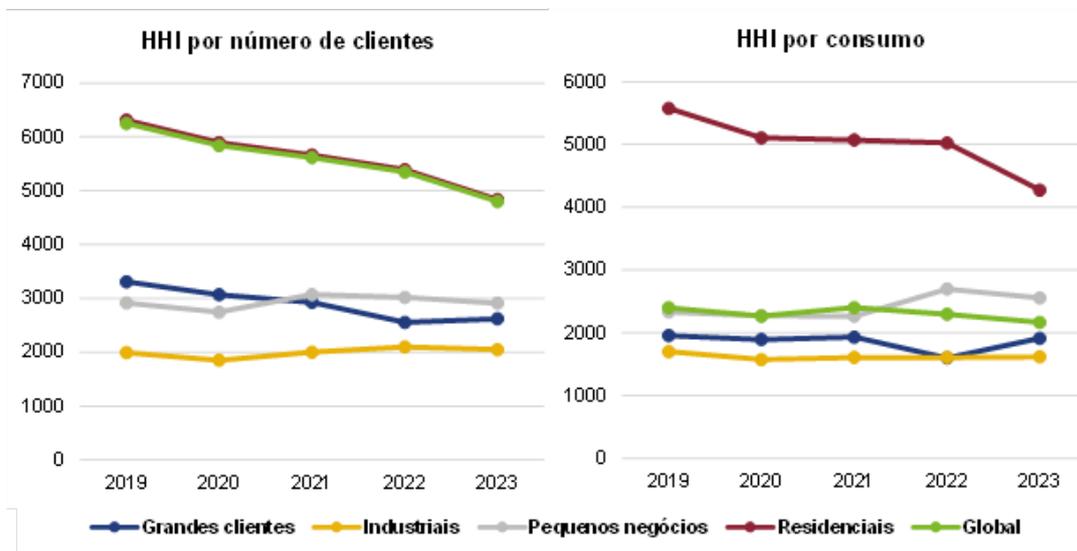


Fonte: OLMCA

No mercado liberalizado, uma análise por segmentos permite verificar que, em 2023, o segmento de clientes industriais é o mais disputado, sendo o segmento de clientes residenciais aquele em que se observa uma maior concentração empresarial.

Apesar da tendência de crescimento do mercado liberalizado, a concentração global empresarial mantém-se elevada em 2023, essencialmente devido à concentração verificada no segmento residencial. Contudo, e apesar de uma ligeira subida do indicador em termos de consumo, essencialmente devido à aplicação do fornecimento supletivo, é observável uma tendência decrescente, de forma sustentada, deste indicador, conforme apresentado na Figura 4-19.

Figura 4-19 – Evolução da concentração do mercado em número de clientes e consumo, 2019 a 2023 (HHI)

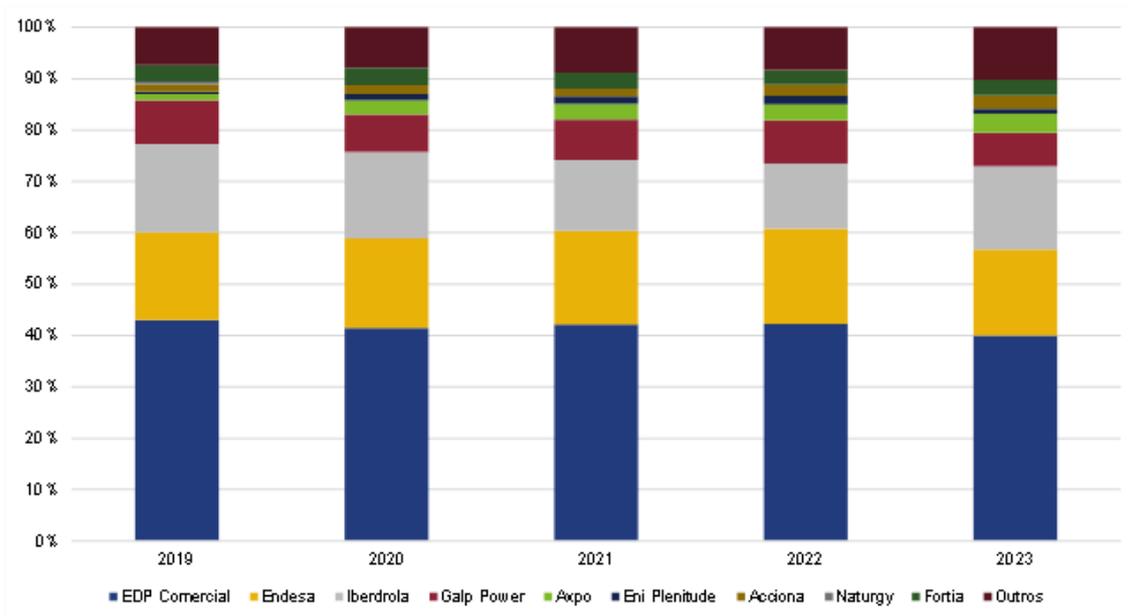


Fonte: OLMCA

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 esta situação, com este comercializador em mercado livre a representar cerca de 40% dos fornecimentos em mercado no último ano, conforme se pode extrair da Figura 4-20.

Ainda assim, é de referir que a EDP Comercial tem vindo a perder quota de mercado, de forma consistente, durante os últimos anos.

Figura 4-20 – Estrutura dos fornecimentos no mercado liberalizado por comercializador, em consumo, 2019 a 2023

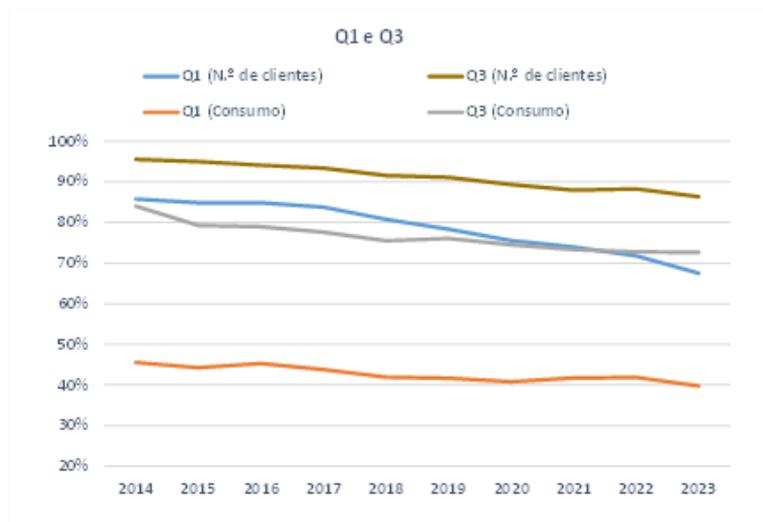
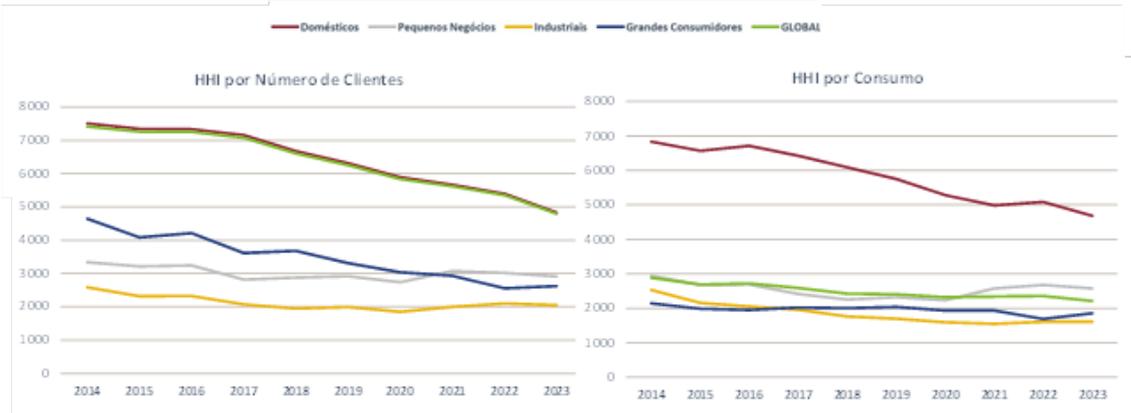


Fonte: OLMCA

Na Figura 4-21, verifica-se que a concentração do mercado entre 2014 e 2023, teve uma queda de acordo com praticamente todos os indicadores analisados. Neste período, a redução da concentração foi mais acentuada no de grandes consumidores. Desde 2020 tem-se assistido, nos segmentos industrial e dos pequenos negócios, a uma estagnação da tendência de queda dos níveis de concentração.

No caso do segmento doméstico, verificou-se uma redução consistente dessa concentração desde 2017.

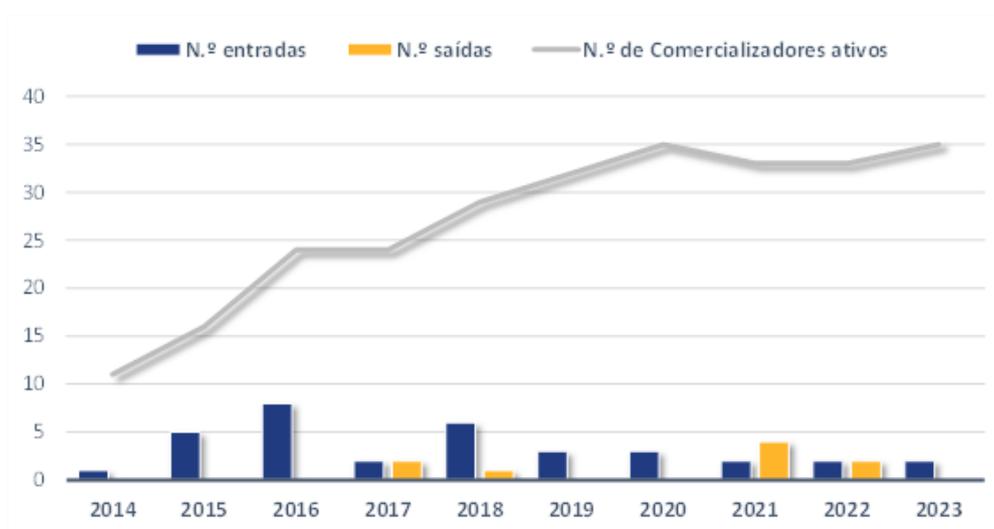
Figura 4-21 - Evolução da concentração do mercado em clientes e em consumo, 2014 a 2023 (HHI, Q1 e Q3)



Fonte: Adene e E-Redes

Na Figura 4-22 pode observar-se a evolução do número de comercializadores ativos, bem como entradas e saídas, desde 2014. De 2014 a 2023, o número de comercializadores ativo passou de 11, para 34, dos quais 32 a fornecer clientes em BTN, o que representa um aumento de três comercializadores face a 2022. Verificou-se que a Ibelectra, a Nossa Energia e a Oeneo Energy passaram a registar ou a reportar clientes em carteira.

Figura 4-22 – Evolução do número de comercializadores ativos e de entradas e saídas de comercializadores do ML, 2014 a 2023



4.2.2 Switching

Desde setembro de 2006 que a liberalização do mercado elétrico passou a permitir que os consumidores de baixa tensão normal (BTN) pudessem ter a possibilidade de escolherem o seu fornecedor de eletricidade, podendo para o efeito e dentro de determinadas condições mudar de comercializador de eletricidade.

O Orçamento de Estado para 2017 reforçou a necessidade de criação de um operador logístico de mudança de comercializador (OLMC), conforme já previsto anteriormente no Decreto-Lei n.º 29/2006 e no Decreto-Lei n.º 30/2006, ambos de 15 de fevereiro. O Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, estabelece o regime jurídico aplicável à atividade de OLMC no âmbito do Sistema Elétrico Nacional (SEN) e do Sistema Nacional de Gás (SNG).

Com o referido diploma legal, foi atribuída a função de OLMC à ADENE, entidade independente incluída no perímetro orçamental do Estado com efeitos a 1 de janeiro de 2020, que assim ficou responsável pela operacionalização dos processos de mudança de comercializador nos setores de eletricidade e de gás natural e pela gestão e manutenção da respetiva plataforma de mudança de comercializador.

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, vem concretizar a figura do operador logístico de mudança de comercializador e de agregador (OLMCA). A atividade de OLMCA está sujeita à regulação pela ERSE e compete à ERSE elaborar e aprovar os mecanismos e procedimentos de mudança de comercializador e de agregador, bem como proceder à monitorização e supervisão da sua aplicação.

Importa recordar que, até 2023, apenas se encontram estabelecidos, na Diretiva n.º 15/2018, os procedimentos de mudança de comercializador, comuns para a eletricidade e para o gás natural, não havendo procedimentos regulamentados para a mudança de agregador.

Todos os consumidores de energia elétrica ou gás natural em Portugal continental podem livremente escolher o seu fornecedor.

Para mudar de comercializador, os consumidores devem centrar-se em três passos- os 3C's:

Figura 4-23 – Etapas da mudança de comercializador



Resumidamente, os consumidores devem:

1. Conhecer quais os comercializadores que atuam no mercado¹⁷³ e respetivas ofertas;
2. Comparar essas ofertas – os comercializadores devem apresentar informação pré-contratual sobre as características da oferta. A ERSE aprovou uma ficha contratual padronizada que resume os principais aspetos do fornecimento de energia, permitindo a sua comparação. A ERSE disponibiliza também um simulador que compara preços e condições de oferta em mercado, para o mercado elétrico apenas, ou para o mercado de oferta dual (eletricidade e gás, de forma conjunta) e um simulador de rotulagem de energia elétrica, que permite verificar os impactes ambientais da fatura de energia e verificar as ofertas mais verdes em mercado;
3. Após escolha da oferta que mais se lhe adegue, e sempre que um consumidor pretenda mudar de comercializador, deverá contactar esse comercializador, que, em sua representação, tratará de todos os procedimentos necessários para efetuar essa mudança.

As principais características da mudança de comercializador são:

- Mudar de comercializador é gratuito para o consumidor;
- O ponto de contacto preferencial, na mudança, é o seu novo comercializador;
- Mudar de comercializador não implica alteração da instalação consumidora (ex. contador), exceto se o cliente o solicitar;
- O prazo máximo de mudança é de 3 semanas;
- Não há limite ao número de mudanças;
- A tarifa social é aplicada por todos os comercializadores.

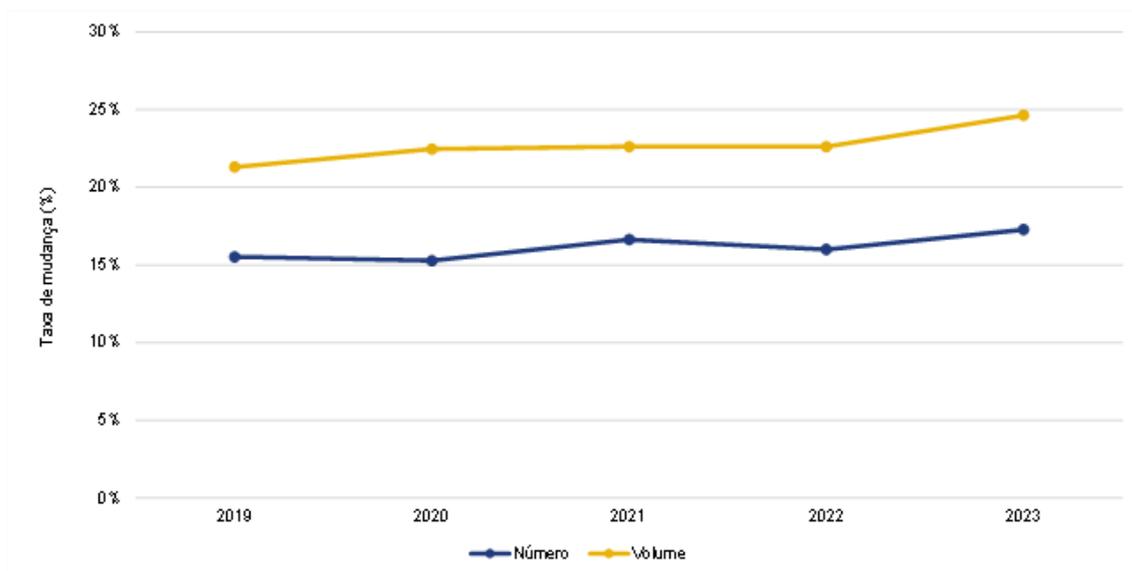
As taxas de mudança de comercializador¹⁷⁴ são relevantes: em 2023, cerca de 17% dos consumidores de eletricidade mudaram de fornecedor, vide Figura 4-24; observando-se desde 2019 um crescimento consistente, quer em termos de número de clientes, quer em termos de consumo.

¹⁷³ A ERSE disponibiliza na sua página de internet a lista de comercializadores de energia elétrica e de gás natural.

¹⁷⁴ 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 2023 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 2023 a dividir pelo consumo anual médio em Portugal continental durante esse ano.

As mudanças dentro do mercado liberalizado representaram cerca de 10% deste número. Em 2023, registaram-se 34 230 regressos ao mercado regulado, representando 380 GWh.

Figura 4-24 – Mudança de comercializador, 2019 a 2023



Fonte: OLMCA

A ERSE disponibiliza na sua página na internet uma análise evolutiva do mercado retalhista¹⁷⁵, em forma de relatório mensal, onde se evidenciam as questões de pressão competitiva no mercado em cada um dos segmentos que o compõem.

4.2.3 Atividade e Regulação do Operador Logístico de Mudança de Comercializador

Até 2023, a atividade de OLMC compreendia as funções necessárias à mudança de comercializador de eletricidade e de gás pelo cliente final, a seu pedido, bem como as de colaborar na transparência dos respetivos mercados, disponibilizando aos clientes finais o acesso fácil à informação a que têm direito, nomeadamente a operacionalização das mudanças de comercializador e de agregador, a gestão e a garantia da manutenção da plataforma eletrónica logística de mudança de comercializador e de agregador, e a prestação de informação.

¹⁷⁵ Disponível em: <https://www.erse.pt/biblioteca/atos-e-documentos-da-erse/?tipologia=----+Mercado+Liberalizado+-+Eletricidade&setor=&ano=&descricao=>

Em complemento, a atividade contemplava ainda:

- A recolha, armazenamento, tratamento e validação dos dados de consumo de eletricidade e de gás e a gestão da plataforma eletrónica para este efeito;
- A garantia da transmissão dos elementos de informação necessários aos intervenientes no SEN e no SNG, incluindo aos comercializadores, sempre que solicitada e justificada a necessidade de transmissão dos mesmos;
- A elaboração de um Plano de Prevenção de Riscos de Corrupção e Infrações Conexas e a implementação de mecanismos de acompanhamento e de gestão e conflitos de interesse devidamente publicitados.

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, vem concretizar a figura do OLMCA. O mesmo decreto-lei vem alterar o modelo de financiamento do operador logístico de comercializador e agregador, estabelecendo que a sua receita advém, fundamentalmente, dos serviços de intermediação prestados por este aos comercializadores e aos agregadores cessionários, consoante o caso, e apenas supletivamente através das tarifas de eletricidade e de gás.

CUSTOS DO OLMC

Até 2017, a atividade de OLMC para o setor elétrico foi desenvolvida pela E-REDES, na qualidade de Operador da Rede de Distribuição, e no setor do gás pela REN Gasodutos, na qualidade de gestor do sistema.

Para o período de regulação 2018-2021, a ERSE baseando-se na proposta de plano de negócios apresentado pela ADENE em 2017, definiu um nível de custos totais (TOTEX¹⁷⁶) a aceitar para 2018, que evoluiu nos anos de 2019 e de 2020 com a aplicação de uma metodologia do tipo IPIB-X. Esta metodologia foi prolongada a 2021, tendo em conta que se estendeu o período de regulação até final desse ano. O nível de custos definido inicialmente assentou no alisamento a três anos dos custos de investimento e de exploração previstos pela ADENE no seu plano de negócios para o período 2018-2021.

Para a avaliação da base de custos aplicadas no período de regulação que terminou em 2021 e a fixação das novas bases de custo para o período de regulação 2022-2025, a ERSE procedeu à análise dos valores de custos e proveitos (rendimentos a recuperar pelas tarifas) da ADENE, na sua atividade de OLMC do setor elétrico, entre os anos de 2018 e 2021 (este último com valores estimados). Os 3 anos com contas fechadas (2018 a 2020) não refletem a real dimensão da atividade de OLMC, pois só em 2021 esta passou a ser assegurada internamente pela ADENE.

¹⁷⁶ Do inglês *Total Expenditure*.

Assim, este horizonte temporal revelou-se bastante curto para estabelecer uma tendência de evolução de custos e de proveitos do OLMC, condicionando as análises evolutivas que pudessem ter em conta a real dimensão da atividade da empresa.

BASE DE CUSTOS E META DE EFICIÊNCIA

Tal como referido no capítulo 2, a base de custos é um parâmetro próprio da regulação por incentivos do tipo *price cap* ou *revenue cap*. Este parâmetro constitui o montante de custos a recuperar por aplicação das tarifas, definido no início do período de regulação, que evolui ao longo do período de regulação consoante os indutores de custo¹⁷⁷ (no caso do *price cap*), as metas de eficiência definidas e a taxa de inflação.

No primeiro período regulatório em que foi regulada, a atividade da ADENE ficou marcada por factos que dificultaram a análise histórica com base em contas reais fechadas. O ano de 2020 fica igualmente marcado pelo início da pandemia COVID-19, condicionando a atividade da ADENE e provocando alguns atrasos na realização de projetos inicialmente previstos, o que se refletiu numa redução muito substancial de custos, nomeadamente de Fornecimento e Serviços Externos (FSE), conforme referido pela ADENE na informação recebida para tarifas em 2022. Além do mais, verificou-se o diferimento da entrada em operação do Portal OLMC (para novembro de 2020) que levou a que os gastos orçamentados de operação da Nova Solução não ocorressem no ano de 2020, conforme havia sido previsto.

Só em 2021 a atividade de OLMC passou a ser assegurada internamente pela ADENE na sua plenitude. Face à falta de dados históricos consistentes com a dimensão da atividade de OLMC, a base de custos definida pela ERSE para essa atividade para o período 2022-2025 assentou no TOTEX aceite pela ERSE para 2021, atualizados para 2022 com IPIB-X. Refira-se que o fator de eficiência (X) aplicado no período que termina em 2021 de regulação foi de 0%, e que se mantém este fator para o novo período de regulação, tendo em conta o carácter ainda iniciante desta atividade no seio da ADENE.

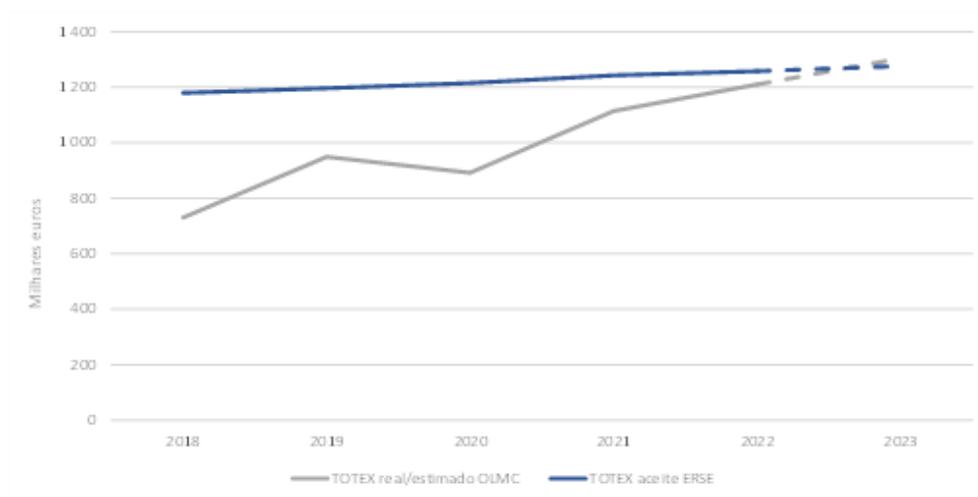
A atividade de OLMC é regulada através de um TOTEX, que no período de regulação 2018-2021 com uma taxa de remuneração implícita nos ativos de 4,4%. Para o período de regulação que teve início em 2022 esta taxa foi de 1,5%. Refira-se, contudo, que a remuneração do capital é um valor residual no total do TOTEX do OLMC (representou em 2020 apenas 2% dos proveitos permitidos reais¹⁷⁸).

¹⁷⁷ Variáveis físicas que refletem a evolução da atividade.

¹⁷⁸ Isto é, considerados no cálculo dos ajustamentos, sendo por isso definitivos.

A figura abaixo apresenta a evolução dos custos da atividade de OLMC do setor elétrico entre 2018 (primeiro ano de atividade) e 2023. Tal como referido anteriormente, só em 2021 é que a ADENE passou a assegurar internamente, na sua plenitude, a atividade de OLMC. No ano de 2020 é visível a redução dos custos reais da ADENE, face ao atraso na realização de alguns projetos devido à situação pandémica que se iniciou nesse ano. Estes fatores foram tidos em conta pela ERSE na definição da base de custos para o período de regulação 2022-2025, sendo expectável que a atividade de OLMC, tal como se observa no ano de 2023, apresente custos reais superiores aos custos aceites, compensando assim o gap que se verificou no período de regulação anterior, em que os custos aceites foram sistematicamente superiores aos custos reais. Uma melhor avaliação da evolução dos custos reais e aceites será feita no âmbito dos trabalhos de preparação do próximo período de regulação que se inicia em 2026, uma vez que nessa altura já estará disponível uma série temporal mais longa que deverá espelhar melhor o nível de custos do OLMC.

Figura 4-25 – Evolução do TOTEX real e aceite pela ERSE¹⁷⁹
(preços correntes)



¹⁷⁹ Os valores apresentados para o ano de 2023 representam a melhor estimativa à data de elaboração deste documento.

4.3 PREÇOS E TARIFAS MERCADO RETALHISTA

O preço de fornecimento de eletricidade pago pelo consumidor final tem, genericamente, três parcelas: (1) redes, (2) energia e (3) taxas e impostos. O valor das redes representa o montante relacionado com as infraestruturas que transportam a energia elétrica desde a sua produção até ao consumidor final. O valor da energia está relacionado com o custo da energia elétrica consumida. Por fim, as taxas e impostos designam os vários tipos de tributação definidos pelo Estado português¹⁸⁰.

Tanto os consumidores do mercado liberalizado, como os consumidores do mercado regulado, pagam tarifas reguladas pela parcela das redes, que correspondem às tarifas de Acesso às Redes. Estas tarifas resultam da soma das tarifas relativas às atividades de transporte de energia elétrica e de distribuição de energia elétrica (tarifas de Uso da Rede de Transporte e de Uso da Rede de Distribuição), de gestão global do sistema (tarifa de Uso Global do Sistema) e de operação logística de mudança de comercializador (tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador¹⁸¹)¹⁸².

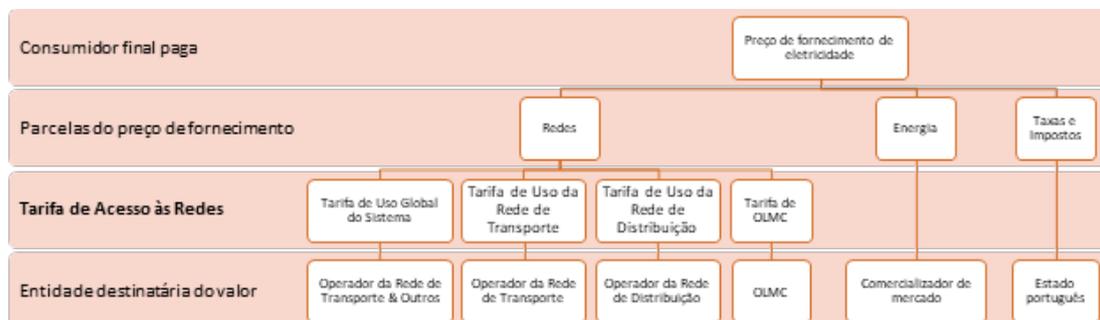
No que diz respeito à parcela de energia, no caso dos consumidores do mercado liberalizado, esta é negociada livremente com o comercializador do mercado livre. Assim, os consumidores do mercado liberalizado pagam tarifas reguladas apenas pela parcela das redes. A Figura 4-26 resume a estrutura do preço de fornecimento de eletricidade para um consumidor do mercado liberalizado.

¹⁸⁰ No caso português, as taxas e impostos incluem a taxa da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), a Contribuição Audiovisual, o Imposto Especial de Consumo de Eletricidade (IEC) e o Imposto sobre o Valor Acrescentado (IVA).

¹⁸¹ A partir de 2024, deixa de existir a tarifa do OLMC. Os proventos da nova atividade de OLMCA serão recuperados através de preço regulado aplicado aos comercializadores e aos agregadores e, supletivamente, através da tarifa de UGS.

¹⁸² Uma vez que o sistema tarifário é aditivo, as tarifas de Acesso às Redes são dadas pela soma das tarifas correspondentes a cada uma das referidas atividades, já que a cada atividade regulada da cadeia de valor está associada uma tarifa. Deste modo, garante-se a transparência, o tratamento não discriminatório e a justiça do sistema tarifário.

Figura 4-26 – Estrutura do preço de fornecimento de eletricidade no mercado liberalizado¹⁸³



No caso dos consumidores do mercado regulado, a parcela da energia é uma parcela regulada, à semelhança da parcela de redes. Para além das tarifas que compõem a tarifa de Acesso às Redes, tal como um consumidor do mercado liberalizado, o consumidor do mercado regulado também está sujeito à tarifa de Energia e à tarifa de Comercialização, referentes à parcela de energia. A soma das tarifas reguladas para as parcelas de redes e de energia é designada por tarifa de Venda a Clientes Finais. A estrutura do preço de fornecimento de eletricidade no mercado regulado encontra-se ilustrada na Figura 4-27.

Figura 4-27 – Estrutura do preço de fornecimento de eletricidade no mercado regulado



¹⁸³ No caso da tarifa de Uso Global do Sistema algumas parcelas são entregues a outras entidades, nomeadamente os custos de interesse económico geral (CIEG).

Na secção 4.3.1 apresenta-se informação acerca da evolução das tarifas reguladas de venda a clientes finais, as quais são aplicáveis aos consumidores em mercado regulado.

Na secção 4.3.2 é apresentada a evolução dos preços médios no universo de clientes do mercado regulado e do mercado liberalizado. Esta informação resulta da informação recolhida pela ERSE no que se refere aos preços médios faturados de eletricidade. Na secção 4.3.6, apresenta-se a comparação internacional de preços de eletricidade, que tem por base a informação publicada, a nível europeu, pelo Serviço de Estatística da União Europeia, Eurostat.

4.3.1 Mercado Regulado

4.3.1.1 Tarifas Reguladas de Venda a Clientes Finais

As tarifas reguladas de venda a clientes finais são aplicadas pelo comercializador de último recurso aos consumidores que são fornecidos no mercado regulado.

A partir 1 de janeiro de 2011¹⁸⁴, para Portugal continental, foram extintas as tarifas reguladas de venda de energia elétrica aos clientes com consumos em MAT, AT, MT e BTE, passando a aplicar-se uma tarifa transitória aos clientes finais que continuaram a ser fornecidos pelo comercializador de último recurso.

Adicionalmente, em março de 2012¹⁸⁵, foi estabelecido o regime de extinção das tarifas reguladas de venda de eletricidade a clientes finais com consumos em BTN e adotados mecanismos de salvaguarda dos clientes finais economicamente vulneráveis. Durante o regime transitório, o comercializador de último recurso é obrigado a fornecer eletricidade aos clientes finais que ainda não tenham contratado no mercado livre o seu fornecimento, aplicando-se as tarifas transitórias fixadas pela ERSE¹⁸⁶.

¹⁸⁴ Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro.

¹⁸⁵ Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março.

¹⁸⁶ Decreto-Lei n.º 256/2012, de 29 de novembro, Decreto-Lei n.º 13/2014, de 22 de janeiro, Portaria n.º 27/2014, de 4 de fevereiro, Portaria n.º 97/2015, de 30 de março, Portaria n.º 364-A/2017, de 4 de dezembro e Portaria n.º 39/2017, de 26 de janeiro.

Foi também estabelecido o regime equiparado ao das tarifas transitórias ou reguladas de que podem beneficiar os clientes finais com contrato de fornecimento de eletricidade com um comercializador em regime de mercado, alargando as opções de escolha dos consumidores em BTN a todas as ofertas, quer do mercado liberalizado, quer do mercado regulado¹⁸⁷. Os comercializadores devem divulgar se disponibilizam ou não o regime equiparado de preços e dispõem de dez dias úteis para responder às solicitações dos clientes finais. Para o ano de 2023 apenas foi reportada a prática do regime equiparado de preço das “Condições de Preço Regulado” por um comercializador, a GoldEnergy.

A partir de 2014, a ERSE deixou de publicar tarifas transitórias em MAT, por já não existirem fornecimentos do comercializador de último recurso, nesse nível de tensão.

Em 2020, o prazo para a extinção das tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos de eletricidade em BTN foi definido para 31 de dezembro de 2025¹⁸⁸ e os prazos para a extinção das tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos de eletricidade em MT e BTE, para 31 de dezembro de 2021 e 31 de dezembro de 2022, respetivamente. As tarifas transitórias em AT extinguiram-se em dezembro de 2020.

Neste contexto, em 2023, 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. O Quadro 4-1 resume a aplicação no tempo das tarifas de Venda a Clientes Finais e das tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão e tipo de fornecimento, desde o ano de 2002.

Quadro 4-1 – Aplicação tarifas de Venda a Clientes Finais do mercado regulado em Portugal continental, de 2002 a 2026¹⁸⁹

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
MAT	TVCF									TTVCF															
AT	TVCF									TTVCF															
MT	TVCF									TTVCF															
BTE	TVCF									TTVCF															
BTN *	TVCF										TTVCF														

¹⁸⁷ Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto e Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro, na redação vigente.

¹⁸⁸ Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril.

¹⁸⁹ TVCF: tarifa de Venda a Clientes Finais; TTVCF: Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais. * As tarifas reguladas aplicáveis a clientes com consumos em BTN com potência contratada superior ou igual a 10,35 kVA foram extintas a partir de 1 de julho de 2012.

4.3.1.2 Evolução das Tarifas Reguladas de Venda a Clientes Finais

Nesta secção apresenta-se a evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do mercado regulado em Portugal continental desde 2002¹⁹⁰. Essa evolução pode ser determinada a partir dos preços correntes, obtendo-se evoluções nominais, ou a partir dos preços constantes (eliminando o efeito da inflação), obtendo-se evoluções reais.

O Quadro 4-2 resume as variações anuais médias para vários períodos de regulação do setor elétrico, desde o ano de referência (2002)¹⁹¹.

Quadro 4-2 – Variações anuais médias das tarifas (transitórias) de Venda a Clientes Finais por período de regulação¹⁹²

Variação anual média		2002 - 2005	2006 - 2008	2009 - 2011	2012 - 2014	2015 - 2017	2018 - 2021	2022-2023**
MAT *	real	-1,9%	1,7%	5,7%	-	-	-	-
	nominal	-0,2%	1,1%	5,0%	-	-	-	-
AT *	real	0,3%	1,0%	5,7%	-	-	-	-
	nominal	3,6%	3,6%	6,2%	-	-	-	-
MT	real	0,8%	0,6%	3,8%	4,4%	0,8%	-2,4%	-
	nominal	4,1%	3,2%	4,3%	5,3%	2,5%	-0,6%	-
BTE	real	-0,7%	4,2%	2,6%	4,3%	1,6%	-0,8%	-1,4%
	nominal	2,2%	7,0%	4,0%	5,3%	2,5%	-0,3%	2,3%
BTN	real	-0,4%	0,2%	2,4%	2,2%	1,4%	-1,8%	-3,6%
	nominal	2,5%	2,9%	3,8%	3,2%	2,3%	-1,2%	2,5%

¹⁹⁰ Os preços médios até 2022, em euros por kWh, subjacentes à construção das figuras e quadros apresentados, não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura de consumos do respetivo ano, mas a do ano de 2023, de forma a eliminar o efeito de alteração da estrutura de consumos e analisar apenas as variações tarifárias.

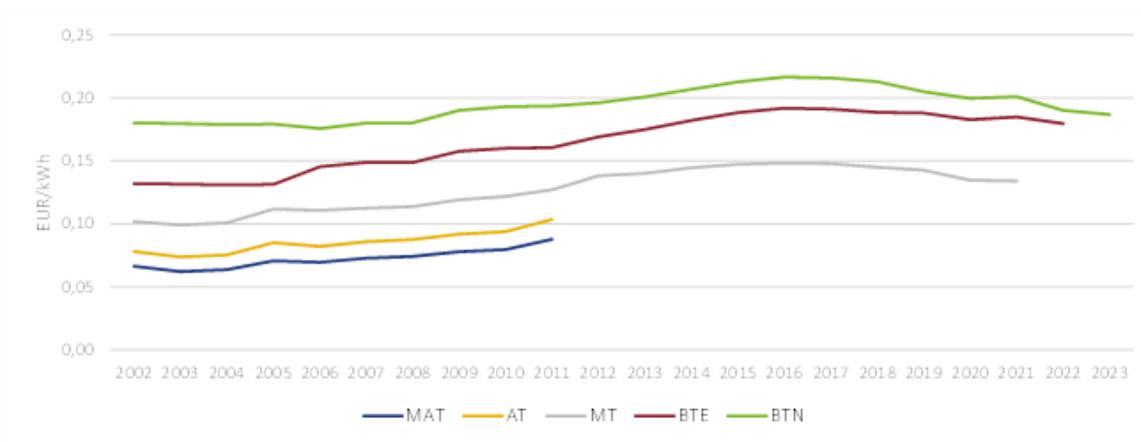
¹⁹¹ Os períodos de regulação têm tido uma duração de três anos, excetuando o período de regulação de 2002 a 2005 e o período de regulação de 2018 a 2021, que contaram com uma duração de quatro anos. A partir de 2022 os períodos de regulação passaram a ter também uma duração de quatro anos, nos termos de Regulamento Tarifário do setor elétrico.

¹⁹² * Em 2012 o número de consumidores em MAT e em AT no mercado regulado passou a ser residual. ** A última coluna do quadro representa os dois primeiros anos do período de regulação 2022-2025 e considera a extinção das tarifas transitórias de MT e de BTE em dezembro de 2021 e dezembro de 2022, respetivamente.

Em termos reais, o período de regulação 2018-2021 foi de decréscimo das tarifas, contrariamente aos períodos anteriores. A tendência de redução mantém-se no período de regulação de 2022-2023.

Na Figura 4-28 apresenta-se a evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do mercado regulado em Portugal continental a preços constantes de 2022.

Figura 4-28 – Evolução das tarifas (transitórias) de Venda a Clientes Finais (preços constantes de 2022)



A preços constantes de 2022, os preços médios em MT, BTE e BTN registaram um máximo em 2016, verificando-se, desde esse ano, uma tendência de redução dos preços médios.

4.3.2 Mercado Livre e Mercado Regulado

Nesta secção são analisados os preços médios faturados em Portugal continental que resultam da informação enviada à ERSE pelos comercializadores que atuam no mercado retalhista de eletricidade, no âmbito da monitorização de preços do mercado retalhista de eletricidade. A análise de preços abrange o período entre o primeiro trimestre de 2019 e o 4.º trimestre de 2023.

Tratando-se de informação sobre preços faturados, esta integra todas as ofertas comerciais da carteira de cada comercializador, ou seja, incorpora informação de preços, quer dos contratos históricos, quer dos novos contratos de cada comercializador.

É considerada a informação relativa a preços, sem impostos (IVA) e sem taxas, praticados pela totalidade dos comercializadores a atuar no mercado retalhista de eletricidade, incluindo o comercializador de último recurso¹⁹³.

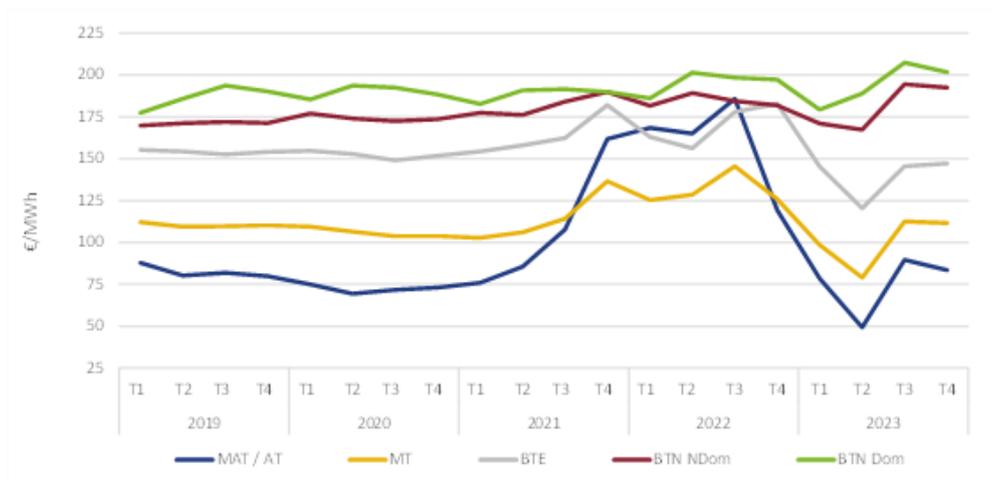
Em primeiro lugar, é apresentada a evolução dos preços em termos globais e, depois, distinguindo entre o mercado regulado e o mercado livre. Por fim, é apresentada uma análise ao intervalo de preços médios por nível de tensão, a qual abrange o período de 2019 a 2023. Todas as análises nesta secção são realizadas em termos de preços correntes.

4.3.2.1 Evolução Global dos Preços Médios Faturados

Na Figura 4-29 apresenta-se a evolução dos preços médios finais faturados no mercado retalhista de eletricidade, ao longo do período em análise, para os diferentes níveis de tensão¹⁹⁴.

Na Figura 4-30 faz-se uma agregação de preços por segmento de consumo, com uma análise dos preços médios finais faturados para o segmento doméstico (BTN Dom) e para o segmento não doméstico (MAT, AT, MT, BTE e BTN NDom).

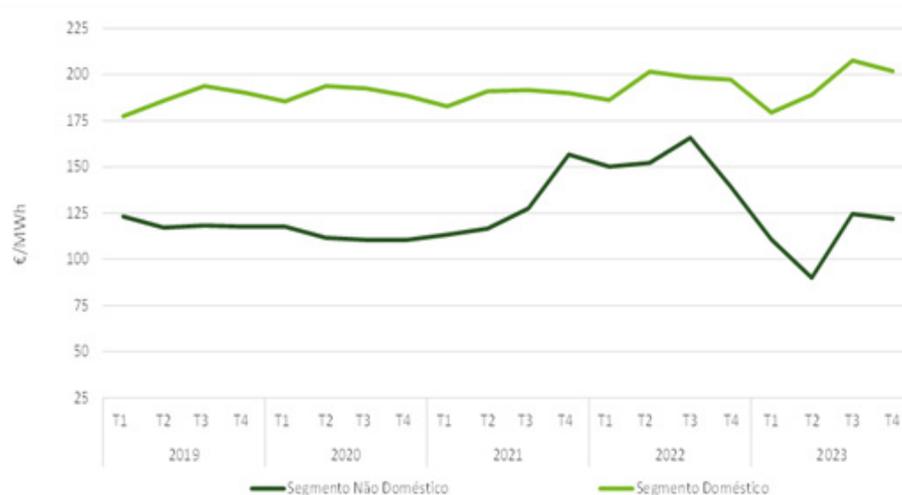
Figura 4-29 – Evolução dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por nível de tensão



¹⁹³ Por comercializador de último recurso (CUR) entende-se a SU Eletricidade. Não integra informação dos CUR a atuar exclusivamente em BT, nem das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

¹⁹⁴ Na informação enviada pelos comercializadores de mercado os preços para os níveis de tensão MAT e AT vêm agregados.

Figura 4-30 – Evolução dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por segmento de consumo



Os preços médios faturados dos vários níveis de tensão apresentam um valor relativamente estável até meados do ano de 2021. No terceiro e quarto trimestres de 2021 verifica-se um aumento generalizado dos preços para os clientes não domésticos, sendo este aumento mais significativo nos níveis de tensão MAT/AT, devido a uma maior indexação de preços ao mercado grossista no segmento de clientes que se encontram nestes níveis de tensão.

No primeiro trimestre de 2022 os preços médios faturados apresentam uma descida, devida à redução significativa das tarifas de Acesso às Redes ocorrida em janeiro de 2022, com exceção de MAT e AT onde os preços continuam a sua trajetória ascendente. A descida para este segmento de clientes acontece apenas no terceiro trimestre de 2022, quando os restantes segmentos de clientes analisados voltam a observar acréscimos de preços.

A partir do terceiro trimestre de 2022 verifica-se uma descida dos preços faturados nos diferentes segmentos, com valores muito próximos ou até mais baixos do que os preços registados até meados de 2021, quando se começou a sentir o impacto da subida dos custos de aprovisionamento de eletricidade. Esta trajetória descendente está em linha com a acentuada descida das tarifas de Acesso às Redes, em julho de 2022 e em janeiro de 2023.

No segmento doméstico esta trajetória descendente é interrompida no segundo trimestre de 2023, observando-se um acréscimo de preços. No terceiro trimestre de 2023 verifica-se um aumento dos preços faturados para todos os segmentos de clientes, sendo este aumento mais significativo em MAT e AT (+82%) e em MT (+42%). Todavia, no último trimestre desse ano observa-se uma redução de preços em praticamente todos os níveis de tensão.

Na Figura 4-31 e na Figura 4-32 é efetuada uma análise à variação relativa dos preços apresentados anteriormente, tendo como base o primeiro trimestre de 2019 (Base = 100).

Da análise verifica-se que são os clientes MAT/AT que apresentam uma maior variabilidade nos preços médios faturados, com um nível de preços no terceiro trimestre de 2022 superior ao dobro dos preços faturados no primeiro trimestre de 2019. Nos restantes níveis de tensão a variação de preços não é tão acentuada, apresentando valores mais estáveis para os clientes BTN.

Todavia, no quarto trimestre de 2023, para o segmento não doméstico, o nível de preços médios faturados apresenta valores abaixo dos preços verificados no primeiro trimestre de 2019. Enquanto que, no segmento doméstico, o nível de preços está cerca de 14% acima dos verificados no primeiro trimestre de 2019.

Figura 4-31 – Variação relativa dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por nível de tensão

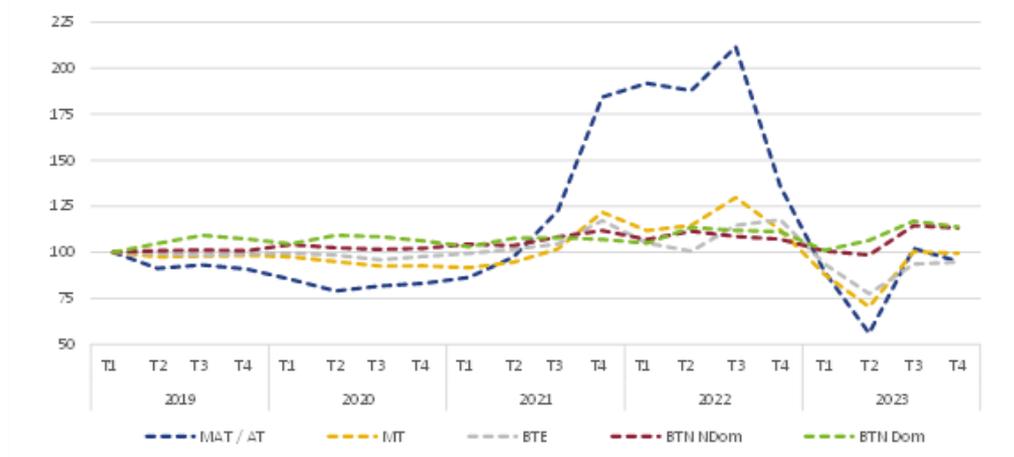
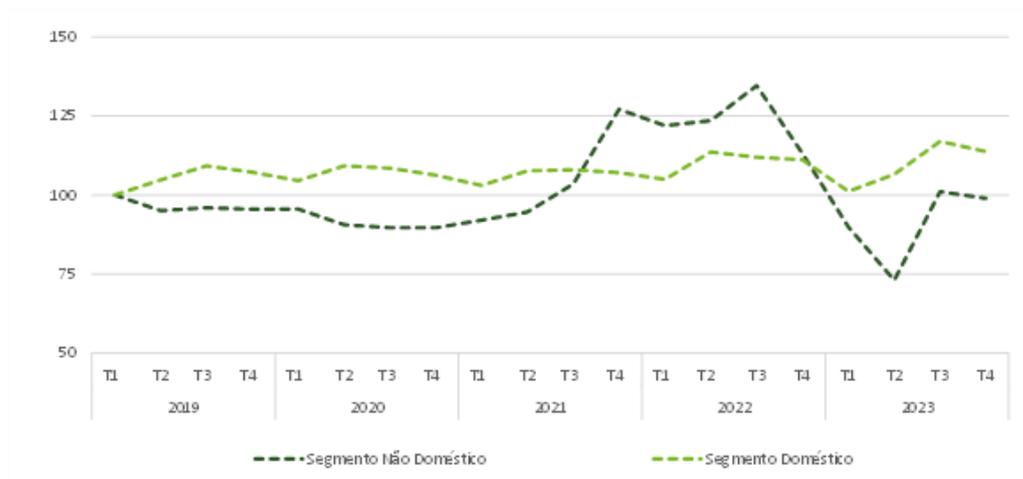


Figura 4-32 – Variação relativa dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por segmento de consumo



4.3.2.2 Evolução dos Preços Médios Faturados no Mercado Regulado e no Mercado Livre

À semelhança da análise efetuada no capítulo anterior, na Figura 4-33 apresenta-se a evolução dos preços médios finais faturados no mercado retalhista de eletricidade, ao longo do período em análise, para os diferentes níveis de tensão, mas com uma separação entre os preços do Mercado Regulado e do Mercado Livre.

No Mercado Regulado não se apresentam os preços para os níveis de tensão para os quais a tarifa transitória se encontra extinta: BTE a partir do primeiro trimestre 2023, MT a partir do primeiro trimestre 2022 e MAT/AT para todo o período em análise.

Na Figura 4-34 efetua-se uma agregação de preços por segmento de consumo, com uma análise dos preços médios finais faturados para o segmento doméstico (BTN Dom) e para o segmento não doméstico (MAT, AT, MT, BTE e BTN NDom), e com uma análise separada do Mercado Regulado e do Mercado Livre.

Os valores de preços médios ilustrados nas figuras seguintes não são diretamente comparáveis, devido às diferenças existentes ao nível da estrutura de clientes e de consumos no Mercado Livre e no Mercado Regulado. Este último caracteriza-se por um reduzido número de clientes, em particular no segmento não doméstico, e por clientes com consumos médios mais baixos do que no Mercado Livre.

Figura 4-33 – Evolução dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por nível de tensão

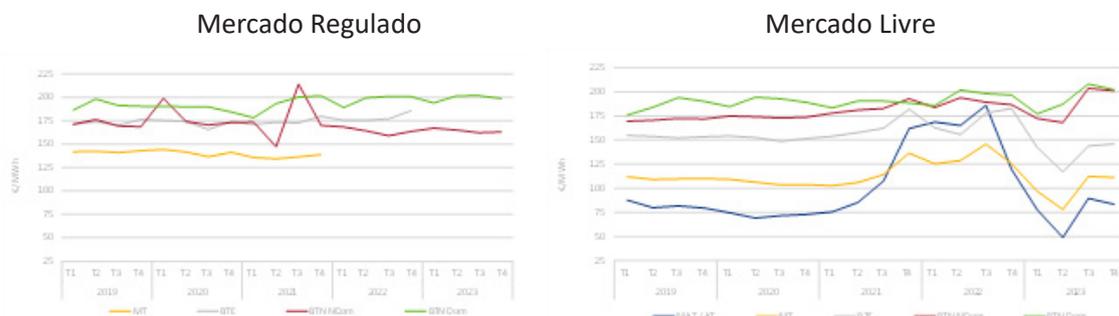
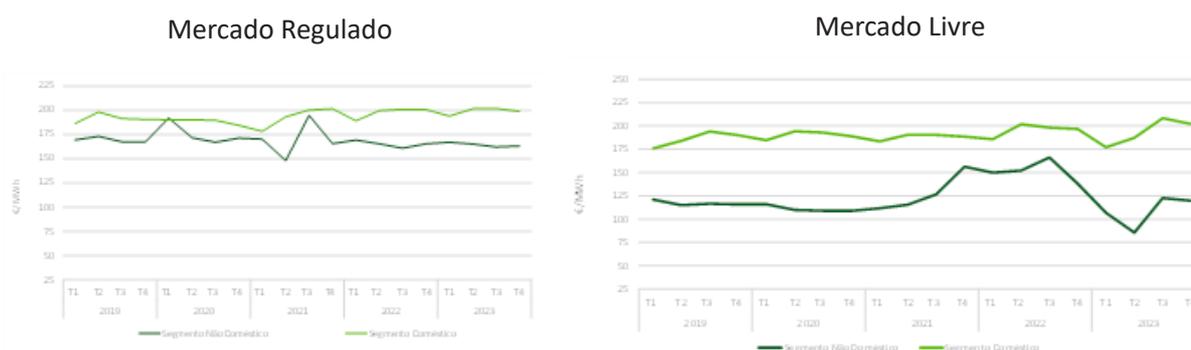


Figura 4-34 – Evolução dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por segmento de consumo



No Mercado Regulado verifica-se uma tendência de redução dos preços médios faturados até ao primeiro trimestre de 2021. Depois de uma tendência de subida de preços, durante o ano de 2021, verifica-se uma estabilização dos preços faturados durante os anos de 2022 e 2023, para ambos os segmentos de clientes.

Salienta-se que a movimentação de clientes tem implicações na estrutura dos consumos, podendo ter um impacto muito significativo nos preços médios faturados do Mercado Regulado, onde o número de clientes é bastante reduzido. Adicionalmente, a pandemia de COVID-19 também poderá ter contribuído para acentuar as referidas alterações de estrutura, como se verifica nas oscilações de preços na BTN.

No Mercado Livre existe uma maior estabilidade de preços até final do ano 2020, sendo que a partir de meados de 2021 se verifica um acréscimo dos preços no segmento não doméstico, mais acentuado nos clientes de maior consumo de eletricidade (MAT/AT).

Tendo em consideração a trajetória ascendente do custo de aprovisionamento de eletricidade nos mercados Spot e de Futuros, desde meados de 2021, podemos verificar que a repercussão deste aumento se faz notar de uma forma mais rápida no Mercado Livre e no segmento não doméstico, onde prevalecem os contratos com uma maior componente de indexação de preços dos clientes aos custos de eletricidade nos mercados grossistas.

A partir do terceiro trimestre de 2022 é notória a trajetória descendente dos preços médios faturados no Mercado Livre, sendo esta descida mais acentuada nos clientes MAT/AT e MT. Importa uma vez mais destacar o impacto da acentuada descida das tarifas de Acesso às Redes, em julho de 2022 e em janeiro de 2023.

Esta trajetória descendente é interrompida no segundo e terceiro trimestre de 2023, no segmento doméstico e no segmento não-doméstico, respetivamente, observando-se um acréscimo de preços. Todavia, no último trimestre desse ano observa-se uma redução de preços em praticamente todos os níveis de tensão.

Na Figura 4-35 e na Figura 4-36 apresenta-se a evolução relativa dos preços apresentados anteriormente, tendo como base os preços do primeiro trimestre de 2019 (Base = 100).

Figura 4-35 – Variação relativa dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por nível de tensão

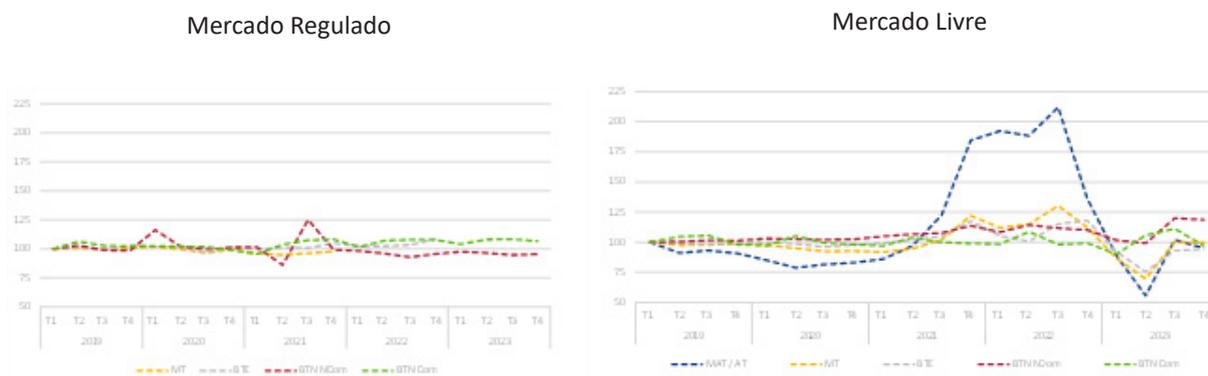
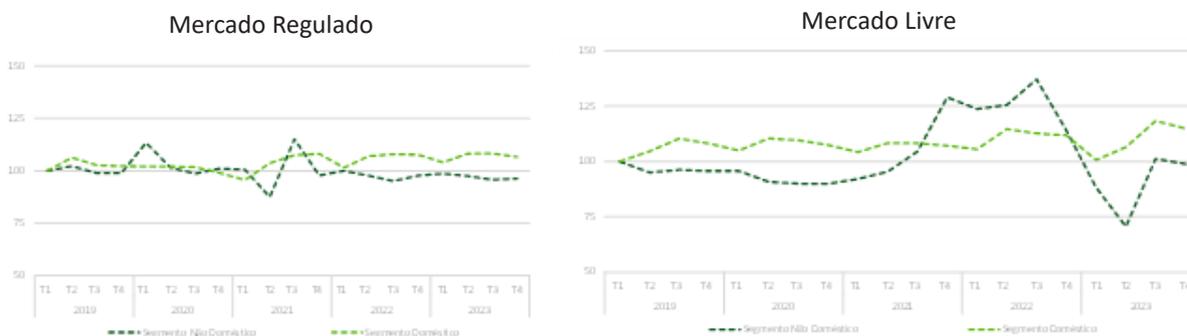


Figura 4-36 – Variação relativa dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por segmento



Da análise das figuras evidencia-se a trajetória descendente de preços médios faturados no Mercado Regulado até ao início de 2021, no segmento doméstico. A partir do segundo trimestre de 2021 verifica-se uma subida do nível de preços, face aos valores registados no primeiro trimestre de 2019. Durante os anos de 2022 e 2023 assiste-se a algumas subidas e descidas de preços, observando-se no quarto trimestre de 2023 um preço 7% acima do preço no primeiro trimestre de 2019.

Importa, uma vez mais, reforçar que a movimentação de clientes tem implicações na estrutura dos consumos, podendo ter um impacto muito significativo nos preços médios faturados do Mercado Regulado, designadamente no segmento não doméstico onde o número de clientes é bastante reduzido.

No Mercado Livre verifica-se uma subida dos preços médios faturados no primeiro semestre de 2019, no segmento doméstico, seguida de alguma estabilidade até ao segundo trimestre de 2022. No primeiro trimestre de 2023, os preços estão alinhados com os preços do trimestre homólogo de 2019, mas no quarto trimestre de 2023 os preços estão 15% acima dos preços observados no primeiro trimestre de 2019.

No segmento não doméstico, a trajetória ascendente de preços traduz-se no terceiro trimestre de 2022 num nível de preços correspondente a cerca de 140% dos preços médios faturados no primeiro trimestre de 2019.

No segundo trimestre de 2023, depois de uma descida muito acentuada dos preços faturados em MAT/AT e MT, o nível de preços faturados no segmento não doméstico corresponde a cerca de 70% dos preços médios faturados no primeiro trimestre de 2019.

No terceiro trimestre de 2023, o nível de preços do segmento não doméstico volta a subir, alinhando com os preços verificados no primeiro trimestre de 2019.

4.3.3 Comparação Internacional de preços

Esta secção apresenta a comparação de preços de eletricidade em Portugal com os países da União Europeia. A informação tem por base o Boletim de Comparação de Preços de Eletricidade, publicado semestralmente pela ERSE¹⁹⁵. Toda a análise nesta secção é realizada em termos de preços correntes.

O boletim compara os preços da eletricidade em Portugal com os preços de eletricidade dos países da Área do Euro e da União Europeia, procurando contribuir para um melhor esclarecimento dos consumidores, através de uma análise rigorosa e objetiva sobre a evolução dos preços de eletricidade. Este boletim tem por base a informação publicada pelo Serviço de Estatística da União Europeia, Eurostat, relativa aos preços de eletricidade na União Europeia, complementada com a informação de preços recolhida pela ERSE junto dos comercializadores.

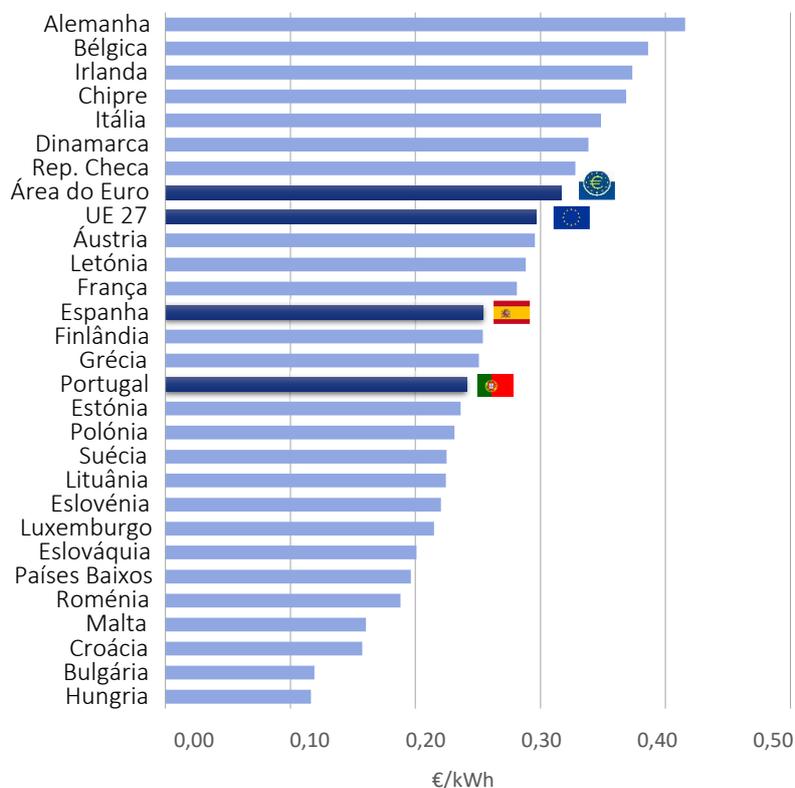
4.3.3.1 Consumidores Domésticos

PREÇO MÉDIO GLOBAL

Em termos globais, os preços médios de eletricidade em Portugal, para os consumidores domésticos, no segundo semestre de 2023, foram inferiores aos preços médios de Espanha, à média da Área do Euro (“AE 19”, com 19 países) e à média da União Europeia (“UE 27”, 27 países). Os preços mais baixos observam-se, na Hungria, Bulgária, Croácia e Malta.

¹⁹⁵ Todos os boletins estão disponíveis em: <https://www.erse.pt/biblioteca/atos-e-documentos-da-erse/?tipologia=----+Compara%C3%A7%C3%A3o+Pre%C3%A7os+Internacionais&setor=Eletricidade&ano=&descricao=>.

Figura 4-37 – Preços de eletricidade dos consumidores domésticos nos países da EU (com taxas e impostos), 2.º semestre de 2023

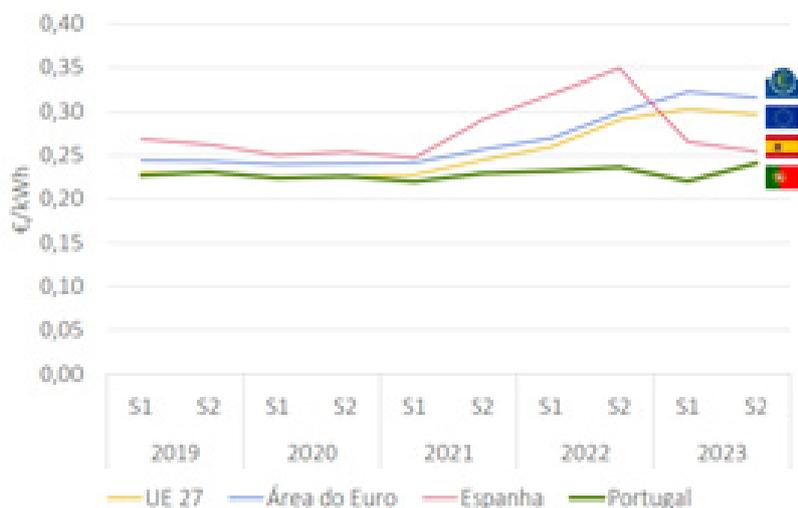


Uma análise à evolução de preços verificados entre 2019 e 2023 (Figura 4-38), revela que em Portugal os preços têm sido inferiores aos de Espanha e aos da Área do Euro e da União Europeia. No segundo semestre de 2023, os preços em Espanha continuam a sua trajetória de aproximação aos preços de Portugal, após o distanciamento registado em 2021 e 2022. A redução significativa das tarifas de Acesso às Redes em janeiro e julho de 2022¹⁹⁶ e em janeiro de 2023 permitiu mitigar o acréscimo de preços em Portugal, aumentando o diferencial de preços face às restantes regiões analisadas.

No segundo semestre de 2023, Portugal regista um aumento de 2,0% dos preços de eletricidade no segmento doméstico, face ao semestre homólogo de 2022.

¹⁹⁶ Fixação excecional de tarifas do setor elétrico a vigorar entre 01 de julho e 31 de dezembro de 2022 (Diretiva n.º 17/2022).

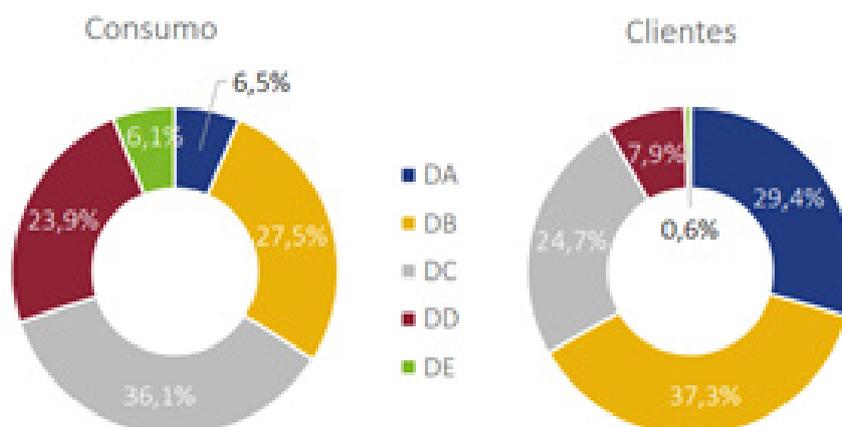
Figura 4-38 – Evolução de preços de eletricidade dos consumidores domésticos em Portugal, Espanha, UE e AE



PREÇO MÉDIO NA BANDA DE CONSUMO MAIS REPRESENTATIVA

Os preços médios de cada país, apresentados na presente secção, são calculados através da média ponderada dos preços de cada banda de consumo, em função da estrutura de consumos no segmento doméstico em Portugal (Figura 4-39).

Figura 4-39 – Representatividade das bandas de consumo dos consumidores domésticos em Portugal



Em Portugal, a banda de consumo mais representativa é a DC (consumo anual entre 2 500 kWh e 5 000 kWh), com cerca de 36% do consumo total dos clientes domésticos.

Na Figura 4-40 apresenta-se a decomposição de preços de eletricidade nas componentes de (i) energia e redes e (ii) taxas e impostos, para a referida banda DC, por ordem crescente dos preços com taxas e impostos. Portugal tem, no segundo semestre de 2023, preços da componente de energia e redes inferiores aos de Espanha e aos da AE e da UE.

O Eurostat publica, também, uma decomposição detalhada de preços de eletricidade em base anual, encontrando-se disponível, na Figura 4-41, a informação do ano de 2023 (com os preços por ordem crescente da parcela de energia e redes). Em 2023, Portugal teve um dos preços mais elevados da componente de energia e redes, superando os preços de Espanha e da União Europeia. Por outro lado, os CIEG, parte da componente de taxas e impostos, apresentaram valores negativos durante o ano, permitindo mitigar o impacto do aumento da componente de energia e redes no preço final de eletricidade.

A componente de taxas e impostos publicada pelo Eurostat, que integra os CIEG, apresenta para Portugal um peso de -17% do preço total pago pelos consumidores domésticos, enquanto que no ano homólogo o peso desta componente era de +16%. Os CIEG, que estão incluídos nesta componente, representam cerca de -33% do preço total em 2023.

Para os restantes países não é possível identificar estes custos de forma desagregada das taxas e impostos, uma vez que o Eurostat não publica essa informação.

Figura 4-40 – Decomposição de preços de eletricidade dos consumidores domésticos no 2.º semestre 2023 – Banda de consumo DC

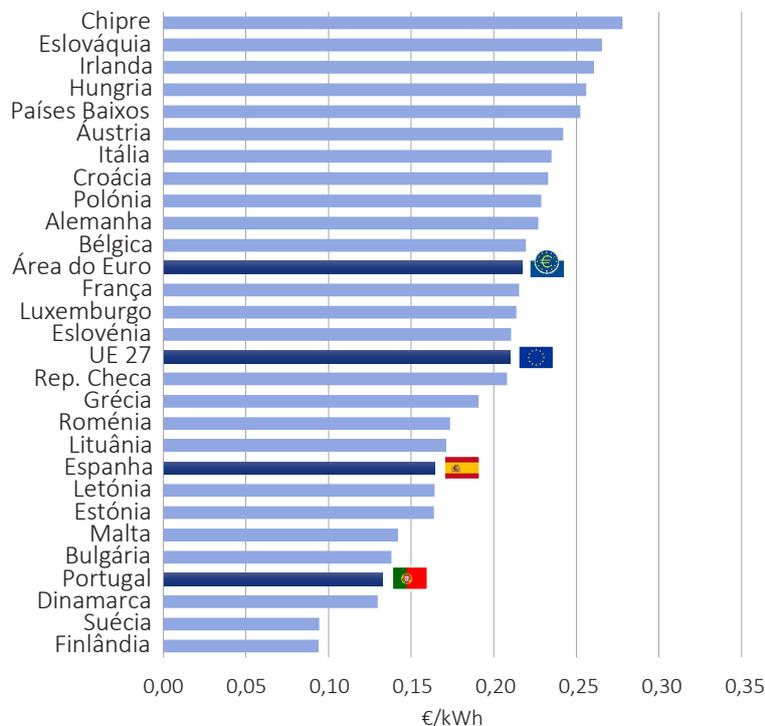
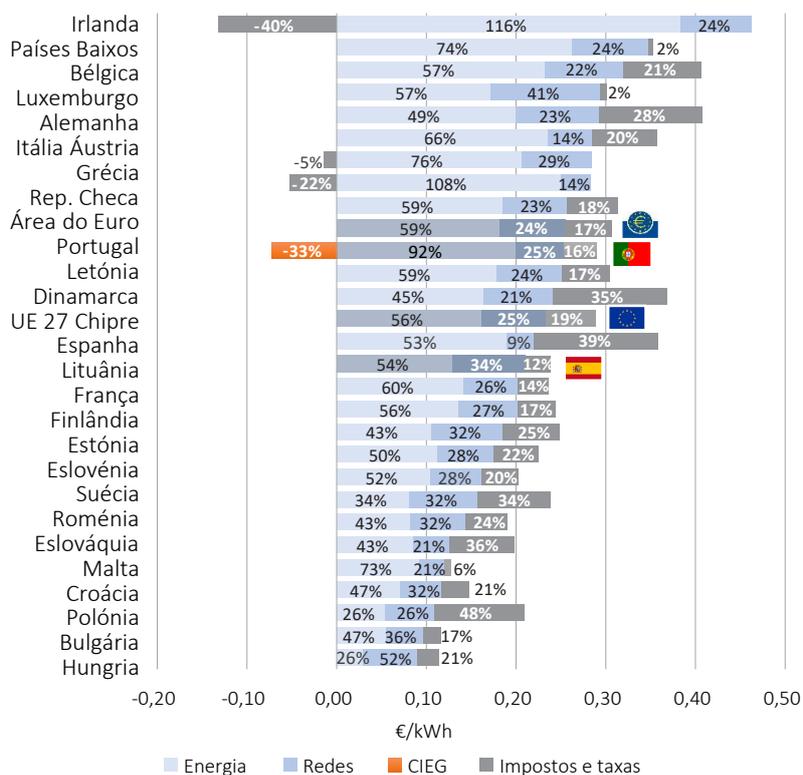


Figura 4-41 – Decomposição de preços de eletricidade dos consumidores domésticos em 2023 – Banda de consumo DC (base anual)



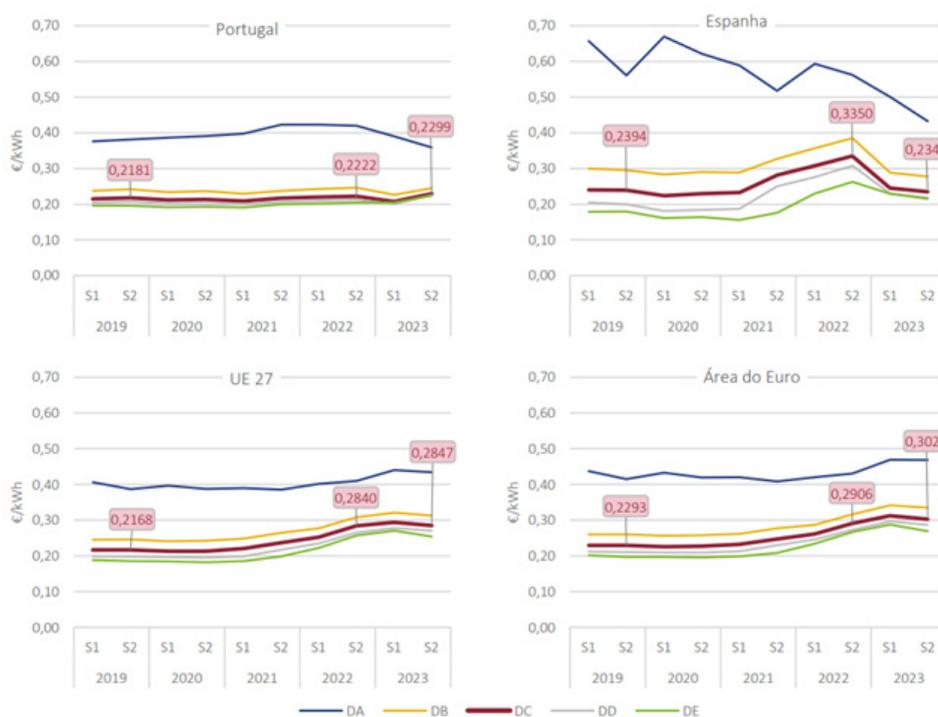
PREÇO MÉDIO POR BANDA DE CONSUMO

A análise dos preços médios para as diferentes bandas de consumo revela uma maior estabilidade dos preços em Portugal, quando comparados com os preços de Espanha, da média da União Europeia e da média da Euro Área.

Para a maioria das bandas de consumo, verifica-se um aumento dos preços médios no segundo semestre de 2023, face ao semestre homólogo, em Portugal, na Área do Euro e da União Europeia.

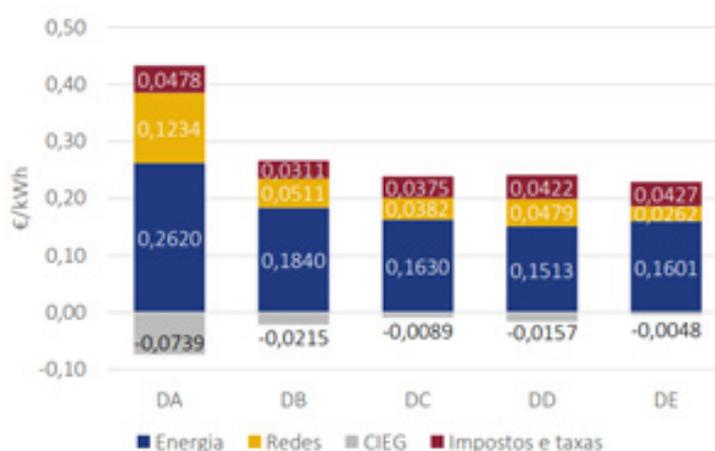
No segundo semestre de 2023, Portugal registou um aumento homólogo de 3,5% nos preços da banda DC. Espanha destaca-se com uma descida de-30% do preço de eletricidade na mesma banda, face ao semestre homólogo. A União Europeia e Área do Euro registaram aumentos homólogos dos preços na banda DC de 0,2% e 4,2%, respetivamente.

Figura 4-42 – Evolução de preços de eletricidade dos consumidores domésticos por banda de consumo – Portugal, Espanha, União Europeia e Área do Euro



Da análise da decomposição do custo de energia e do custo de redes para as diferentes bandas de consumo, em Portugal, no segundo semestre de 2023¹⁹⁷, verificam-se preços médios inferiores na componente de energia, para as bandas de maior consumo. Este comportamento é explicado pelos efeitos de perfil de consumo e elasticidade da procura. Os CIEG apresentam um valor negativo no preço final dos consumidores domésticos, traduzindo-se num benefício na fatura de eletricidade.

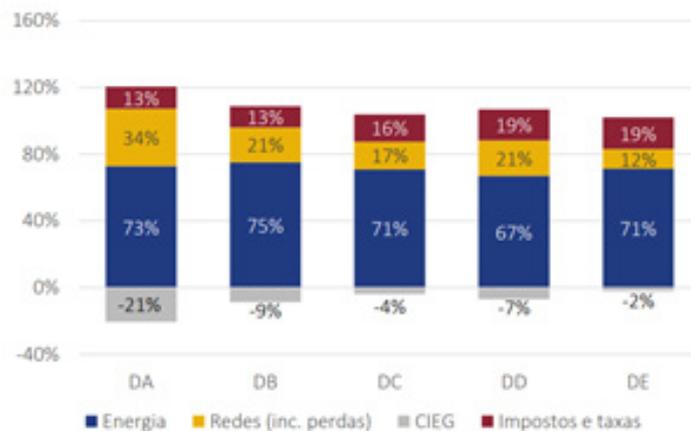
Figura 4-43 – Decomposição dos preços de eletricidade dos consumidores domésticos



A Figura 4-43 apresenta a estrutura dos preços médios por banda de consumo, nas componentes de energia, redes, CIEG, IVA e outros impostos e taxas. Verifica-se que o peso dos CIEG varia entre -21% e -2%, enquanto que, no semestre homólogo, o peso dos CIEG variou entre -24% e -5%. Este valor negativo de CIEG decorre das receitas proporcionadas pelo diferencial de custos com a Produção com Remuneração Garantida e pelo diferencial de custos com os Contratos de Aquisição de Energia, assim como da afetação específica das receitas dos leilões das licenças de emissão de gases com efeito de estufa e de outras medidas de contenção tarifária, que mitigaram o acréscimo de preços dos mercados grossistas.

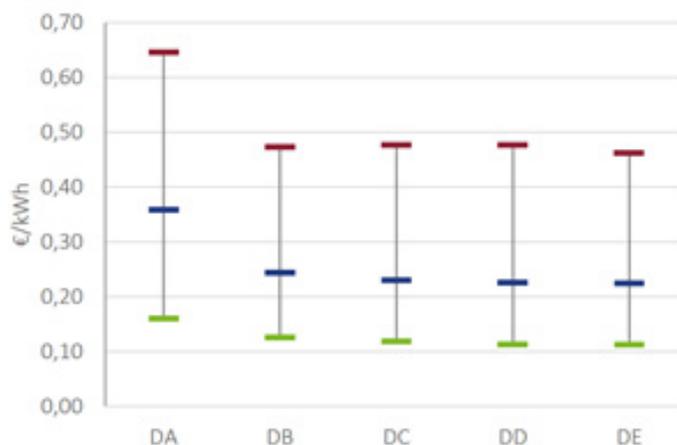
¹⁹⁷ Preços com taxas e impostos (IVA, IEC e DGEG).

Figura 4-44 – Estrutura de preços de eletricidade - % (consumidores domésticos)



Na Figura 4-45 apresenta-se a gama de preços médios (máximo, mínimo e médio), dos vários comercializadores, para as diferentes bandas de consumo do segmento doméstico, em Portugal. Na banda DA existe uma grande diferença entre o preço máximo e o preço mínimo. Esta situação resulta do facto de, nesta banda de consumo, existirem clientes com consumos de eletricidade muito baixos e onde a componente fixa da fatura tem um peso significativo. De uma forma geral, as bandas de maior consumo apresentam o preço médio de eletricidade mais reduzido.

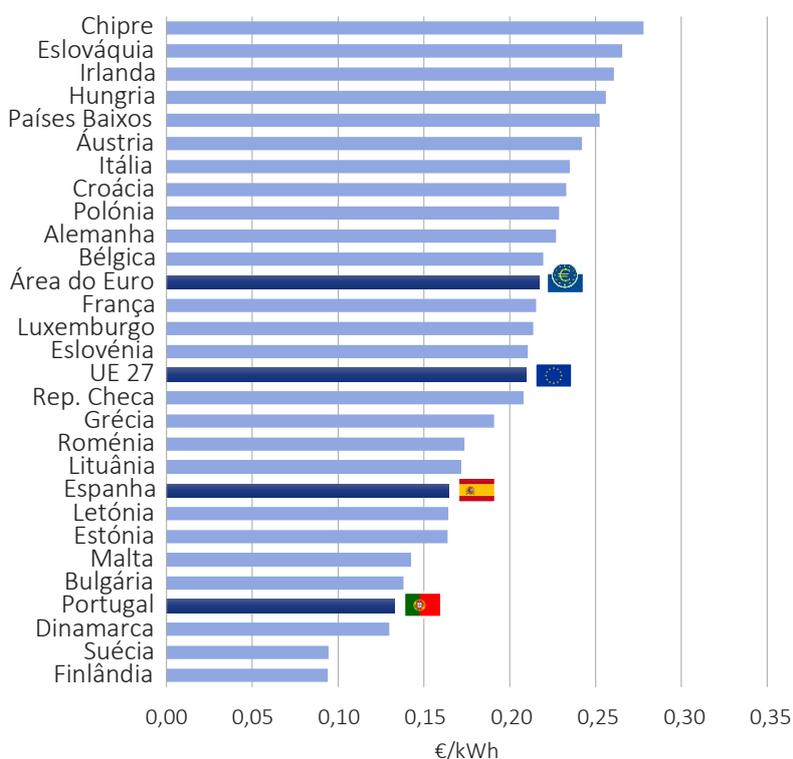
Figura 4-45 – Gama de preços dos consumidores domésticos



PREÇO MÉDIO GLOBAL

Os preços médios de eletricidade (sem IVA)¹⁹⁸ em Portugal, para os clientes não-domésticos, no segundo semestre de 2023, foram inferiores aos preços médios de Espanha, bem como da média dos países da Área do Euro e da União Europeia. Portugal é o quarto país da União Europeia com os preços mais baixos, sendo apenas ultrapassado pelos países nórdicos.

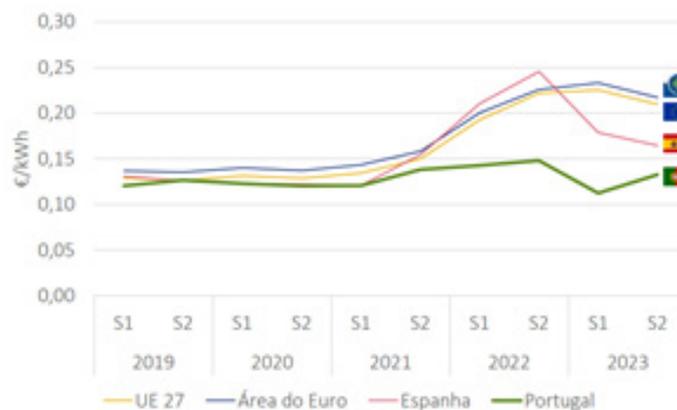
Figura 4-46 – Preços de eletricidade dos clientes não-domésticos nos países da EU (sem IVA)



As descidas acentuadas das tarifas de Acesso às Redes em 2022 e em 2023, permitiram mitigar os acréscimos de preços nos mercados grossistas para os consumidores não domésticos, aumentando assim a diferença face às restantes regiões analisadas. Portugal registou uma descida dos preços de eletricidade no segmento não doméstico, de -10,5% face ao semestre homólogo de 2022, sendo uma redução inferior à verificada em Espanha (-33%), mas superior à observada nas restantes regiões analisadas (-3,8% e 5,5%, respetivamente).

¹⁹⁸ Nos clientes não-domésticos a comparação de preços é efetuada sem IVA (imposto dedutível).

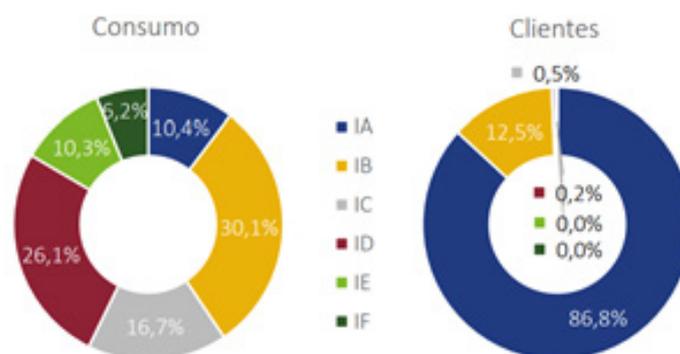
Figura 4-47 – Evolução de preços de eletricidade dos clientes não-domésticos em Portugal, Espanha, União Europeia e Área do Euro



PREÇO MÉDIO NA BANDA DE CONSUMO MAIS REPRESENTATIVA

Os preços médios de cada país, nas figuras anteriores, são calculados através da média ponderada dos preços de cada banda de consumo, em função da estrutura de consumos no segmento não-domésticos em Portugal. A Figura 4-48 apresenta a estrutura de consumos por banda de consumo no segundo semestre de 2023.

Figura 4-48 – Representatividade das bandas de consumo dos clientes não-domésticos em Portugal



Em Portugal, a banda de consumo mais representativa é a IB (consumo anual de eletricidade entre 20 MWh e 500 MWh), com cerca de 30% do consumo total dos clientes não-domésticos.

Na Figura 4-49 apresenta-se a decomposição de preços de eletricidade nas componentes de (i) energia e redes e (ii) taxas e impostos (exceto IVA), para a referida banda de consumo IB, por ordem crescente de preços. Portugal, no segundo semestre de 2023, tem preços da componente de energia e redes inferiores aos de Espanha, aos da AE e da UE.

Na Figura 4-50 apresenta-se uma decomposição detalhada de preços de eletricidade para o ano de 2023 (com os preços por ordem crescente da parcela de energia e redes).

Uma análise à decomposição de preços dos clientes não-domésticos, nos diversos Estados Membros, revela uma grande diversidade. Portugal encontra-se entre os países em que a componente de taxas e impostos, excluindo IVA, é negativa, com um peso de -32% no preço final (sem IVA). Esta componente integra os CIEG, com um peso, também negativo, de -33% do preço final (sem IVA). Para os restantes países não é possível identificar estes custos de forma desagregada das taxas e impostos, uma vez que o Eurostat não publica essa informação.

Figura 4-49 – Decomposição de preços de eletricidade dos clientes não-domésticos no 2.º semestre de 2023 – Banda de consumo IB

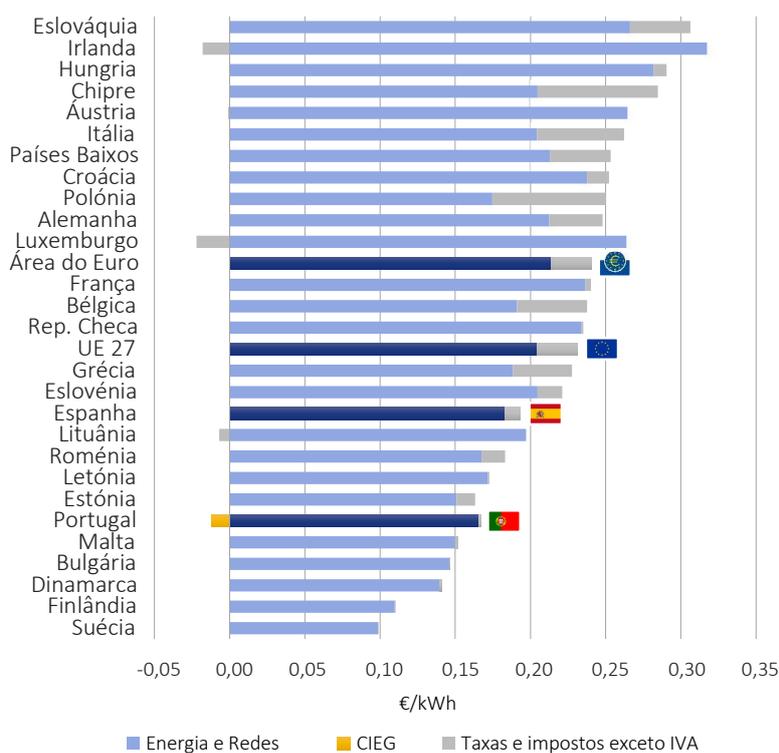
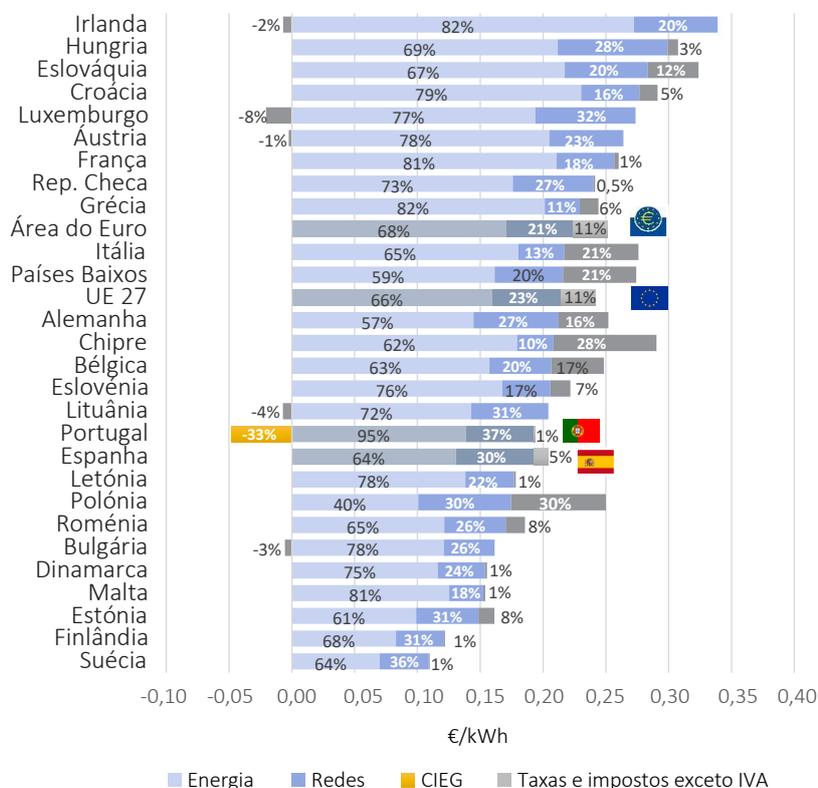


Figura 4-50 – Decomposição de preços de eletricidade dos clientes não-domésticos em 2023 – Banda de consumo IB (base anual)

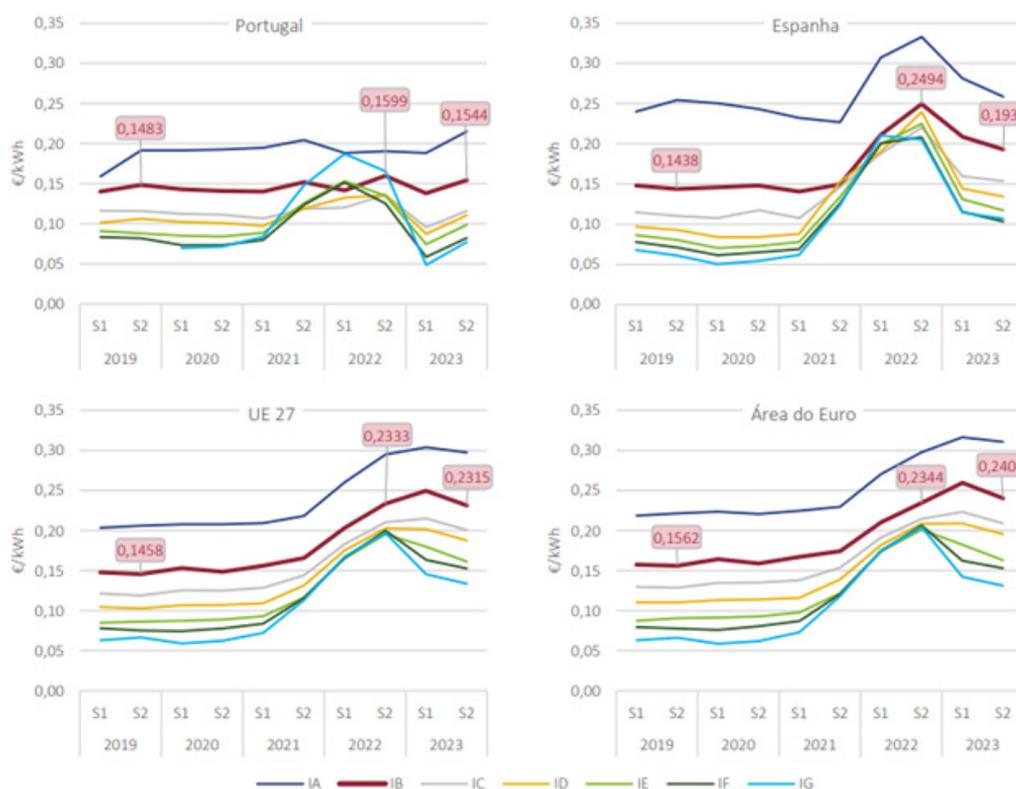


PREÇO MÉDIO POR BANDA DE CONSUMO

Após uma forte subida dos preços em 2022, o final do ano 2023 apontava para uma estabilização do nível de preços de eletricidade, após a maior volatilidade dos preços nos mercados grossistas europeus.

No segundo semestre de 2023, Portugal registou uma descida de -3,4% dos preços da banda IB, face ao semestre homólogo de 2022. Este decréscimo é inferior ao observado em Espanha (-23%), mas superior ao observado na União Europeia (-0,8%), enquanto que a AE regista um aumento do preço da eletricidade, nesta banda, de 2,6%.

Figura 4-51 – Evolução de preços de eletricidade dos clientes não-domésticos por banda de consumo¹⁹⁹ - Portugal, Espanha, União Europeia e Área do Euro



Da análise da decomposição do custo de energia e do custo de redes para as diferentes bandas de consumo, em Portugal, no segundo semestre de 2023²⁰⁰, constata-se que os preços médios são menores para as bandas de maior consumo, quer na componente de energia, quer na componente de redes. Os CIEG assumem valores negativos para todas as bandas de consumo, traduzindo-se assim num benefício na fatura de eletricidade.

¹⁹⁹ Os preços médios da banda IG não foram publicados para Portugal em alguns dos semestres, por não estarem disponíveis ou por serem confidenciais.

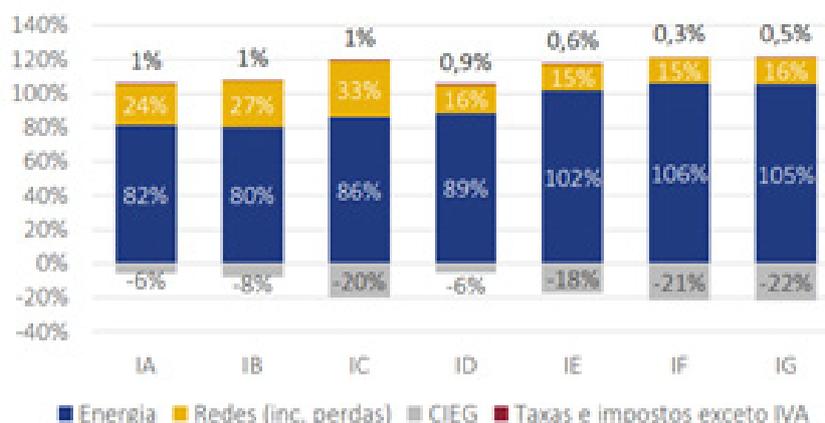
²⁰⁰ Preços com taxas e impostos (IEC e DGEG), excluindo o IVA.

Figura 4-52 – Decomposição dos preços de eletricidade dos clientes não-domésticos



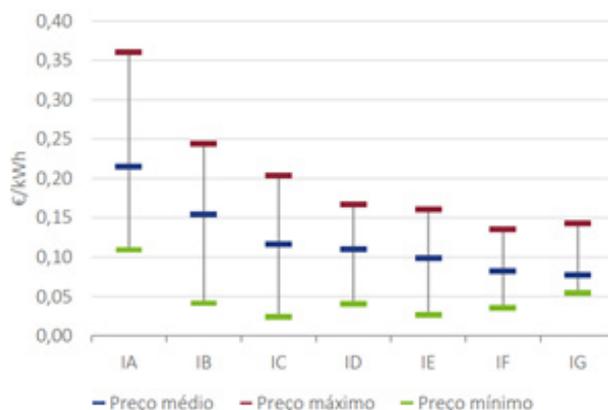
A Figura 4-52 apresenta a estrutura dos preços médios por banda de consumo, nas componentes de energia, redes, CIEG e impostos e taxas. No segmento não doméstico o peso dos CIEG é negativo em todas as bandas de consumo, variando entre -22% e -6%. Este benefício decorre das receitas proporcionadas pelo diferencial de custos com a Produção com Remuneração Garantida e pelo diferencial de custos com os Contratos de Aquisição de Energia, assim como da afetação específica das receitas dos leilões das licenças de emissão de gases com efeito de estufa e de outras medidas de contenção tarifária, que mitigaram o acréscimo de preços dos mercados grossistas.

Figura 4-53 – Estrutura de preços de eletricidade - % (clientes não-domésticos)



Na Figura 4-54 apresenta-se a gama de preços médios (máximo, mínimo e médio), dos vários comercializadores, para as diferentes bandas de consumo do segmento não-doméstico, em Portugal, no segundo semestre de 2023.

Figura 4-54 – Gama de preços dos clientes não-domésticos, por banda de consumo



4.4 OFERTAS COMERCIAIS

A competitividade do mercado energético pode ser avaliada pela diversidade de ofertas disponíveis no mercado, bem como pela análise dos preços médios praticados ao longo do tempo.

As figuras seguintes apresentam a evolução do preço médio das ofertas mais competitivas de cada comercializador²⁰¹ para o conjunto das ofertas, bem como para as ofertas padrão²⁰², verificadas em dezembro de 2022 e em dezembro de 2023, a partir da informação disponível no simulador de preços de energia da ERSE. Os preços médios apresentados incluem taxas e impostos e consideram dois consumidores tipo de eletricidade, representativos do segmento residencial: (i) consumidor tipo 1, com consumo anual de 1 900 kWh e potência contratada de 3,45 kVA; e (ii) consumidor tipo 2, com consumo anual de 5 000 kWh e potência contratada de 6,9 kVA. A barra cinzenta no gráfico identifica a posição dos preços associados ao mercado regulado.

²⁰¹ Os preços médios correspondem à oferta mais competitiva de cada comercializador, disponível no dia 15 do mês de dezembro, e não a todo o portefólio de ofertas. A oferta mais competitiva é determinada entre as ofertas com contagem simples e contagem bi-horária.

²⁰² As ofertas padrão são um subconjunto do total das ofertas, correspondendo a ofertas sem restrições para o cliente final. Este conceito exclui: ofertas condicionadas, ofertas com fidelização, ofertas com preços indexados, ofertas com serviços adicionais obrigatórios e ofertas com descontos para novos clientes. Também exclui o efeito de reembolsos ou descontos específicos.

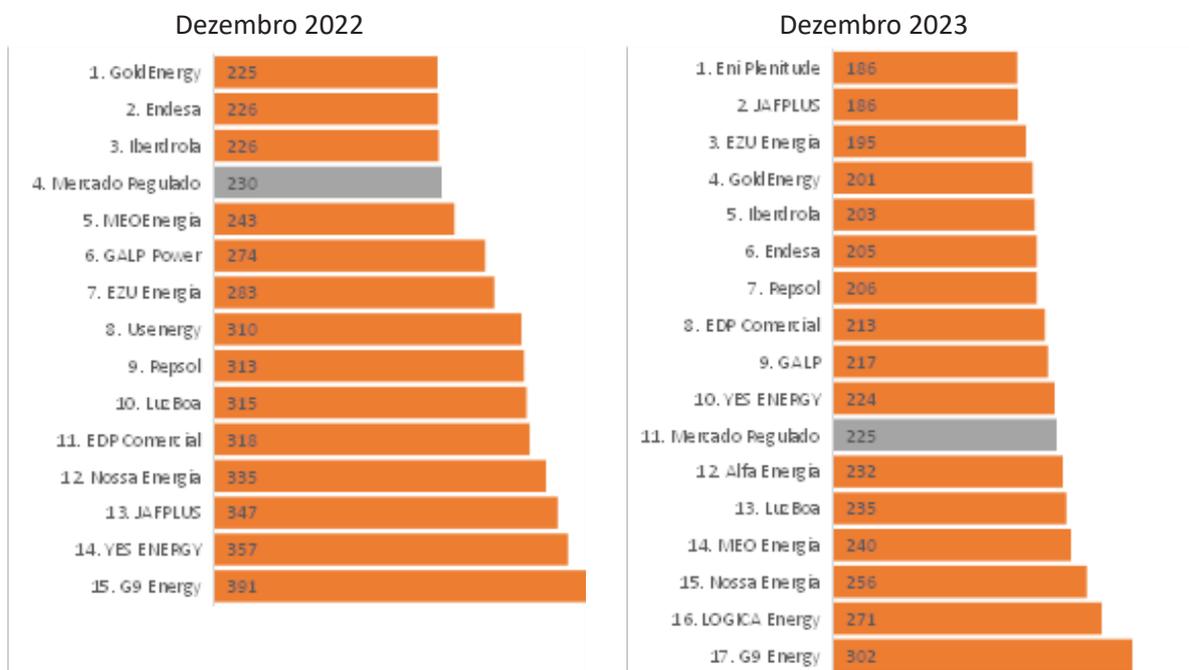
Na Figura 4-55 é visível a diminuição dos preços médios das ofertas mais competitivas entre 2022 e 2023, sendo este um reflexo das condições de mercado extraordinárias, verificadas nos mercados energéticos em 2022, na sequência do início da guerra na Ucrânia. Esta comparação permite também caracterizar a dinâmica do mercado, em cada momento, identificando o tipo de oferta mais competitiva. Em dezembro de 2023 as ofertas indexadas ao mercado *spot* estão entre as mais competitivas, devido à redução de preços, entretanto observada no mercado grossista.

Figura 4-55 Comparação do preço médio para a oferta mais competitiva, em EUR/MWh



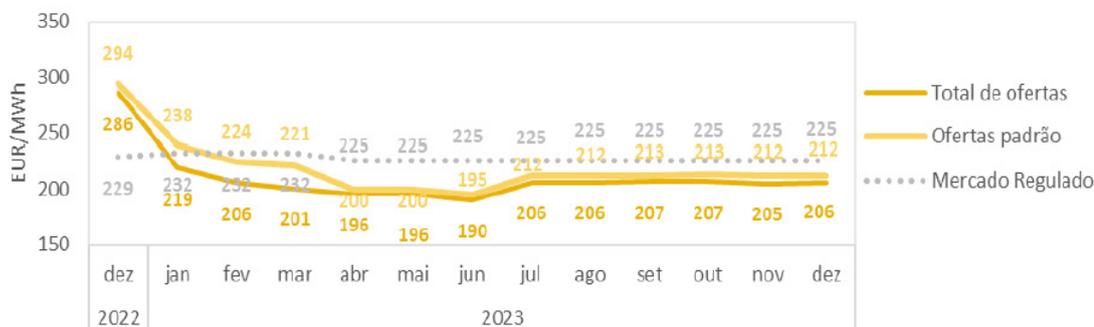
Na figura seguinte, apresenta-se a comparação do preço médio para oferta padrão. Verifica-se que as ofertas padrão apresentam maior estabilidade de preços, em comparação com o conjunto total das ofertas, dado este último conjunto incluir as ofertas indexadas, refletindo os preços registados nos mercados grossistas. Como esperado, também as ofertas padrão apresentam, em dezembro de 2023, valores inferiores aos registados no período homólogo de 2022. Adicionalmente, verifica-se que a oferta do mercado regulado (barra cinzenta) não é a oferta mais competitiva, existindo diferentes opções de mercado de valor inferior.

Figura 4-56 - Comparação do preço médio para a oferta mais competitiva das ofertas padrão, em EUR/MWh



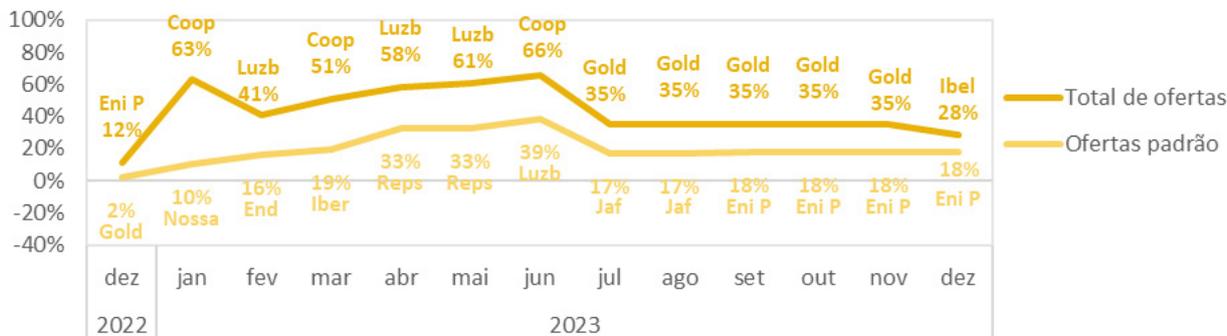
Na Figura 4-57 apresenta-se a evolução do preço médio global das ofertas comerciais no mercado livre e no mercado regulado. O preço médio no mercado livre pondera o valor de cada comercializador pela respetiva quota de mercado. Em termos médios globais as ofertas do mercado livre foram quase sempre mais competitivas que a oferta do mercado regulado. Todavia, mesmo no período em que tal não aconteceu existiram sempre ofertas mais competitivas no mercado livre, conforme se evidencia na Figura 4-58. De destacar também a dinâmica de variação de preços entre o conjunto de todas as ofertas (que incluem as ofertas indexadas e outras) e o conjunto das ofertas padrão. O conjunto de todas as ofertas demonstraram ser bastante mais favoráveis entre janeiro e março de 2023, registando após essa data uma aproximação de preços com as ofertas padrão.

Figura 4-57 – Evolução do preço médio no mercado livre e no mercado regulado



Na Figura 4-58 observa-se que, neste período, a poupança máxima da melhor oferta no mercado livre, face ao mercado regulado, registou-se em junho de 2023, quer no conjunto de todas as ofertas (66%), quer no conjunto das ofertas padrão (39%). O valor mais baixo de poupança, face ao mercado regulado, foi de 2% nas ofertas padrão e 12% no conjunto de todas as ofertas. Estes elementos demonstram a importância da comparação dos preços de mercado de forma periódica.

Figura 4-58 – Poupança máxima no mercado livre face ao mercado regulado



4.5 Reforço da Proteção ao Consumidor

A defesa dos consumidores de energia passa, em primeiro lugar, por uma regulação que determine custos e preços eficientes e, por outro lado, uma supervisão do mercado que garanta adequados níveis de concorrência e de escolha, o verdadeiro poder dos consumidores, a par de um nível adequado de qualidade de serviço.

No entanto o fornecimento de energia elétrica é considerado um serviço público essencial e, para além do acima mencionado, é função da regulação setorial contribuir para um reforço da proteção do consumidor. Neste contexto, para além da regulamentação e monitorização da qualidade de serviço comercial (4.5.2) existe a necessidade de dar um tratamento adequado às reclamações e aos pedidos de informação do consumidor de energia elétrica (4.5.3).

Adicionalmente, para os consumidores economicamente vulneráveis, existe todo um enquadramento legal, em parte aplicado pelo regulador, designadamente via sistema tarifário (4.5.1), que visa prover a acessibilidade económica à energia elétrica a estes consumidores. O modelo adotado, que está espelhado nos Regulamentos da ERSE, pretende possibilitar o acesso à tarifa social a todos os consumidores elegíveis, independentemente de serem fornecidos no mercado livre ou no mercado regulado.

4.5.1 Tarifa Social

Os consumidores economicamente vulneráveis têm direito ao desconto da tarifa social no fornecimento de eletricidade. A existência deste desconto é uma das medidas adotadas no quadro da proteção dos consumidores domésticos de eletricidade que se encontrem em situação de carência socioeconómica e do aprofundamento da liberalização do mercado energético.

O regime da tarifa social no setor elétrico, foi criado pelo Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, pelo Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, e pela Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março. Estes diplomas foram revogados pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, na redação vigente. Nos termos do referido diploma a tarifa social é calculada mediante a aplicação de um desconto na tarifa de Acesso às Redes em BTN, nos termos do Regulamento Tarifário aplicável ao setor elétrico. A aplicação de um desconto no acesso às redes permite garantir o acesso a todos os consumidores a este regime, independentemente do seu comercializador de energia elétrica. O desconto é fixado anualmente através de despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, sendo a ERSE ouvida neste processo.

De acordo com os Despachos anuais aprovados pelos Secretário(s) de Estado com a tutela da energia, o desconto referente à tarifa social a aplicar nas tarifas de eletricidade tem correspondido a um valor que permitisse um desconto percentual sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais de eletricidade, excluído o IVA, demais impostos, contribuições e taxas aplicáveis, que desde 2017 foi de 33,8%.

A elegibilidade para a tarifa social baseia-se em critérios de vulnerabilidade social (comprovada por determinados apoios específicos de segurança social) e de vulnerabilidade económica (através de um critério de rendimento do agregado familiar).

Desde a sua criação, em 2010, o atual regime sofreu modificações, nomeadamente a ampliação da base de beneficiários e a sua aplicação automática (dispensando a solicitação expressa do beneficiário e a apresentação de documentos comprovativos da situação fiscal ou de estatuto perante a Segurança Social). A tarifa social passou, ainda, a integrar o desconto que antes era atribuído por um regime complementar específico, o Apoio Social Extraordinário ao Consumidor de Energia (ASECE).

4.5.1.1 Beneficiários da Tarifa Social

CRITÉRIOS DE ELEGIBILIDADE

A tarifa social é aplicável aos clientes finais economicamente vulneráveis. De acordo com o regime em vigor, são considerados clientes finais economicamente vulneráveis os beneficiários de determinadas prestações sociais, assim como os clientes finais que tenham um rendimento anual do agregado familiar até um determinado limiar:

- Prestações sociais: beneficiários do complemento solidário para idosos, aos beneficiários do rendimento social de inserção, aos beneficiários de prestações de desemprego, aos beneficiários do abono de família, aos beneficiários da pensão social de invalidez do regime especial de proteção na invalidez ou do complemento da prestação social para a inclusão, aos beneficiários da pensão social de velhice;
- Rendimento do agregado familiar: pessoas singulares que, no universo dos clientes finais de energia elétrica em baixa tensão normal, obtenham um rendimento anual inferior a 6,272,64 €²⁰³, ainda que não beneficiem de qualquer prestação social.

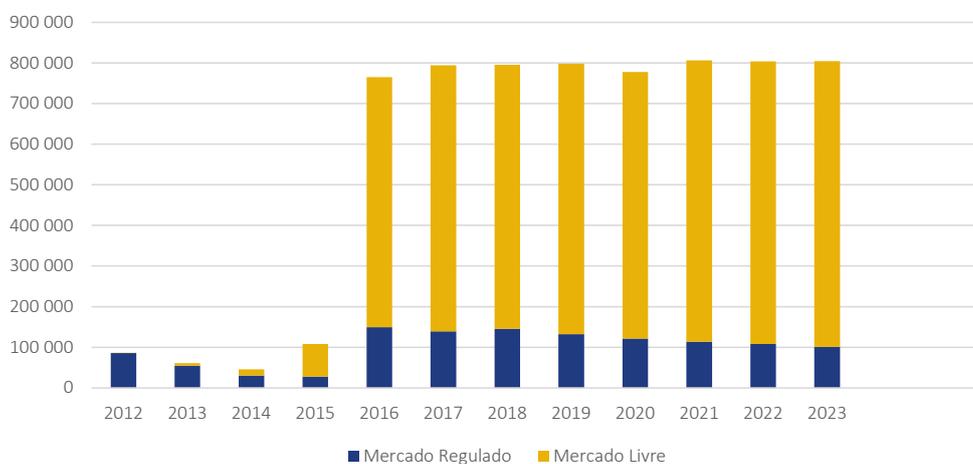
Para beneficiar da tarifa social, cada cliente final economicamente vulnerável tem que ser o titular do contrato de fornecimento de eletricidade, o contrato destinar-se exclusivamente a consumo doméstico, em habitação permanente e a potência contratada não ultrapassar os 6,9 kVA.

²⁰³ Para 2023, considerou-se economicamente vulnerável o cliente final que integrasse um agregado familiar, cujo rendimento total anual fosse igual ou inferior a 5 808 euros, acrescido de 50% por cada elemento do agregado familiar que não auferisse qualquer rendimento, incluindo o próprio, até um máximo de dez.

EVOLUÇÃO DO NÚMERO DE BENEFICIÁRIOS

O universo de clientes finais beneficiários da tarifa social tem-se mantido estável desde 2017, após ter tido um crescimento muito acentuado em 2016, com a introdução do regime de atribuição automática. No quarto trimestre de 2023, ascendeu a cerca de 764 mil clientes em Portugal Continental e a cerca de 38 mil clientes nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

Figura 4-59 – Evolução anual do número de famílias beneficiárias da tarifa social



Fonte: Comercializadores. Dados relativos a Portugal Continental e às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

Existiu um crescimento acentuado no número de famílias beneficiárias em 2016, por o processo de atribuição da tarifa social ter deixado de exigir a solicitação prévia do consumidor, passando a ter um carácter automático desde 1 de julho de 2016, implementado pela Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março. A lista de beneficiários é elaborada pela Direção-Geral de Energia e Geologia e recorre aos dados da Autoridade Tributária e Aduaneira e da Segurança Social para determinar a aplicabilidade automática da tarifa social. O aumento significativo dos custos com os descontos da tarifa social, desde 2016, é consequência desta atribuição automática.

Até 2023, o financiamento dos custos com estes descontos recaiu sobre os produtores de eletricidade na proporção da potência instalada, nos termos previstos na legislação²⁰⁴. Mais recentemente, de acordo com o artigo 199.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, o custo com a tarifa social passou a ser financiado por “todos os titulares de centros electroprodutores com fonte de energia primária não renovável e os aproveitamentos hidroelétricos com potência de ligação superior a 10 MVA, na proporção da potência instalada de cada centro eletroprodutor”. No final de 2023, por aplicação do Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro, foram introduzidas novas alterações ao modelo de financiamento alargando o âmbito e o número de entidades que comparticipam a tarifa social, passando a abranger não só os produtores, mas também os comercializadores de energia elétrica e os demais agentes de mercado na função de consumo.

4.5.1.2 Cálculo da Tarifa Social

A tarifa social de fornecimento de eletricidade a aplicar a consumidores economicamente vulneráveis é calculada mediante a aplicação de um desconto na tarifa de Acesso às Redes em BTN, nos termos do Regulamento Tarifário do setor elétrico. Assim é garantido o acesso à tarifa social a todos os clientes em Portugal, independentemente do comercializador de energia elétrica. Permite, ainda, que o desconto seja igual para todos, quer estejam no mercado regulado, quer estejam no mercado liberalizado.

Neste contexto, a ERSE estabelece tanto a tarifa social de Acesso às Redes, que abrange o mercado livre e o mercado regulado, como a tarifa social de Venda a Clientes Finais praticada pelo Comercializador de Último Recurso e, portanto, aplicável aos clientes do mercado regulado.

²⁰⁴ De acordo com o número 1 do artigo 4.º do Decreto Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, na redação dada pelo Decreto Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, o financiamento dos custos com a aplicação da tarifa social incide sobre todos os titulares de centros electroprodutores em regime ordinário, na proporção da potência instalada. De acordo com o n.º 4 do mesmo artigo, para este efeito, entende-se por titulares de centros electroprodutores em regime ordinário, os que exercem a atividade de produção que não esteja abrangida por um regime jurídico especial de produção de eletricidade, nos termos do artigo 18.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, bem como os titulares dos aproveitamentos hidroelétricos com potência superior a 10 MVA.

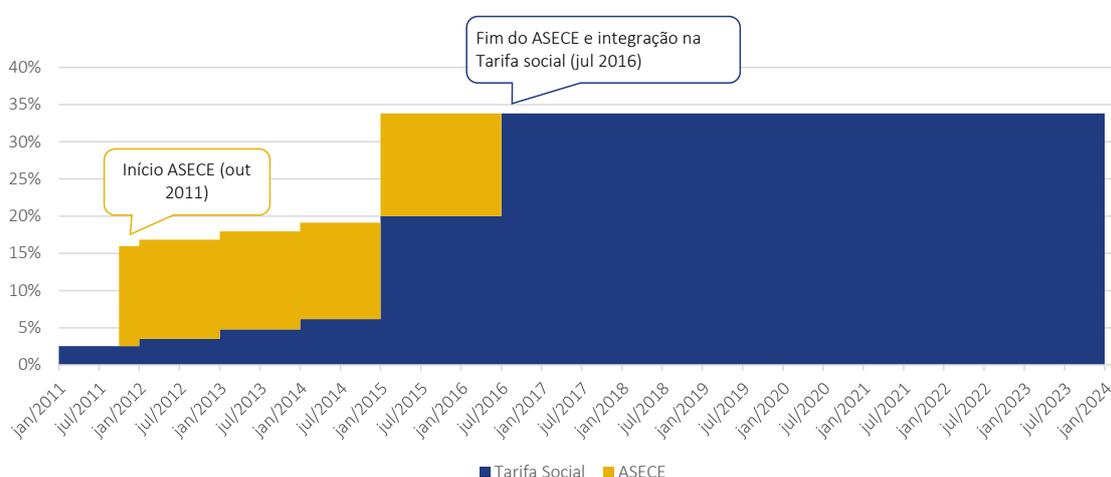
VALOR DO DESCONTO DA TARIFA SOCIAL

O desconto da tarifa social é definido anualmente pelo membro do Governo responsável pela área da energia. Desde 2016, o valor do desconto tem sido de 33,8%, face à tarifa de Venda a Clientes Finais do mercado regulado definida em cada ano.

De notar que 2016 foi o ano em que foi extinto o ASECE, medida de apoio social contemporânea da tarifa social, que também representava um desconto na fatura de eletricidade dos clientes beneficiários, sendo que os critérios de elegibilidade das duas medidas eram iguais. Recorde-se que o início do ASECE, em outubro de 2011, coincidiu com o aumento da taxa de IVA aplicável à eletricidade, da taxa reduzida (6%) para a taxa normal (23%), com o ASECE a significar a manutenção da fatura final dos consumidores beneficiários. Com a extinção do ASECE, a tarifa social passou a integrar o desconto que antes era atribuído por esta medida.

A Figura 4-60 apresenta a evolução do desconto na fatura de eletricidade dos beneficiários da tarifa social, assim como do ASECE.

Figura 4-60 – Desconto na fatura de eletricidade dos beneficiários da tarifa social



TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES E TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS

A tarifa social de Acesso às Redes é determinada a partir das tarifas de Acesso às Redes deduzidas do desconto estabelecido anualmente pelo Governo. No cálculo da tarifa social de Acesso às Redes o desconto é prioritariamente aplicado no termo de potência contratada, essencialmente por dois motivos:

- Para não distorcer o sinal dado pelo preço de energia e fomentar uma utilização eficiente da energia elétrica;
- Reduzir barreiras ao acesso à energia elétrica a consumidores vulneráveis com consumos reduzidos, através de uma tarifa mais variabilizada.

O desconto é idêntico em euros/kVA para todas as opções tarifárias e escalões de potência, de modo a manter a racionalidade entre os diversos preços de potência contratada das várias opções tarifárias e escalões de potência. Adicionalmente, são previstos descontos nos preços de energia das tarifas de Acesso às Redes, de modo a assegurar-se o valor de desconto global estabelecido.

No caso da tarifa social de Venda a Clientes Finais, o desconto aplicado às tarifas de Venda a Clientes Finais é idêntico ao desconto das tarifas de Acesso às Redes, sendo comum para Portugal continental e para as Regiões Autónomas.

4.5.2 Qualidade de Serviço Comercial

A qualidade de serviço comercial proporcionada pelos operadores de redes e pelos comercializadores contempla um conjunto de serviços prestados aos clientes. Abrange temas como o atendimento presencial e telefónico aos clientes, a resposta a reclamações e pedidos de informação, a leitura de contadores ou a prestação de serviços nas instalações dos clientes, existindo indicadores definidos no Regulamento de Qualidade de Serviço (RQS) que medem a perceção de qualidade do ponto de vista dos clientes e o desempenho dos operadores e comercializadores, contribuindo para promover a melhoria do desempenho das empresas.

Neste capítulo pretende-se analisar, para o período de 2018 a 2023, os seguintes temas relativos à qualidade de serviço: atendimento telefónico comercial, resposta a reclamações, visita combinada e restabelecimentos do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente.

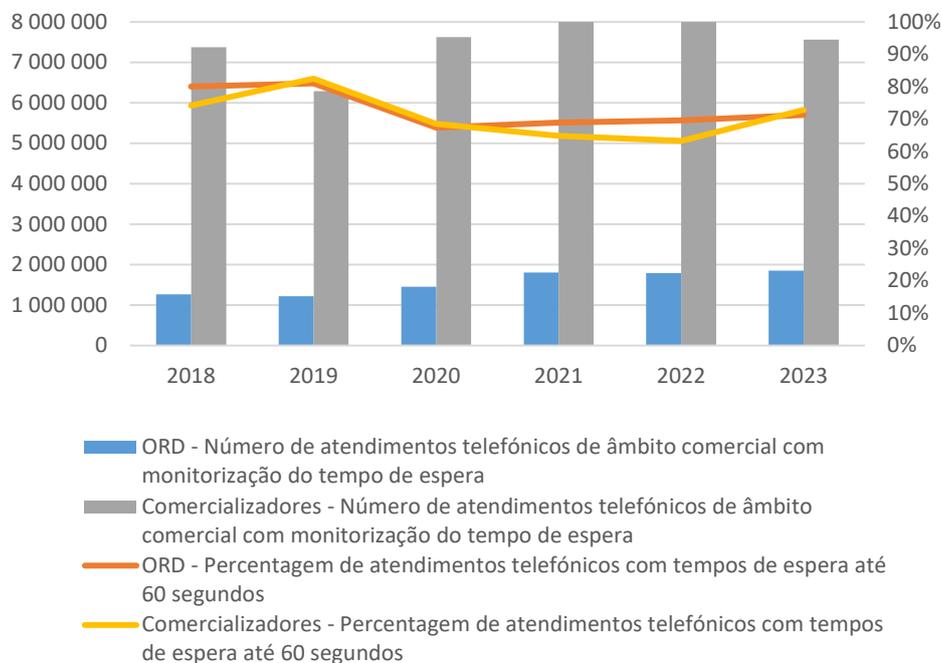
Salienta-se que o período em análise foi marcado pelo surgimento da pandemia de COVID 19, em 2020, cujas medidas de confinamento e isolamento social tiveram impacto significativo na atuação e desempenho das empresas. Tratou-se de um período atípico longo, onde se adotaram medidas legais e regulamentares excecionais no sentido de assegurar e proteger os direitos dos consumidores de energia, em especial os mais vulneráveis. O ano seguinte decorreu ainda condicionado pelo ajustamento dos serviços à situação de pandemia, o que se refletiu igualmente em cada um dos temas

ATENDIMENTO TELEFÓNICO COMERCIAL

O RQS considera atendimento telefónico comercial o serviço de receção de chamadas que não seja dedicado exclusivamente à comunicação de avarias, nem à receção de comunicações de leituras de equipamentos de medição. Tanto os comercializadores como os operadores de redes de distribuição devem disponibilizar este serviço. O atendimento telefónico comercial é avaliado através de um indicador geral relativo ao tempo de espera. O indicador consiste no quociente entre o número de chamadas com tempo de espera até 60 segundos e o número total de chamadas. As desistências por parte do cliente em que o tempo de espera foi superior a 60 segundos são consideradas como chamadas com tempo de espera superior a 60 segundos. Se as desistências ocorrerem antes dos 60 segundos, não são consideradas para o cálculo do indicador. As empresas devem garantir que o valor anual do indicador é igual ou superior a 85%.

Apresenta-se infra um gráfico que ilustra a evolução do atendimento telefónico no período em análise.

Figura 4-61 – Número de atendimentos telefónicos dos ORD e dos comercializadores



Verificou-se, no período em análise, um aumento no número de atendimentos telefónicos a partir do ano de 2020. Este aumento deve-se às consequências diretas e indiretas da pandemia, nomeadamente pelo facto de as medidas de confinamento e isolamento social terem implicado o encerramento dos centros de atendimento presencial. Assim, não sendo este último possível, os consumidores de energia recorreram ao atendimento telefónico, o que conduziu ao aumento do número de atendimentos telefónicos. Apesar dos agentes de mercado disponibilizarem vários meios de atendimento, o atendimento telefónico continua a ser o meio mais privilegiado pelos consumidores, como se pode observar para os anos de 2022 e 2023.

O contexto pandémico teve ainda impacto no desempenho da globalidade das empresas, ficando abaixo do padrão previsto no RQS. Foram diversos os factos resultantes da pandemia que contribuíram para a degradação do desempenho, designadamente a redução do número de trabalhadores disponíveis, devido à infeção por COVID-19, o regime de teletrabalho, que diminuiu a eficiência do serviço e o aumento do número e complexidade das situações como consequência dos diversos regimes excecionais. Consequentemente, o desempenho do atendimento telefónico durante o ano de 2022 continuou abaixo do padrão estabelecido. No final do ano de 2023, a ERSE notificou as empresas que não tinham cumprido o padrão nos anos anteriores para que implementassem ações para o

incremento do desempenho no atendimento telefónico. Em resposta a esta solicitação, as empresas empreenderam medidas de vária ordem para melhorar o desempenho nas suas linhas de atendimento telefónico.

RECLAMAÇÕES E QUALIDADE DE SERVIÇO

As reclamações são um tema que se reveste de grande importância para os consumidores, pelo que o desempenho das empresas nesta temática é de especial importância. O RQS estipula que os operadores de redes, os operadores de infraestruturas e os comercializadores devem responder a todas as reclamações que lhes sejam dirigidas, independentemente da forma de apresentação.

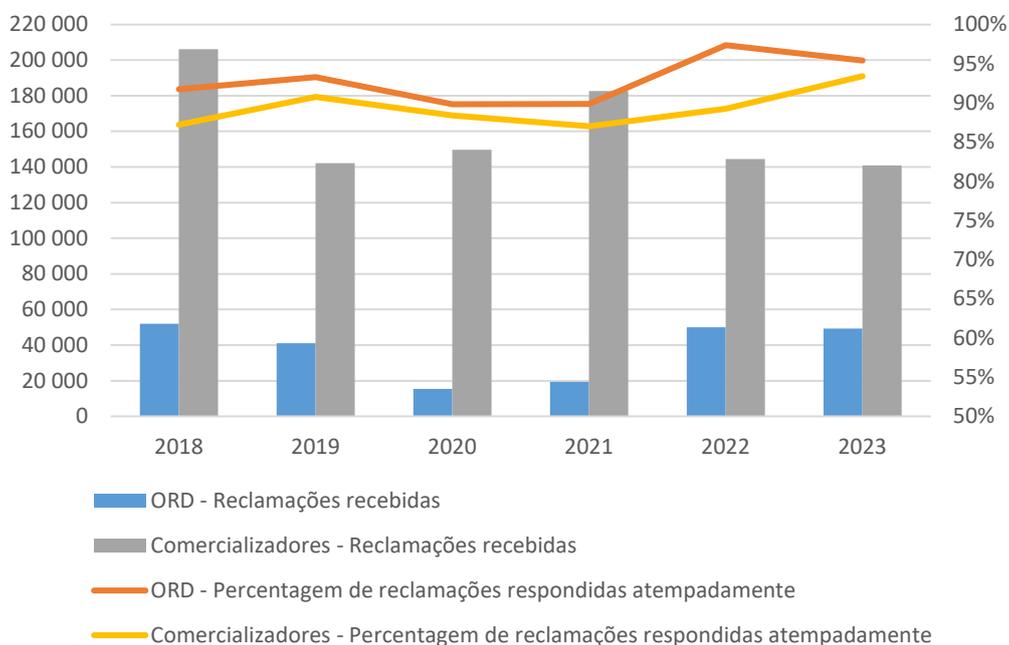
Para os operadores de redes de transporte e os operadores de infraestruturas, a resposta a reclamações é avaliada através de um indicador geral que corresponde ao tempo médio de resposta a reclamações.

Para os ORD e os comercializadores, a resposta a reclamações é uma obrigação individual, devendo, cada reclamação, ser respondida dentro dos prazos regulamentares, que são os seguintes: ORD – 15 dias úteis; comercializadores: prazo estabelecido contratualmente, nunca superior a 15 dias úteis.

O não cumprimento dos prazos confere aos reclamantes o direito de compensação. A compensação tem um valor de 20 euros, no caso dos ORD. Para os comercializadores, o valor é definido contratualmente, não podendo ser inferior a cinco euros.

O gráfico seguinte apresenta uma caracterização global do desempenho dos comercializadores e ORD na resposta a reclamações durante o período de 2018 a 2023.

Figura 4-62 – Respostas a reclamações dos ORD e dos comercializadores



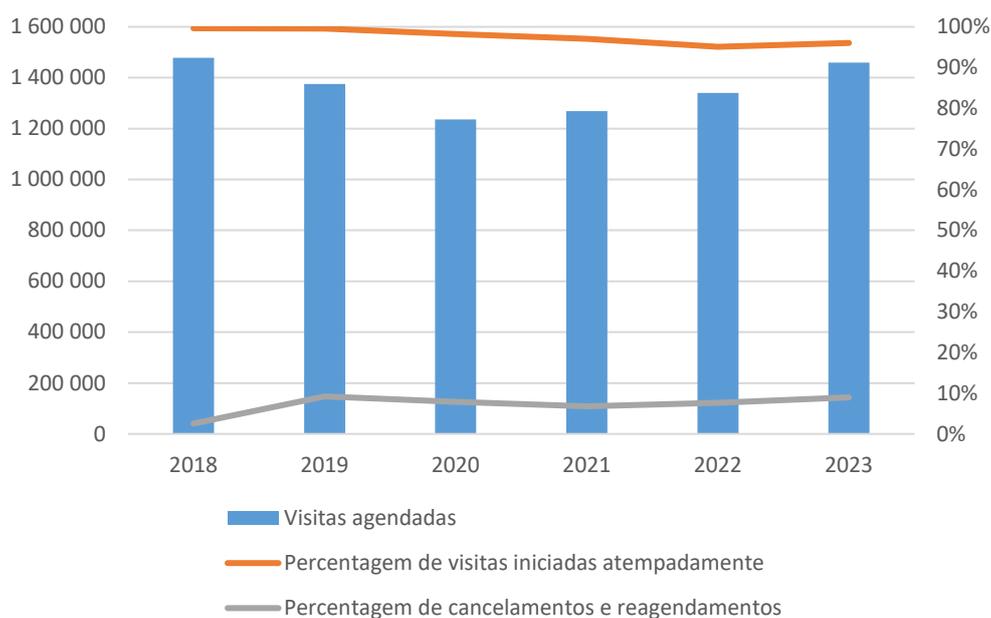
Verificam-se diferenças pronunciadas no número de reclamações recebidas pelos comercializadores em relação ao ORD, uma vez que as reclamações devem ser preferencialmente apresentadas junto do respetivo comercializador. À semelhança do tema anterior, também nas reclamações é possível identificar o impacto do contexto pandémico, com uma diminuição nos anos, de 2020 e 2021, da percentagem de reclamações respondidas atempadamente, verificando-se uma recuperação do desempenho em 2022 e em 2023.

VISITA COMBINADA

Existem operações ou solicitações que obrigam a uma deslocação do operador da rede de distribuição à instalação do cliente. Nestas situações (das quais se excluem as assistências técnicas e as leituras que não sejam extraordinárias) é efetuada uma visita combinada. O agendamento da visita combinada é feito por acordo entre o cliente e o respetivo comercializador, definindo um intervalo máximo de 2h30m para o início da visita.

A Figura 4-63 ilustra o número de visitas agendadas no período de 2018-2023, bem como o desempenho global dos ORD na chegada atempada ao local, no âmbito de uma visita combinada. Em complemento, são apresentadas as percentagens de cancelamentos e reagendamentos de visitas combinadas.

Figura 4-63 – Cancelamentos e reagendamentos de visitas combinadas pelos ORD



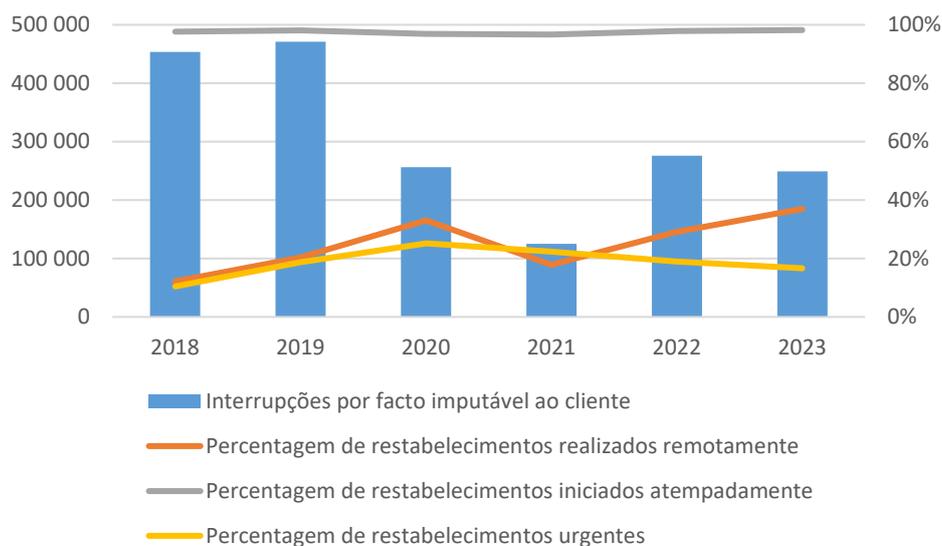
Quer no que respeita ao cumprimento do intervalo de tempo para as visitas combinadas, quer no que concerne aos reagendamentos, verifica-se um bom desempenho global do conjunto dos operadores de redes de distribuição. Em 2020 e durante o período pandémico registou-se uma diminuição da percentagem de visitas que cumpriram o intervalo de tempo combinado, explicada pelo próprio contexto que condicionou a acessibilidade aos locais de consumo. Acresce ainda que os serviços prestados remotamente através da rede inteligente diminuíram a necessidade de agendamento de visitas.

RESTABELECIMENTO APÓS INTERRUPTÃO POR FACTO IMPUTÁVEL AO CLIENTE

Existem determinados factos imputáveis ao cliente que originam a interrupção do fornecimento, sendo o mais comum a falta de pagamento das faturas de eletricidade. O restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente pode ser realizado remotamente, quando as condições técnicas o permitam, ou através da deslocação do operador de rede de distribuição à instalação do cliente, cujo fornecimento foi interrompido. A diligência dos ORD e comercializadores no restabelecimento do fornecimento, após interrupção por facto imputável ao cliente é avaliada por um indicador individual, que determina que, após o momento da regularização da situação que originou a interrupção, o cliente tem direito a ter o seu fornecimento restabelecido dentro de determinados prazos. A solicitação de restabelecimento ocorre, na grande maioria das situações, junto do comercializador. Por este motivo, o RQS prevê que os comercializadores comuniquem ao ORD respetivo a solicitação de restabelecimento num prazo máximo de 30 minutos.

Apresenta-se infra um gráfico com diversos aspetos, relativos aos restabelecimentos por facto imputável ao cliente, que permitem uma análise global do desempenho das empresas para o período 2018-2023.

Figura 4-64 – N.º de restabelecimentos e de interrupções por facto imputável ao cliente



A percentagem de restabelecimentos atempados manteve-se elevada, próxima dos 100%, ao longo do período em análise. É notório o impacto do surgimento da pandemia COVID-19, em 2020 e 2021, com uma diminuição abrupta do número de interrupções. Recorde-se que, durante o período da pandemia, foram adotadas medidas legais e regulamentares excecionais no sentido de assegurar e proteger os direitos dos consumidores de energia, em especial os mais vulneráveis, proibindo as interrupções de fornecimento por falta de pagamento.

Salienta-se que, dada a evolução da rede inteligente, existiu um aumento gradual do número de restabelecimentos realizado remotamente, tendo o RQS acompanhado esta evolução.

4.5.3 Reclamações dos Consumidores de Energia

A informação aportada pelos consumidores de energia, através das reclamações e pedidos de informação, constitui para a ERSE uma mais valia para todo o processo regulatório, pois trata-se de um meio que permite obter uma descrição pormenorizada acerca do comportamento dos agentes dos setores face aos consumidores.

Em primeira instância, as reclamações são rececionadas pelos agentes dos setores regulados que devem responder num determinado prazo, legal ou regulamentar, através dos canais próprios para o efeito. De destacar ainda a obrigação de disponibilização de livros de reclamações, seja em formato físico nos locais destinados ao atendimento presencial seja no formato eletrónico (www.livroreclamacoes.pt).

A ERSE toma conhecimento do teor das reclamações apresentadas via livro de reclamações, uma vez que deve sempre receber uma cópia da reclamação, bem como da resposta enviada ao consumidor. Quando este não recebe qualquer resposta ou não fica satisfeito com o sentido desta, pode recorrer à ERSE, entre outras entidades.

Neste âmbito, a ERSE assegura o tratamento e a resposta às reclamações e pedidos de informação recebidos, registando-os e procedendo à sua análise, podendo recomendar a resolução de um determinado litígio junto dos agentes dos setores regulados, sem que possa impor uma solução ao caso concreto. A ERSE pode ainda sancionar comportamentos que a lei classifica como contraordenação.

Neste contexto, a ERSE consegue ter uma perceção clara de quais os temas que carecem de ações interventivas e atuar no sentido de mitigar as situações que lhe são evidenciadas.

A informação rececionada espelha intrinsecamente o desempenho dos agentes dos setores regulados e pode desencadear por parte da ERSE outras respostas, tais como:

- a) A aprovação de medidas regulamentares e identificação contínua de áreas de melhoria;
- b) A emissão de recomendações de boas práticas aos agentes de setores regulados;
- c) A emissão de alertas de más práticas aos consumidores de energia, visando a informação e a prevenção de eventuais litígios;
- d) A realização de ações de supervisão, incluindo inspeções e auditorias;
- e) A aplicação do regime sancionatório quando existam indícios para essa atuação.

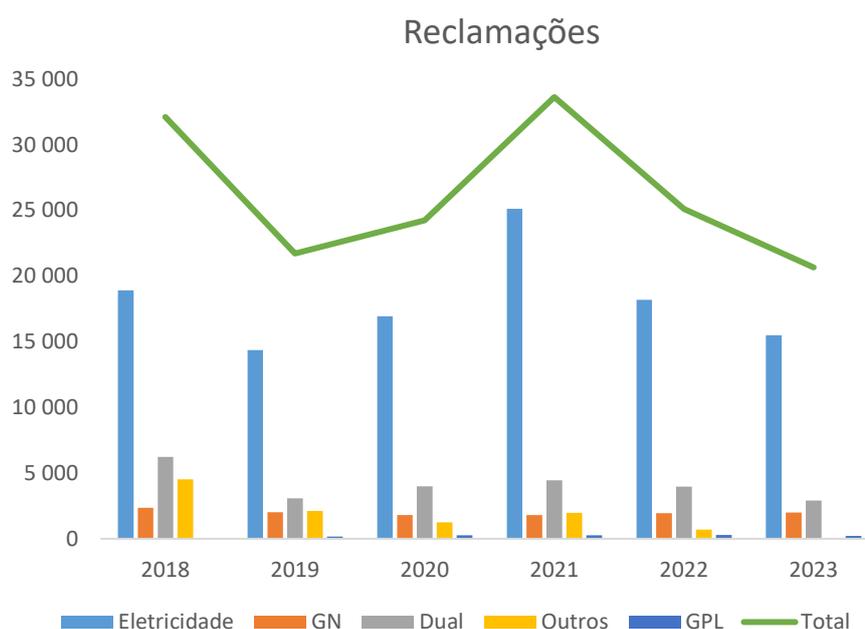
A análise das reclamações e dos pedidos de informação que são apresentados à ERSE permite ainda concluir pela necessidade de realizar determinadas ações de formação ou de informação, disseminando conhecimento relativo aos setores regulados pela ERSE e promovendo a capacitação dos consumidores e de quem os representa.

A ERSE tem apostado na produção de materiais pedagógicos e informativos destinados a vários públicos de forma a combater a iliteracia e a assegurar a informação dos consumidores de energia, através da publicação de: folhetos e brochuras informativas, vídeos pedagógicos ou iniciativa “Minuto ERSE” (campanha de informação na rádio Antena 1). Por conseguinte, foram criados folhetos como “ERSExplica” ou o “Como Funciona” que visam descrever, de forma simplificada, temas regulatórios, conteúdos divulgados na rádio, foram reproduzidos ainda num conjunto de podcasts que marcaram a estreia da ERSE no Spotify. Foram produzidos em formato de vídeo para que pudessem ser publicados no Portal Externo e Redes Sociais da ERSE, com o objetivo primordial de tornar os temas energéticos acessíveis aos consumidores e ao público em geral.

4.5.3.1 Evolução de Reclamações no Livro de Reclamações

A Figura 4-65 apresenta uma descrição sumária da evolução das reclamações efetuadas no Livro de Reclamações e recebidas na ERSE, desde 2018 até ao ano de 2022, indicando--se os setores que registaram maior expressividade.

Figura 4-65 – N.º de reclamações por setor regulado



Em 2019 registou-se um decréscimo de 32% das reclamações rececionadas face ao ano anterior, que incidiram sobretudo no setor elétrico e no fornecimento dual (eletricidade e gás natural). Quanto aos temas, mantiveram-se a faturação e o contrato de fornecimento.

O ano de 2020 foi caracterizado pelo surgimento da pandemia COVID 19, bem como pelas medidas de confinamento e isolamento social. Tratou-se de um ano atípico onde se adotaram medidas legais e regulamentares excecionais no sentido de assegurar e proteger os direitos dos consumidores de energia, em especial os mais vulneráveis. Não obstante, registou-se um aumento de 12% no número de reclamações, comparativamente a 2019, continuando o setor elétrico e o fornecimento dual (eletricidade e gás natural) a serem os mais reclamados. No que respeita aos temas rececionados, destacam-se a faturação, o contrato de fornecimento, e ainda questões relativas à interrupção do fornecimento e ativação do serviço.

O ano de 2021, à semelhança do anterior, decorreu condicionado pela pandemia COVID 19, registando-se um aumento de 37% no número de reclamações, face ao ano anterior. Mantendo-se o setor elétrico como o mais reclamado, seguido do fornecimento dual (eletricidade e gás natural). Os três temas que mais motivaram a apresentação de reclamações pelos consumidores de energia (principalmente na eletricidade e no gás natural) foram a contratação, a faturação nas suas diversas subcategorias (falta ou difícil acesso à faturação, dupla faturação, faturação pouco clara ou incorreta e acertos de faturação) e as questões relativas às leituras.

Em 2022, com o fim do período pandémico, registou-se um decréscimo de 25% no número de reclamações, face ao ano anterior. Essa tendência manteve-se no ano de 2023 onde se registou um decréscimo do número de reclamações de 18%, face a 2022. O setor elétrico manteve-se como o mais reclamado, seguido do fornecimento dual (eletricidade e gás natural). O tema mais reclamado tem sido a faturação.

4.5.3.2 Evolução dos Recursos dirigidos à ERSE

O consumidor perante a ausência de resposta à reclamação apresentada junto do respetivo comercializador ou nos casos em que a resposta é considerada não satisfatória, pode recorrer, entre outros, à intervenção da ERSE. Além da prestação de informação ao consumidor, havendo litígio, a ERSE pode recomendar a sua resolução, mas não pode impor uma solução ao caso concreto. Pode ainda encaminhar ou sugerir o contacto com um dos centros de arbitragem de conflitos de consumo, apoiados técnica e financeiramente pela ERSE. A decisão do tribunal arbitral que integra estes centros equivale a uma sentença de um tribunal judicial, vinculativa para as partes. O processo é simples, mais célere e habitualmente não tem custos para o consumidor.

As intervenções da ERSE na resolução de litígios, denominadas de recursos, passaram a ser contabilizadas separadamente com a implementação do novo sistema, em março de 2022, razão pela qual apenas são conhecidos dados a partir do segundo trimestre daquele ano.

A figura seguinte ilustra a evolução dos recursos desde o segundo trimestre de 2022 até ao final do ano de 2023:

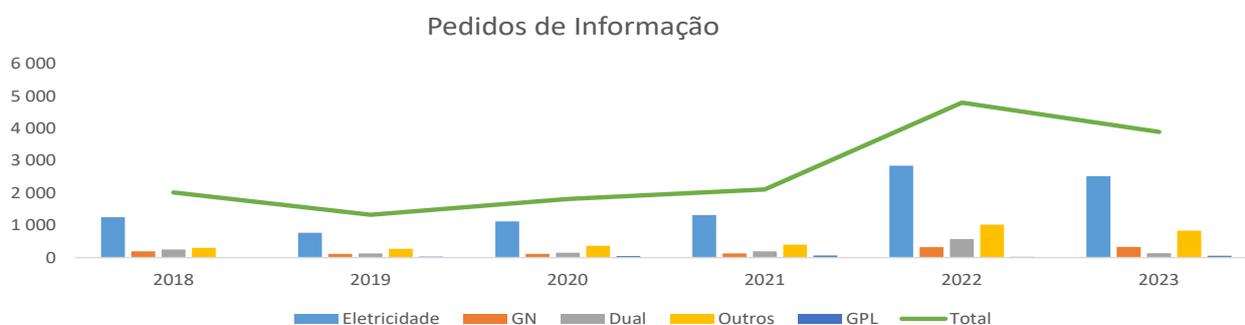
Figura 4-66 – Número de recursos apresentados à ERSE



4.5.3.3 Evolução dos Pedidos de Informação dirigidos à ERSE

A Figura 4-67 apresenta uma descrição sumária da evolução dos pedidos de informação dirigidos à ERSE, desde 2018 até ao ano de 2023, indicando-se os setores que registaram maior expressividade.

Figura 4-67 – Pedidos de informação por setor regulado



No que respeita à evolução dos pedidos de informação recebidos pela ERSE pode-se verificar que no ano de 2019, à semelhança do que aconteceu com as reclamações, existiu um decréscimo de 34% face a 2018.

Por sua vez, no ano 2020, no contexto pandémico, registou-se um aumento de 37%. As medidas legais e regulamentares excecionais no sentido de assegurar e proteger os direitos dos consumidores de energia, em especial os mais vulneráveis, foram motivadoras de muitas questões por parte dos consumidores. Tal como nas reclamações, também os pedidos de informação incidiram sobretudo no setor elétrico e no fornecimento dual (eletricidade e gás natural). No que respeita aos temas suscitados, destacam-se a faturação e o contrato de fornecimento.

O ano de 2021 viu prolongado o contexto pandémico, que conduziu a um aumento de 15% dos pedidos de informação, incidindo não só nos temas de faturação e contratualização como também, à semelhança de 2020, em questões relacionadas com as tarifas e preços.

No que respeita a 2022, existiu um aumento de pedidos de informação na ordem dos 127% face ao ano anterior. Quanto aos temas que suscitaram os pedidos de informação, destacam-se os relativos à faturação e às tarifas e preços, certamente motivadas pela volatilidade verificada no mercado. Em 2023 registou-se uma diminuição de 18,83% face ao ano anterior, incidindo nos temas de faturação e tarifas e preços.

4.6 COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

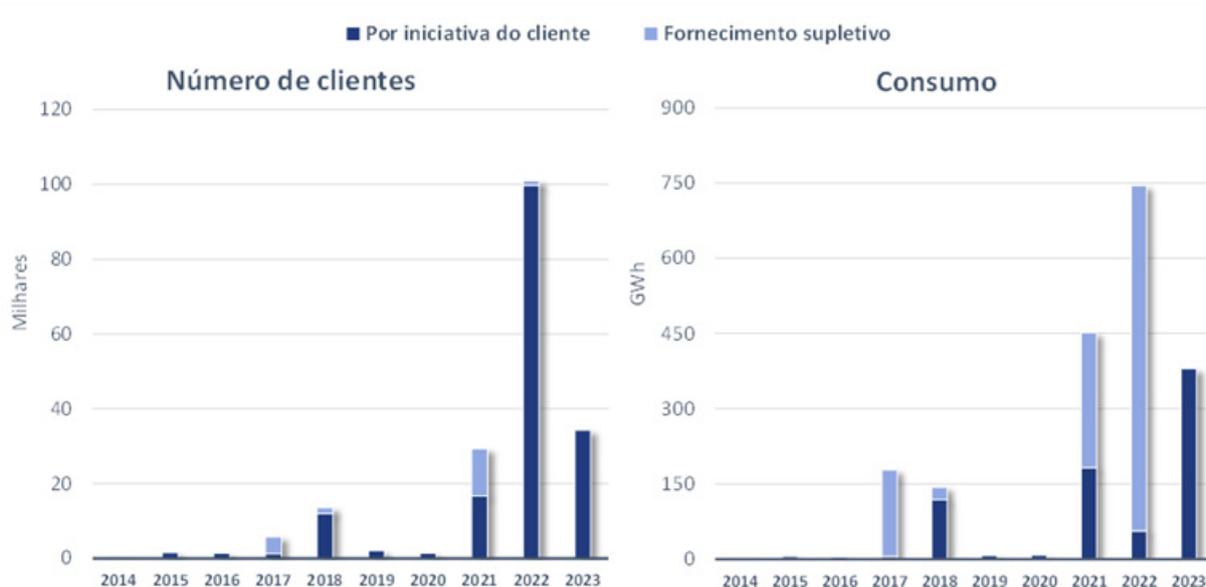
Os Comercializadores de Último Recurso (CUR) estão sujeitos à prestação universal do serviço de fornecimento de energia elétrica aos clientes finais com contratos ativos, enquanto forem aplicáveis as tarifas transitórias legalmente previstas e fixadas pela ERSE, aos clientes economicamente vulneráveis, aos clientes cujo comercializador em regime de mercado, tenha ficado impedido de exercer a atividade e aos clientes em locais onde não exista oferta dos comercializadores de eletricidade em regime de mercado.

O ano de 2021 registou preços anormalmente elevados no mercado grossista que colocaram pressão sobre a atividade de comercialização, em especial para os agentes que não dispunham de adequada cobertura para os consumos das suas carteiras.

Neste contexto, houve quatro comercializadores que acabaram por abandonar a atividade de comercialização, passando os clientes por si fornecidos à data de suspensão da atividade, a ser fornecidos supletivamente pelo CUR. Em dois dos casos, o fornecimento supletivo foi acionado por incumprimento de obrigações dos agentes (HEN e Ecochoice), tendo nos restantes casos sido aplicado o fornecimento supletivo voluntário, a pedido dos comercializadores, ao abrigo Regulamento n.º 951/2021, de 2 de novembro, como forma de prevenir a entrada desses comercializadores em situações de incumprimento reiterado.

O ano de 2023 registou preços bastante mais baixos nos mercados grossistas do que aqueles que se verificaram em 2022, e esta redução dos preços traduziu-se também num menor nível de regressos ao MR. Estes regressos ocorreram sempre por iniciativa do cliente, uma vez que não houve, em 2023, recurso ao fornecimento supletivo.

Figura 4-68 – Saídas do ML com regresso ao MR, 2014 a 2023



Fonte: Adene e E-Redes

4.6.1 Evolução da Atividade e dos Custos do CUR no Continente e nas Regiões Autónomas

A comercialização de energia elétrica surge no final da cadeia de valor do setor elétrico. As principais atividades dos comercializadores de energia elétrica são a aquisição de energia, a cobertura do risco de variação dos preços de mercado, a angariação de novos clientes, a faturação e cobrança, os atendimentos a clientes e o processamento de reclamações, entre outras.

A atividade de comercialização tem uma natureza potencialmente concorrencial, não apresentando as características típicas de um monopólio natural. A entrada para este negócio de novas empresas de comercialização de energia elétrica ilustra esta situação. Contudo, a atividade de comercialização com proveitos (rendimentos) permitidos definidos pelo regulador tem particularidades face aos comercializadores de mercado, designadamente pelas suas obrigações de prestação de serviço público universal de fornecimento de energia elétrica a: i) clientes economicamente vulneráveis; ii) clientes, cujo comercializador em mercado tenha ficado impedido de exercer a atividade; iii) clientes em locais onde não existem ofertas de comercializadores em mercado; iv) clientes com contratos, a quem são aplicadas as tarifas de venda a clientes finais publicadas pela ERSE. As três últimas obrigações aplicam-se apenas à SU Eletricidade, que é o comercializador de último recurso (CUR) em Portugal continental. No caso desta empresa, ainda é necessário ter em conta a extinção prevista das tarifas de venda a clientes finais no curto prazo e a diminuição acentuada do peso do CUR, em termos de clientes e de energia fornecida, no setor elétrico nacional.

No caso das Regiões Autónomas, é importante ter em conta o facto dos comercializadores desenvolverem a sua atividade em ilhas e, conseqüentemente, a necessidade de adequar as respetivas condições técnicas de laboração ao contexto de insularidade e ao seu perfil geográfico.

4.6.1.1 Portugal continental

Em Portugal continental, a atividade do CUR, desenvolvida pela SU Eletricidade, resultou do destacamento de ativos, passivos e capitais próprios que estavam integrados na distribuição de energia elétrica, decorrente de imposições legislativas que determinaram a reestruturação do setor elétrico, em particular a separação da empresa verticalmente integrada em diferentes atividades da cadeia de valor. Quando inserida na esfera da distribuição de energia elétrica, a atividade do CUR era regulada por uma metodologia de custos aceites e *rate-of-return* (ver o capítulo 2.3 para o enquadramento das metodologias regulatórias).

No período de regulação que se iniciou em 2009, esta atividade passou a ser regulada por uma metodologia do tipo *price cap*, acrescida da remuneração do fundo de maneiio. A partir dessa data e até ao atual período de regulação, a metodologia de regulação da atividade de comercialização tem-se mantido, tendo, no entanto, ocorrido a alteração dos indutores de custos no período de regulação 2015-2017, mantendo-se apenas o indutor de custos “número médio de clientes”, e abandonando-se o segundo indutor de custo utilizado até então “número de processos de atendimento”. Outra alteração ocorrida nesse período de regulação foi a introdução de uma rubrica de custos não controláveis, justificada pelas particularidades da atividade de comercialização, cuja necessidade era avaliada anualmente.

Recentemente, a SU Eletricidade, enquanto comercializador de último recurso, tem registado alterações organizativas significativas. Em virtude do processo de cisão-fusão ocorrido em 2018 na EDP Soluções Comerciais (EDP SC), grande parte das operações comerciais que estavam sub-contratadas a esta empresa passaram a ser realizadas pela SU Eletricidade. Foram, assim, transferidos para a SU Eletricidade, entre outros, os processos de contratação, faturação e cobrança. Já em 2021, com a entrada em vigor do novo RRC do setor elétrico, foi implementado um novo processo de reorganização que culminou na extinção da EDP SC.

Na sequência destes processos, decorrentes da maior exigência do regulador e da sua regulamentação para a separação de funções e recursos entre atividades reguladas e atividades não reguladas, foram transferidos para a esfera da SU Eletricidade os recursos humanos alocados às operações comerciais, bem como desenvolvidos novos sistemas de informação.

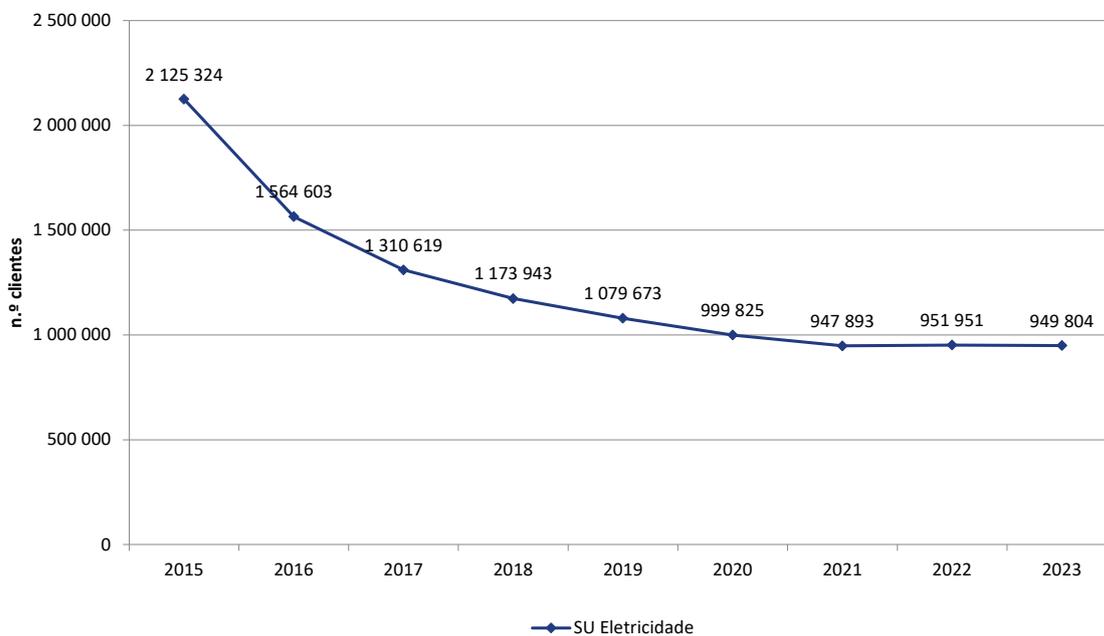
Outro aspecto importante a assinalar é a diferenciação de imagem da SU Eletricidade em conformidade com os requisitos estabelecidos no RRC aprovado em 2017.

Adicionalmente, e como consequência das exigências ao nível da separação das atividades na cadeia de valor do setor elétrico e da diferenciação da imagem da empresa, ocorreu em finais de 2019 uma autonomização da rede de atendimento presencial da SU Eletricidade.

Face a todas estas alterações, a realidade atual da SU Eletricidade no que respeita à sua estrutura de gastos é muito diferente da dos anos anteriores, designadamente, pelo aumento dos gastos de investimento. Desta forma, no período de regulação iniciado em 2022, e em linha com as alterações introduzidas na revisão regulamentar do setor elétrico, os proveitos permitidos da atividade de comercialização de último recurso passaram a incluir uma componente de remuneração de ativo.

Tendo em conta a situação particular desta empresa, a qual tem vindo a registar quebras de atividade pela saída de clientes para comercializadores em regime de mercado, torna-se relevante analisar a evolução do número médio de clientes da SU Eletricidade. Como se observa na Figura 4-69, o número de clientes tem vindo a reduzir-se ao longo dos últimos anos.

Figura 4-69 – Evolução do número médio de clientes da SU Eletricidade

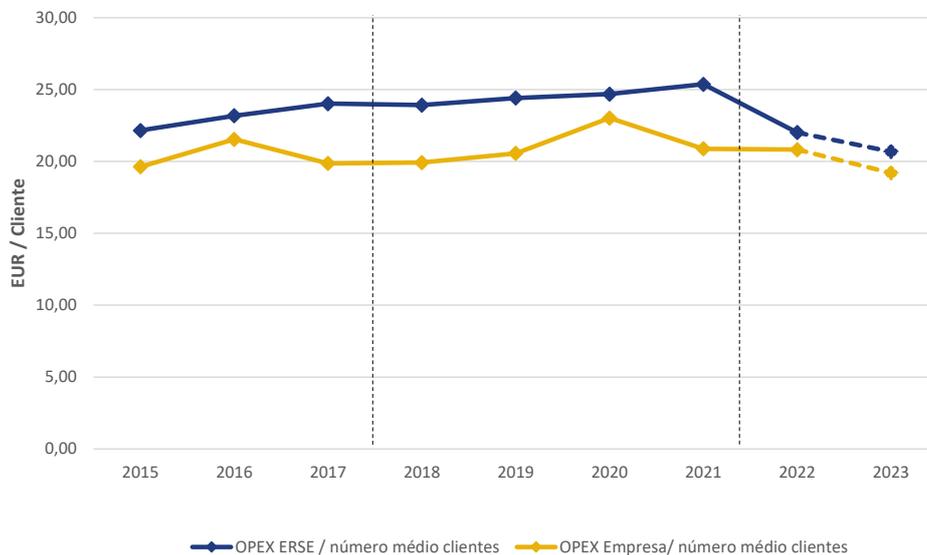


Fonte: ERSE e SU Eletricidade

Adicionalmente, a Figura 4-70 apresenta o desempenho da SU Eletricidade ao longo dos últimos três períodos de regulação, no que respeita ao OPEX controlável²⁰⁵ unitário por número de cliente, comparando os valores ocorridos (OPEX unitário empresa) com os valores aceites pela ERSE para efeitos de ajustamentos tarifários (OPEX unitário ERSE).

²⁰⁵ OPEX, do inglês Operational Expenditure, corresponde aos custos de exploração. Considera-se OPEX controlável o montante de custos de exploração, cuja evolução pode ser controlada pela ação da empresa, e que, por este motivo, está sujeito à aplicação de metas de eficiência.

Figura 4-70 – Custos unitários por cliente da SU Eletricidade
(preços constantes 2023) ²⁰⁶



Fonte: ERSE e SU Eletricidade

Conforme se pode observar, o OPEX unitário por cliente verificado registou, até 2021, um comportamento crescente, motivado pelo processo de extinção de atividade da empresa e do conseqüente ritmo de saída dos clientes para o mercado superior ao ritmo de decréscimo registado no OPEX. Observa-se, igualmente, um afastamento dos custos reais face aos custos aceites pela ERSE nesse período, tendo a SU Eletricidade evidenciado custos unitários inferiores aos aceites pela ERSE para efeitos tarifários, o que demonstra que tem conseguido ultrapassar as metas de eficiência exigidas pelo regulador.

No entanto, com o novo período regulatório iniciado em 2022, tanto o OPEX real como o OPEX aceite pela ERSE têm vindo a decrescer. Além disso, o OPEX aceite tem vindo a aproximar-se dos custos reais.

²⁰⁶ Não inclui o efeito do ajustamento. Os valores apresentados para o ano de 2023 representam a melhor estimativa à data de elaboração deste documento.

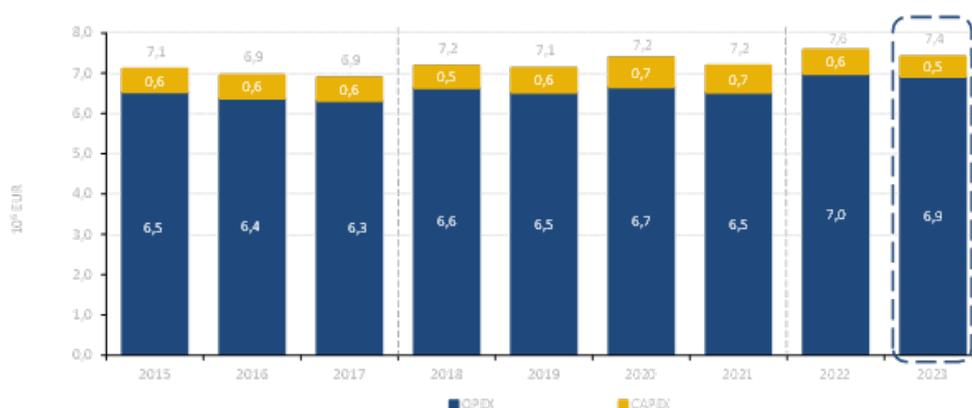
4.6.1.2 Regiões Autónomas

AÇORES

Os proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica (CEE) são muito dependentes da evolução do OPEX, em contraste com as atividades de distribuição e transporte (no Continente) de energia elétrica.

A Figura 4-71 permite verificar que o valor do TOTEX da EDA tem sido bastante estável desde 2012, em torno dos 7 milhões de euros. Em termos desagregados verifica-se um ligeiro aumento do OPEX face ao CAPEX²⁰⁷ ao longo do período em análise.

Figura 4-71 – Proveitos permitidos reais²⁰⁸ – CEE EDA (preços correntes)

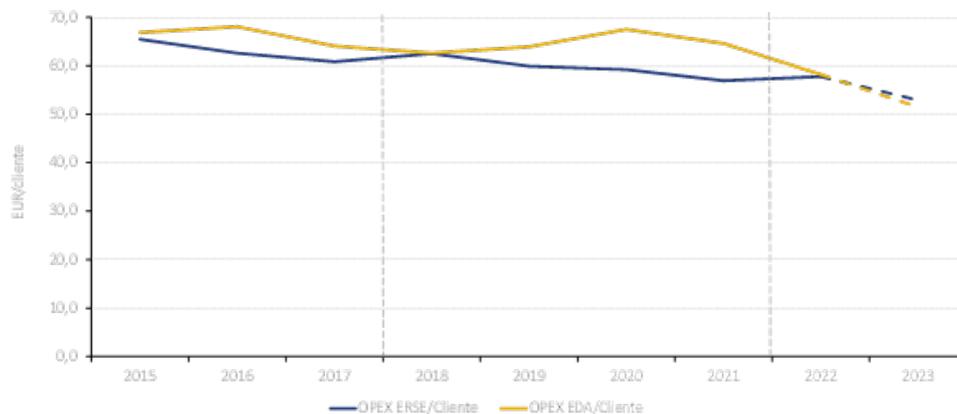


Relativamente ao desempenho da EDA ao longo dos últimos anos, a Figura 4-73 apresenta a evolução do OPEX controlável unitário por número de cliente, comparando os valores verificados (OPEX EDA) com os valores aceites (OPEX ERSE) para efeitos de ajustamentos tarifários.

²⁰⁷ Custos com capital, ativo líquido de amortizações, de participações e subsídios remunerado, adicionado de amortizações, do inglês *Capital Expenditure*

²⁰⁸ Não inclui o efeito do ajustamento. Os valores apresentados para o ano de 2023 representam a melhor estimativa à data de elaboração deste documento.

Figura 4-72 – Custos unitários por cliente da EDA 209
(preços constantes de 2023)



Fonte: ERSE e EDA

Da observação da Figura 4-72 é possível concluir que os custos reais unitários da EDA se têm situado, geralmente, entre os 52 e os 68€/MWh, enquanto os custos aceites se têm situado, regularmente, entre os 53 e os 65€/MWh. Em 2015, 2018 e 2022 regista-se uma aproximação dos dois custos, por corresponderem a anos que marcaram o início de períodos regulatórios, e nos quais a ERSE procede ao ajustamento das bases de custos aceites.

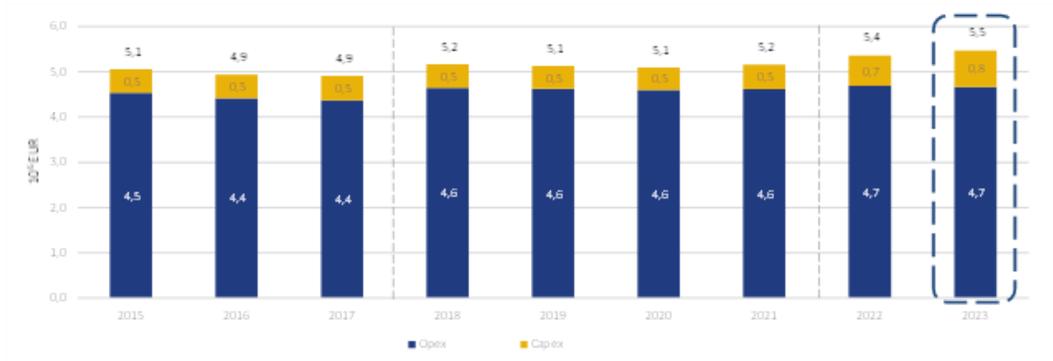
MADEIRA

Os proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica (CEE) dependem, sobretudo, da evolução do OPEX. No entanto, e pese embora não seja uma atividade de capital intensivo, a empresa tem ativos diretamente afetos à prossecução da atividade de CEE, sendo remunerada em conformidade²¹⁰.

²⁰⁹ Os valores apresentados para o ano de 2023 representam a melhor estimativa à data de elaboração deste documento.

²¹⁰ Na medida em que os proveitos da atividade de CEE dependem sobretudo da evolução do OPEX, não se considera relevante uma análise à evolução dos ativos e dos investimentos desta atividade.

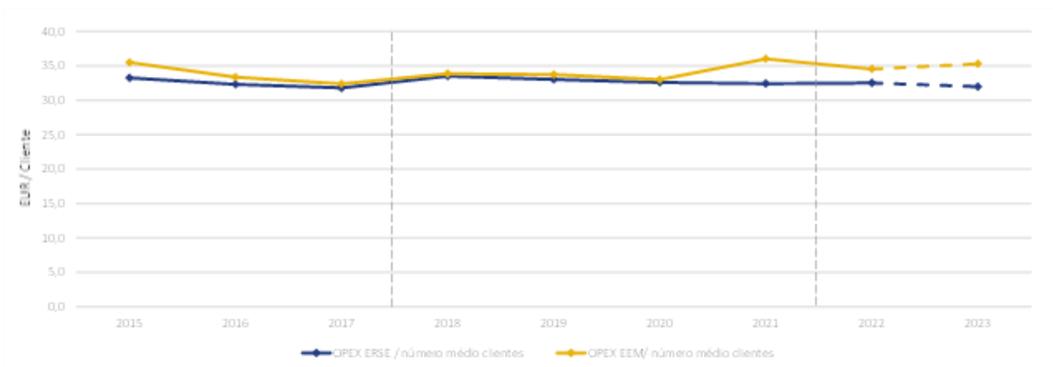
Figura 4-73 – Proveitos permitidos reais²¹¹ – CEE EEM212 (preços correntes)



Como é possível observar pela Figura 4-73, os proveitos permitidos da atividade de CEE têm registado um comportamento relativamente estável desde 2015, em torno dos 5 milhões de euros.

A Figura 4-74 apresenta o desempenho da EEM ao longo dos últimos 3 períodos de regulação, no que respeita ao OPEX controlável unitário por número de clientes (valores ocorridos versus valores aceites para efeitos de ajustamentos tarifários).

Figura 4-74 – Custos unitários por cliente da EEM 213 (preços constantes de 2023)



Fonte: ERSE e EEM

²¹¹ Não inclui o efeito do ajustamento.

²¹² Os valores apresentados para o ano de 2023 representam a melhor estimativa à data de elaboração deste documento.

²¹³ Os valores apresentados para o ano de 2023 representam a melhor estimativa à data de elaboração deste documento.

Os custos de exploração por cliente têm permanecido estáveis entre 2015 e 2023, quer a nível da empresa, quer os aceites pela ERSE. Os gastos unitários têm se situado entre os 32 e os 36€/MWh.

4.6.1.3 Regulação da atividade dos CUR

A base de custos é um parâmetro próprio da regulação por incentivos do tipo *price cap* ou *revenue cap*. Este parâmetro constitui o montante de custos a recuperar por aplicação das tarifas, definido no início do período de regulação, que evolui nos anos seguintes consoante os indutores de custo²¹⁴ (no caso do *price cap*), as metas de eficiência definidas e a taxa de inflação.

BASE DE CUSTOS

No capítulo 2 foram apresentados os princípios metodológicos subjacentes à definição das bases de custo, que aqui também se aplicam.

No caso particular das Regiões Autónomas, na mais recente revisão do Regulamento Tarifário optou-se por manter e reforçar a harmonização das metodologias regulatórias aplicadas às atividades de comercialização no Continente e nas Regiões Autónomas. Nesta linha, foi incluída na atividade de comercialização do Continente uma componente de CAPEX, tal como já ocorria nas Regiões Autónomas.

Ao nível da definição e parâmetros, também se optou por manter o mesmo conjunto de rubricas elegíveis para o apuramento da base de custos da SU Eletricidade, EDA e EEM, assegurando uma abordagem harmonizada em atividades semelhantes do Continente e das Regiões Autónomas.

²¹⁴ Variáveis que refletem a evolução da atividade.

Refira-se, ainda, que tal como para outras atividades reguladas, a base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência inclui o efeito dos ajustamentos decorrentes das análises efetuadas à documentação de preços de transferência das empresas em análise e a informação complementar recolhida através de auditorias e ações de fiscalização complementar. Finalmente, importa referir que, também nestas atividades, é aplicado na definição o princípio de partilha de ganhos e perdas com as empresas, que tenham ocorrido no período de regulação anterior.

METAS DE EFICIÊNCIA

A definição das metas de eficiência tem subjacente, para além do desempenho das empresas no desenvolvimento da sua atividade face ao definido pelo regulador, a posição de cada empresa perante empresas congéneres. É neste sentido que é desenvolvido o estudo de custos de referência apresentado mais adiante. Adicionalmente, os princípios gerais relativos às metas de eficiência e indutores foram apresentados no capítulo 2.3 desta publicação.

Como já evidenciado, o desempenho da SU Eletricidade no que concerne ao cumprimento das exigências definidas pelo regulador tem, historicamente, evidenciado custos unitários inferiores aos aceites pela ERSE, tendo conseguido sistematicamente ultrapassar as metas de eficiência definidas.

No entanto, em termos de evolução dos custos unitários, dada a quebra de atividade resultante da saída de clientes para o mercado, assiste-se a um aumento. No entanto, esta realidade não compromete a posição da SU Eletricidade face a outras empresas, mantendo-se como uma empresa eficiente.

Tendo sido partilhado com os consumidores uma parte substancial dos ganhos alcançados e face ao elevado desempenho da empresa considera-se adequado reduzir a meta de eficiência atual, para um nível próximo da evolução tecnológica avaliada para outra empresa pertencente ao mesmo grupo. Assim, a meta de eficiência proposta, para o período de regulação 2022-2025, é de 0,75%.

No caso das RA, o comportamento em termos de evolução de custos unitários tem sido distinto do Continente e mesmo entre as duas empresas insulares. No caso da EDA, o nível de custos ocorrido está sempre acima dos valores aceites, observando-se um agravamento desta situação ao contrário do verificado com a EEM, cujos motivos não se conseguem apreender.

Tendo-se mantido a partilha equitativa entre os custos reais e os custos aceites (a base de custos) considera-se importante reforçar o nível de exigência, de forma a que a empresa neste período de regulação desenvolva esforços para atingir as metas pretendidas pelo regulador. Assim, para a EDA foi definida uma meta de eficiência anual de 3%.

No caso da EEM, a empresa tem conseguido alcançar as metas de eficiências solicitadas pelo regulador. Deste modo, não se justifica alterar os objetivos regulatórios definidos para a empresa no anterior período de regulação. Esta consideração concretizou-se na definição da base de custos, na partilha equitativa entre os custos reais e os custos aceites (a base de custos), sendo que no que diz respeito às metas de eficiência, pressupõe a manutenção do esforço exigido. Deste modo, mantém-se a meta de eficiência anual de 2,5%.

4.6.1.4 Custos de Referência da Atividade de Comercialização

RECOLHA DE INFORMAÇÃO

Nos termos dos números 8 e 9 do artigo 55.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, e, posteriormente, nos termos do artigo 181.º do Decreto-Lei 15/2022, de 14 de janeiro, a ERSE deve definir anualmente custos de referência para a atividade de comercialização de energia do setor elétrico.

Para a concretização desta obrigação legal, a ERSE implementou, a partir de 2013, um processo de recolha de informação anual, através da submissão de um questionário aos operadores sobre a atividade de comercialização de energia, e do qual resulta a publicação anual da matriz de custos de referência para a atividade de comercialização de energia.

Este processo tem-se caracterizado pelo incremento do número de comercializadores no regime de mercado. Na análise efetuada para o ano de 2013, a amostra inicial incluía os dados de 23 empresas. Atualmente, a amostra é constituída por mais de 5 dezenas de empresas comercializadoras e respetivos dados económicos e operacionais para o período de 2013 a 2022 (desde de 2013 que se observa entradas e saídas de empresas nesta atividade). Este crescimento foi justificado pelo incremento do número de comercializadores no regime de mercado decorrente de iniciativas de promotores nacionais e de outros países, designadamente de Espanha.

Este alargamento da amostra produz elevados benefícios para a análise em resultado do incremento da informação sobre os recursos necessários para o desenvolvimento da atividade de comercialização, bem como, novos desafios para o processo tratamento da informação anual. Nestes destaca-se a necessidade de se garantir a comparabilidade da informação suportada numa harmonização dos procedimentos de reporte.

A atividade de comercialização de energia e respetiva envolvente tem sofrido diversas mutações em resultado das transformações tecnológicas e organizacionais significativas que têm ocorrido nos últimos anos no setor energético. No caso particular da atividade de comercialização sobressai a liberalização do mercado retalhista do setor elétrico e gás, cuja dinâmica, no caso dos países da União Europeia, tem sido definida pelas diversas diretivas europeias. Este aspeto tem impactado na estrutura empresarial da atividade de comercialização de energia com entradas e saídas de comercializadores, reestruturações empresariais, incluindo processos de aquisições e fusões entre as empresas comercializadoras. Além do mais, a atividade de comercialização no mercado liberalizado tem assumido maior complexidade por a oferta dos comercializadores deste mercado ter vindo a deixar de ser exclusivamente uma “oferta do serviço de fornecimento de energia”. Cada vez mais, a oferta do serviço de energia destes operadores surge integrado num *mix* de produtos ou serviços, à semelhança do que se observou na área das telecomunicações, e inclui outros serviços, como o fornecimento de painéis solares, serviços de assistência técnica, etc.

Neste sentido, tanto a nível europeu, como no caso português, tem ocorrido um processo gradual de entrada de novos *players* no segmento da comercialização de energia elétrica e gás. As origens empresariais destes novos *players* não se limitam apenas ao sector energético, observando-se entradas de novos operadores oriundos de grupos económicos com atividades distintas do setor energético, em resultado de estratégia de diversificação do negócio ou suportado em estratégias de *marketing* para a conceção de produtos multisserviços. A regulamentação associada ao processo de *switching* dos clientes tem

facilitado este processo. Concomitantemente, têm começado a surgir comercializadores com diferentes perfis, quer no que respeita à sua escala, quer em relação às condições de laboração.

Este crescimento do número de comercializadores significará a existência de uma diversidade de perfis de empresas participantes no segmento liberalizado da atividade de comercialização de energia elétrica. Esta diversidade significa ser expectável que as diferentes empresas apresentem estruturas de gastos diferenciadas, em função de especificidades como a dimensão, a localização e a dispersão da atividade, perfil de consumo da carteira de clientes, inserção em grupos empresariais, maturidade, serviços prestados, etc.

O Quadro 4-3 apresenta análise descritiva da amostra no período considerado neste estudo (do ano 2013 a 2020) considerando três indicadores: número de clientes, custos totais operacionais da atividade de exploração e o custo operacional unitário por cliente.

Quadro 4-3 – Análise Descritiva da Amostra – 2013 a 2022

Percentil	Pontos de Entrega (#)		Gastos Totais (€)			Gasto Unitário por Ponto de Entrega		
	Valor	Menores Percentil	Valor	Menores Percentil	Valor	Menores		
1%	267	79 1%	33 277	6 154 1%	18,93	17,45		
5%	1 085	152 5%	64 979	22 479 5%	22,50	18,41		
10%	1 813	267 10%	97 924	33 277 10%	27,17	18,93		
25%	3 405	308 25%	242 296	38 413 25%	36,26	18,97		
50%	11 365	Maiores 50%	889 038	Maiores 50%	49,16	Maiores		
75%	127 422	4 101 497 75%	5 749 897	164 502 450 75%	102,44	47,412		
90%	524 783	4 108 411 90%	25 573 094	173 303 950 90%	204,28	486,44		
95%	1 165 548	4 129 827 95%	35 176 686	257 376 631 95%	316,47	488,50		
99%	4 108 411	4 464 006 99%	173 303 950	328 909 005 99%	486,44	508,93		
Média	237 251	Observações Média	10 506 814	Observações Média	87,74	Observações		
Desvio Padrão	718 953	297	Desvio Padrão	33 077 916	297	Desvio Padrão	92,86	297

Fonte: ERSE

ESTABELECIMENTO DE CUSTOS DE REFERÊNCIA

A ERSE tem apresentado a fundamentação teórica nos documentos de definição de parâmetros e no âmbito da definição dos custos de referência para os setores elétricos e gás²¹⁵ das metodologias e procedimentos de aferição destes custos. Estes têm-se materializado, a partir de 2019, no desenvolvimento das seguintes etapas para efeitos de elaboração dos custos de referência para a atividade de Comercialização de eletricidade em Portugal:

²¹⁵ Ver os documentos “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017” (setor elétrico), “Parâmetros de regulação para o período dos anos gás de 2016-2017 a 2018-2019” e “Parâmetros de regulação para o período de 2018-2020” (setor elétrico).

1. Tratamento dos dados recolhidos no questionário elaborado pela ERSE;
2. Aplicação de uma metodologia paramétrica de análise de *clusters* para o tratamento do fator dimensão e uma metodologia não paramétrica *Data Envelopment Analysis* para análise dos valores de eficiência das empresas;
3. Definição do “Comercializador Teórico Eficiente” por Nível de Dimensão (*cluster*);
4. Matriz de custos médios de referência para a comercialização de eletricidade.

Salienta-se que os dados utilizados nestes estudos são recolhidos através de um questionário, que no caso dos comercializadores de mercado têm sido preenchidos de forma voluntária. Esta situação aconselha, igualmente, a alguma prudência na avaliação dos resultados desta análise.

Na definição dos custos de referência de cada grupo de empresas (*cluster*), cada *cluster* foi categorizado em três níveis de eficiência, em que o mais eficiente corresponde às empresas com níveis de eficiência referentes ao percentil 0-20 dos níveis de eficiência do respetivo *cluster*. As restantes duas categorias correspondem aos percentis 20 a 50 e percentis 50 a 100, respetivamente. O custo de referência teórico, isto é, o nível de custo por cliente do comercializador teórico eficiente corresponde ao custo do nível de eficiência mais elevado em cada *cluster* (percentil 0-20).

O quadro seguinte apresenta a evolução dos custos de referência dos quatro segmentos até 2023.

Quadro 4-4 – Evolução dos Custos de Referência

	2019	2020	2021	2022	2023
Cluster 1 < 80 000 Clientes	38,39 €	35,66 €	33,63 €	33,70 €	35,12 €
Cluster 2 < 350 000 Clientes	27,79 €	28,91 €	30,19 €	31,23 €	31,28 €
Cluster 3 < 2 500 000 Clientes	17,93 €	17,76 €	18,22 €	18,83 €	19,60 €
Cluster 4 > 2 500 000 Clientes	16,42 €	16,02 €	16,43 €	24,77 €	25,86 €



5. Inovação e Digitalização

ÍNDICE

5 Inovação e Digitalização.....	369
5.1 Redes e Contadores Inteligentes.....	369
5.1.1 Conceito das Redes Inteligentes.....	370
5.1.2 Estado da Implementação das Redes Inteligentes.....	375
5.1.3 Dados e Cibersegurança.....	381
5.2 Incentivos à Inovação.....	384
5.2.1 Rede de Distribuição.....	384
5.2.2 Projetos Piloto e <i>Sandboxes</i>	386
5.2.3 Projeto-Piloto de Aperfeiçoamento das Tarifas de Acesso às Redes.....	391
5.3 Novas Realidades – Nova Resposta Regulatória.....	396
5.3.1 Comunidades de Energia Renovável e Autoconsumo.....	396
5.3.2 Armazenamento de Energia Elétrica e Gestão da Procura.....	402
5.3.3 Medidas Covid e Crise Energética.....	405
5.3.4 Gestão de Riscos e Garantias.....	407
5.4 Simuladores.....	409
5.4.1 Simulador de Preços de Energia da ERSE.....	410
5.4.2 Simulador de Potência Contratada.....	414
5.4.3 Simulador de Rotulagem.....	416
5.5 Mobilidade Elétrica.....	418
5.5.1 Preço Final Pago pelos Utilizadores de Veículos Elétricos na Rede de Mobilidade Elétrica.....	428
5.5.2 Tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica.....	429
5.5.3 Tarifas da Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica.....	431
5.5.4 Tarifas de Energia e Comercialização Aplicáveis à Mobilidade Elétrica na RAA e na RAM.....	434
5.5.5 Preços de Utilização de Pontos de Carregamento e Preços de Comercialização de Eletricidade para a Mobilidade Elétrica.....	434
5.5.6 Estrutura do Preço Médio Pago pelos UVE na Rede de Mobilidade Elétrica.....	435
5.5.7 Comparação com Outras Opções de Carregamento e de Motorização.....	438

5. INOVAÇÃO E DIGITALIZAÇÃO

No presente capítulo caracteriza-se a evolução do setor elétrico, nos últimos anos, em matéria de inovação e digitalização. Esta tem sido marcada pela introdução gradual das redes e contadores inteligentes (5.1), bem como por um conjunto de outras realidades como, por exemplo, a descentralização da produção e o autoconsumo (5.3) ou a mobilidade elétrica (5.5). Realidades essas, que no início da década passada, eram novos e emergentes fenómenos, mas que fazem hoje parte do presente e do futuro do setor.

A resposta regulatória tem vindo a acompanhar esta evolução, quer ao nível dos incentivos (5.2) quer através da disponibilização de novas ferramentas digitais, como os simuladores que o regulador (5.4) elabora e atualiza constantemente.

5.1 REDES E CONTADORES INTELIGENTES

Na última década e meia, no setor elétrico, uma grande parte da discussão sobre inovação tem estado centrada na introdução dos chamados contadores inteligentes e na transformação das redes, mormente das redes de distribuição em baixa tensão (BT), em redes mais inteligentes.

Esta realidade, por sua vez, tem estado em constante mudança, pois está fortemente associada às tecnologias de informação e telecomunicações e, por essa via, à digitalização de boa parte dos processos de participação da produção e do consumo no mercado elétrico. Os principais conceitos e a implementação dos mesmos são apresentados nas próximas secções. No final (5.1.3), é abordada a questão da cibersegurança, preocupação que ganha cada vez mais relevo neste novo contexto.

5.1.1 Conceito das Redes Inteligentes

AS REDES INTELIGENTES JÁ SÃO UMA REALIDADE

As redes inteligentes (*smart grids*) surgem num contexto de modernização e transformação do setor elétrico, onde figuram a utilização de energias renováveis na produção de energia elétrica, os recursos distribuídos e a participação da procura no mercado e na gestão do sistema elétrico, como as tendências mais assinaláveis²¹⁶. As redes elétricas asseguram os fluxos de energia entre as instalações de produção, consumo e armazenamento, compatibilizando estas realidades no tempo e no espaço. Por isso, desempenham um papel central na viabilização das novas tendências referidas, através de uma maior incorporação de inovação e tecnologia, sobretudo ao nível das redes de BT²¹⁷.

A aplicação real (projetos de demonstração) das redes inteligentes de distribuição de eletricidade de BT começou a ser estudada em Portugal com o projeto *InovGrid*, em Évora, em 2007. Este projeto foi antecedido de diversos projetos de investigação, mas apenas em laboratório ou em contextos muito restritos.

O *Inovgrid* substituiu os contadores convencionais por dispositivos designados por Energy Boxes (EB), integrados numa rede dotada de automação e com dispositivos de armazenamento e processamento de informação/comando e controlo a nível dos postos de transformação (PT) de média para baixa tensão (PTD MT/BT). Este primeiro projeto, na cidade de Évora, abrangeu cerca de 32 mil EB, instaladas entre 2007 e 2012. O projeto piloto pretendeu (i) avaliar tecnologias, equipamentos, sistemas e funcionalidades; (ii) avaliar custos e benefícios associados às redes inteligentes; e (iii) ganhar know-how e experiência de implementação das redes inteligentes.

A fase piloto do projeto foi depois alargada a outras sete localidades entre 2013 e 2015 (Projeto *InovCity*) – Alcochete, Guimarães, São João da Madeira, Lamego, Marinha Grande, Batalha e Ilhas Barreira. O objetivo da segunda fase do piloto foi testar novas tecnologias de comunicação (PLC²¹⁸ Prime), a normalização tecnológica do mercado, a interoperabilidade entre fornecedores e a integração nos sistemas de informação e nos processos operacionais.

²¹⁶ Vd. estudo do Joint Research Centre (Comissão Europeia): Gangale F., Vasiljevska J., Covrig F., Mengolini A., Fulli G., Smart grid projects outlook 2017: facts, figures and trends in Europe, EUR 28614 EN, doi:10.2760/701587 [disponível online: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC106796>]

²¹⁷ A presença de produção renovável dispersa nas redes de distribuição em AT e MT é uma realidade há muitos anos e essas redes têm vindo a evoluir para conseguir gerir adequadamente essa circunstância.

²¹⁸ Do inglês *Power Line Carrier*.

No contexto do desenvolvimento das redes inteligentes e de decisões regulatórias que obrigaram à telecontagem de energia nos pontos de entrega da iluminação pública e nos PTD, a EDP Distribuição²¹⁹ procedeu à instalação de sistemas de medição inteligente e de concentradores de dados ao nível dos PTD, entre 2012 e 2015.

Já em 2015, a EDP Distribuição passou do desenvolvimento de redes inteligentes em projetos-piloto para uma fase de implementação massificada, abrangendo não só todas as substituições programadas de equipamentos de medição em fim de vida útil nas instalações dos clientes, mas também um plano de substituição antecipada dos equipamentos. Como se verá posteriormente, esta substituição massificada é um requisito de funcionamento técnico dos sistemas de comunicação entre os equipamentos de medição e os concentradores de dados (usando a tecnologia PLC), pelo que é crítica para a oferta dos serviços das redes inteligentes.

Na sua Comunicação de 2011 ao Parlamento Europeu e ao Conselho²²⁰, a Comissão Europeia definia rede inteligente como: *“uma rede elétrica modernizada à qual foram acrescentados um sistema digital de comunicação bidirecional entre o fornecedor e o consumidor e sistemas inteligentes de medição e de controlo. A medição inteligente é, normalmente, parte integrante das redes inteligentes”*. A task force europeia para as redes inteligentes usava ainda a definição de rede inteligente como sendo *“uma rede elétrica que pode integrar de modo eficiente o comportamento e as ações de todos os utilizadores a ela ligados – os produtores, os consumidores e os utilizadores simultaneamente produtores e consumidores – no intuito de constituir um sistema de energia economicamente eficiente e sustentável, com baixas perdas e elevados níveis de qualidade e de segurança, nomeadamente no aprovisionamento.”*

A alteração à Diretiva 2009/72/CE (Diretiva UE 2019/944, de 5 de junho, aprovada no pacote Energia limpa para todos os europeus), define “Contador convencional” como um contador analógico ou um contador eletrónico que não dispõe de capacidade para transmitir e receber dados e “Sistema de contadores inteligentes” como um sistema eletrónico preparado para medir o consumo de eletricidade ou a eletricidade introduzida na rede, que fornece mais informação do que um contador convencional, e que pode transmitir e receber dados para efeitos de informação, monitorização e controlo, recorrendo a uma forma de comunicação eletrónica.

²¹⁹ A partir de janeiro de 2021 este operador adotou a designação de E-REDES.

²²⁰ COM (2011) 202 final, Redes inteligentes: da inovação à implantação.

Nos sucessivos estudos entregues ao Governo ao abrigo da Portaria n.º 231/2013, de 22 de julho, sobre os benefícios e custos dos contadores inteligentes, a ERSE concluiu pelo valor positivo dessa opção no setor elétrico, com confiança que se acentuou a cada estudo. A evolução previsível do setor elétrico parece reforçar os pressupostos dessa conclusão:

- Tendência de redução dos custos de aquisição dos contadores inteligentes e de outros equipamentos associados às redes inteligentes, devido à evolução do mercado global de equipamentos elétricos e de telecomunicações;
- Eletrificação dos consumos de energia residenciais e maior volatilidade dos preços de energia, que resulta em maior volatilidade da fatura elétrica dos consumidores e, assim, numa maior valorização dos benefícios das redes inteligentes quanto à eficiência energética, gestão de consumos ou redução de perdas técnicas e comerciais;
- Tendência de reforço dos meios de participação da procura no mercado de energia, que assenta na capacidade de aceder aos dados de consumo com detalhe e em tempo útil.

OS CONTADORES INTELIGENTES TORNARAM-SE A REFERÊNCIA TECNOLÓGICA NAS REDES DE BT

Nos últimos anos, e como resultado de desenvolvimentos legislativos a nível europeu e nacional, mas também por iniciativa própria, sustentada na existência de racional técnico-económico, os operadores das redes de distribuição de energia elétrica em baixa tensão (ORD BT) têm vindo a colocar contadores inteligentes²²¹ nas instalações dos clientes²²².

Com efeito, seja por imposição de regimes jurídicos específicos – de que são exemplo a mobilidade elétrica ou, mais recentemente, o autoconsumo de energia elétrica – seja no âmbito da renovação dos contadores danificados, obsoletos ou fora de especificação, seja ainda pela iniciativa dos ORD BT com vista à melhoria de desempenho do serviço, o universo de contadores inteligentes tem crescido de forma sustentada no país, ainda que a ritmos diferentes por parte dos vários ORD BT.

No final de 2023, estavam instalados 86% dos contadores inteligentes nos clientes BTN de Portugal continental (i.e. 5,5 milhões de contadores inteligentes).

²²¹ Na aceção da [Portaria n.º 231/2013](#), de 22 de julho, que aprova os requisitos técnicos e funcionais dos contadores inteligentes, bem como regras relativas à disponibilização de informação e faturação e, bem assim, ao financiamento dos custos inerentes à respetiva instalação.

²²² A instalação de contadores inteligentes tem incidido nas instalações em Baixa Tensão Normal (BTN), ou seja, em baixa tensão com potência contratada até 41,4 kVA, correspondendo a consumidores domésticos e pequenas empresas. Em relação aos restantes fornecimentos (em baixa tensão com potência contratada superior a 41,4 kW e níveis de tensão superiores), os contadores instalados permitem, há já vários anos, funcionalidades avançadas, de que são exemplo o acesso remoto, a bidirecionalidade ou a medição e registo com detalhe de 15 minutos.

OS SERVIÇOS CONSTRUÍDOS SOBRE UMA INFRAESTRUTURA DE CONTADORES INTELIGENTES E DE COMUNICAÇÕES TORNAM AS REDES “INTELIGENTES”

A mera instalação de contadores inteligentes não altera significativamente a experiência de utilização por parte dos clientes. A alteração dessa experiência depende da integração dos contadores inteligentes em sistemas complementares de comunicação, tratamento de dados e de operação da rede, permitindo o acesso a um conjunto de novos serviços. Esses serviços estão ainda em desenvolvimento, embora as características mais básicas já estejam muito disseminadas, nomeadamente a leitura remota mensal (evitando o recurso a estimativas de consumo na faturação), a recolha diária de diagrama de carga²²³ e alguns serviços contratuais remotos (alteração da potência contratada ou interrupção e restabelecimento do fornecimento, por exemplo). A disponibilização do conjunto completo desses serviços a uma dada instalação permite a sua integração nas redes inteligentes.

A implementação de redes inteligentes tem sido considerada fundamental pela Comissão Europeia no que toca ao desenvolvimento do mercado interno de energia. Através da melhoria na disponibilização de informação aos clientes e no processo de faturação, as redes inteligentes promovem a criação de condições para o envolvimento da procura no mercado de energia (e aumento da concorrência ao nível do mercado retalhista), para o desenvolvimento de novos serviços de energia para os consumidores ou para o aumento da eficiência na gestão e operação das redes. De forma muito concreta, as redes inteligentes encerram potenciais benefícios, quer para os consumidores, quer para o setor elétrico como um todo, de que são exemplo:

- A melhoria da qualidade do serviço: reduzindo o tempo de deteção e correção das interrupções de fornecimento, eliminando as estimativas para faturação;
- Atuações remotas, dispensando a presença do cliente e a deslocação do ORD BT e, nessa medida, mais rápidas, mais baratas e mais cómodas (por exemplo, para alteração da potência contratada ou de opções tarifárias ou para a ativação e desativação do fornecimento de eletricidade);
- O aumento da consciência acerca do consumo e da promoção de comportamentos eficientes: fornecendo informação de consumo em tempo quase real, potenciando alterações dos padrões de consumo (e redução da fatura de eletricidade);
- A viabilização de soluções de produção descentralizada (como o autoconsumo) e de flexibilidade, para prestação de serviços ao sistema (com potencial de redução de investimento em rede e, consequentemente, das tarifas suportadas pelos consumidores);

²²³ Consumo ou injeção para a rede discriminado por intervalos de 15 minutos.

- Sinais económicos mais complexos (preços dinâmicos), que permitem a aplicação de tarifários indexados ao mercado grossista ou tarifação do uso das redes relacionada com eventos de maior congestionamento das mesmas;
- A melhoria do combate à fraude e à apropriação indevida de energia: os contadores inteligentes têm alarme de abertura da caixa e permitem detetar alterações bruscas nos padrões de consumo;
- A melhoria no planeamento e na gestão da rede elétrica: a existência de melhor informação da rede de baixa tensão permite um melhor planeamento e operação dessa rede com potenciais reflexos, por exemplo, ao nível da redução de perdas técnicas (cujos custos são suportados pelos consumidores).

A análise feita à realidade existente em Portugal, quer em termos de contadores inteligentes instalados, quer de desenvolvimento dos sistemas necessários à implementação das redes inteligentes, determinou a iniciativa promovida pela ERSE de regulamentação dos serviços a prestar pelos operadores das redes e pelos comercializadores aos clientes com instalações integradas em redes inteligentes, resultando, em 2019, na publicação do Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica (RSRI)²²⁴.

O RSRI define um incentivo remuneratório para os ORD BT (designado por INS²²⁵) baseado na partilha dos benefícios gerados pelos serviços das redes inteligentes disponibilizados por esses operadores, que seja função do número de instalações em BT que cumpram os critérios de integração nas redes inteligentes num determinado ano.

O valor deste incentivo está associado ao desempenho dos operadores na disponibilização de benefícios (líquidos de custos) explícitos para os consumidores, resultantes da integração da sua instalação nas redes inteligentes, ou seja, no seu desempenho em proporcionar *value for money* aos consumidores, incluindo a redução dos custos operacionais dos ORD BT.

O desenho do incentivo permite a adaptação do incentivo ao longo do tempo de modo a poder refletir a evolução tecnológica e garantir a contínua maximização dos benefícios para as novas instalações integradas em redes inteligentes, procurando, contudo, limitar o risco regulatório, designadamente garantindo os compromissos assumidos para os investimentos já realizados.

²²⁴ Aprovado pelo Regulamento n.º 610/2019, de 2 de agosto, revogado pelo Regulamento n.º 817/2023, de 27 de julho.

²²⁵ O incentivo à inovação e novos serviços nas instalações em BT (INS) adotou esta designação com o RSRI de 2023. Antes dessa data, tinha a designação de ISI (incentivo aos serviços das redes inteligentes).

A aplicação do INS pressupõe que a disponibilização dos serviços definidos e a integração das instalações em BT nas redes inteligentes não serão remuneradas no âmbito de nenhum outro incentivo ou metodologia remuneratória aplicados pela ERSE²²⁶.

O NOVO REGIME JURÍDICO DO SEN ASSINALA A MUDANÇA EM CURSO NAS REDES ELÉTRICAS

A importância crescente da realidade dos contadores e das redes inteligentes, em particular no contexto da transição energética²²⁷, concretizou-se na previsão legislativa da instalação de contadores inteligentes em todas as instalações de Portugal continental até ao final de 2024²²⁸.

Em geral, os planos dos operadores de rede permitirão alcançar esse objetivo, deixando o setor elétrico num novo estágio de desempenho.

5.1.2 Estado da Implementação das Redes Inteligentes

INFRAESTRUTURA TECNOLÓGICA

A instalação de um contador inteligente, sendo condição necessária para a disponibilização de serviços mais avançados aos clientes, não é, contudo, condição suficiente.

Assim, para além dessa instalação, é necessário garantir a comunicação remota entre o sistema central do operador da rede e o contador, bem como o progressivo desenvolvimento dos sistemas de recolha, tratamento, validação e disponibilização de dados desse mesmo operador.

²²⁶ Ver capítulo 5.2.1

²²⁷ Desde a entrada em vigor do RSRI, há a referir a publicação de legislação que recorre ou promove a expansão e o desenvolvimento de contadores e redes inteligentes, nomeadamente o novo regime do autoconsumo [Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro], a transposição da diretiva de eficiência energética [Decreto-Lei n.º 64/2020, de 10 de setembro], o Plano Nacional Energia e Clima 2030 [Resolução do Conselho de Ministros n.º 53/2020, de 10 de julho] e o diploma que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional [Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro].

²²⁸ Vd. Art.º 282.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

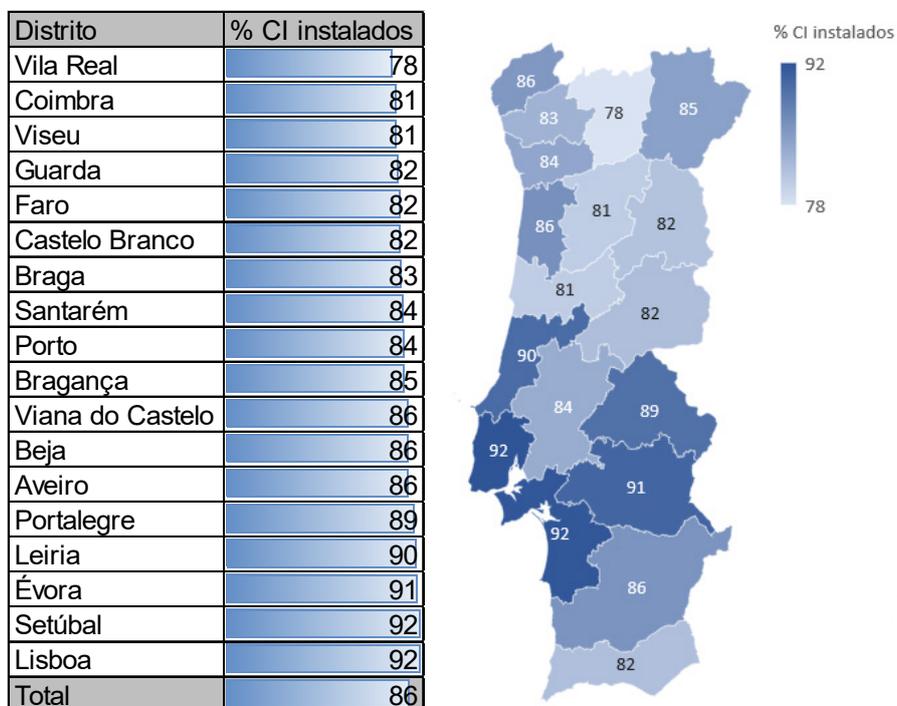
Em relação à comunicação remota, os operadores das redes têm, por questões de fiabilidade e de economia de recursos, privilegiado a tecnologia PLC, que utiliza a própria rede de energia elétrica como rede de comunicação de dados. O sucesso do recurso a esta tecnologia (fiabilidade das comunicações) depende, no entanto, da densidade relativa de instalação de contadores inteligentes num dado local (a jusante de cada PTD). Enquanto o limiar de densidade definido pelo operador da rede não é atingido, a comunicação remota com os contadores inteligentes já instalados não é ativada. Nas zonas em que tal sucede, e na ótica dos clientes, a instalação de um contador inteligente não altera significativamente²²⁹ a experiência de utilização.

Reunidas as condições para a ativação da comunicação remota (instalação em telegestão) é possível, desde logo, e por iniciativa do operador de rede, a disponibilização de alguns serviços mais avançados, sendo que a disponibilização da totalidade dos serviços das redes inteligentes, como estabelecidos no RSRI, depende da integração da instalação do cliente em rede inteligente que, por sua vez, é função da capacidade crescente dos sistemas de informação dos operadores das redes.

A Figura 5-1 mostra o estado da instalação de contadores inteligentes nas instalações de BTN em Portugal continental no final de 2023. Esta instalação está bem disseminada no território, com níveis de instalação superiores a 75% em todos os distritos. Vila Real, com 78%, e Lisboa, com 92%, são os casos extremos.

²²⁹ Faz-se notar, ainda assim, que os contadores inteligentes dispõem obrigatoriamente de uma porta de comunicação que permite ao cliente o acesso local aos dados registados no contador (que são muito mais ricos, em diversidade e desagregação temporal, que os dos contadores não inteligentes).

Figura 5-1 – Percentagem de clientes BTN com contador inteligente a 31 de dezembro de 2023



A Figura 5-2 apresenta, para Portugal continental, a caracterização geográfica, por distrito, reportada pelos ORD BT, relativa ao estado das instalações no final de 2023. Assim, as barras amarelas representam o número de instalações em BTN existentes, as laranjas o subconjunto dessas instalações que já tem **contador inteligente** instalado e as roxas o subconjunto de **instalações já integradas em rede inteligente**. A maior parcela de instalações BTN encontra-se nos grandes centros urbanos, sendo nestes mais perceptível a evolução da instalação de contadores inteligentes e a sua integração em redes inteligentes.

Figura 5-2 – Caracterização geográfica das instalações em BTN (por distrito)



Do total de instalações em BTN em Portugal continental, 86% já tinham contador inteligente no final de 2023 e 74% encontravam-se integradas em redes inteligentes.

A caracterização numérica, por distrito, das instalações em BTN que já têm contador inteligente e das que estão integradas em redes inteligentes pode ser observada no Quadro 5-1.

Quadro 5-1 – Caracterização dos contadores e redes inteligentes nas instalações em BTN (por distrito)

Distrito	N.º instalações BTN com contrato ativo	N.º instalações BTN com CI	N.º instalações BTN em RI
Aveiro	405861	350605	305892
Beja	107402	92447	85304
Braga	450800	374648	321522
Bragança	113234	96066	86142
Castelo Branco	159309	130623	119883
Coimbra	295346	237932	206985
Évora	102443	92721	64092
Faro	449329	368108	331220
Guarda	132595	108150	98054
Leiria	328701	295637	264174
Lisboa	1382778	1273821	1027129
Portalegre	80344	71813	66298
Porto	990284	835081	720356
Santarém	287118	240324	207887
Setúbal	543915	499764	451945
Viana do Castelo	173708	148857	125414
Vila Real	150635	118208	102542
Viseu	264137	212866	187055
Total	6417939	5547671	4771894

Note-se que, apesar de existirem vários ORD BT (C.E. S. Simão de Novais, C.E. A Lord e C.E. A Celer), que indicam que a totalidade das instalações ligadas às redes por si exploradas se encontram já integradas em rede inteligente, a grande maioria das instalações de BTN em Portugal continental (mais de 99%) tem ligação à rede de distribuição operada pela E-REDES.

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, veio prever a obrigação de instalação de contadores inteligentes em todas as instalações de BT até ao final de 2024 e a sua integração em rede inteligente. Para tal, o Governo aprovou em 2022 um cronograma de instalação de contadores inteligentes, alinhado com essa meta legal.

SERVIÇOS DISPONIBILIZADOS AOS CLIENTES

No caso das instalações integradas em redes inteligentes, os operadores das redes estão obrigados a disponibilizar a totalidade dos serviços previstos no RSRI, como se indica no Quadro 5-2:

Quadro 5-2 – Serviços previstos no RSRI

Serviços das redes inteligentes	RSRI
Leitura diária remota dos valores acumulados por período horário	✓
Leitura mensal do máximo valor de potência ativa média	✓
Leitura mensal dos valores de consumo com desagregação quarto-horária (detalhe do perfil de consumo)	✓
Leitura diária dos valores de consumo com desagregação quarto-horária, a pedido do cliente	✓
Alertas de consumo mensais	✓
Disponibilização gratuita de dados de consumo	✓
Alteração remota da potência contratada e dos parâmetros tarifários	✓
Restabelecimento remoto do fornecimento	✓
Redução temporária da potência contratada nas situações de interrupção do fornecimento por facto imputável ao cliente	✓

A instalação de contadores inteligentes e a posterior integração de instalações em redes inteligentes traz um conjunto de funcionalidades que permite o desenvolvimento de novos serviços a prestar aos clientes por comercializadores, ou por outras entidades, nomeadamente, o tratamento da informação de consumo, o aconselhamento sobre potência contratada ou opções tarifárias, ou a oferta de soluções de eficiência energética e autoconsumo.

5.1.3 Dados e Cibersegurança

Ao longo das últimas décadas tem-se assistido à proliferação da automação nos sistemas de energia com o objetivo de garantir a segurança do fornecimento de energia e a resiliência das infraestruturas. Esta tendência aumentou recentemente e as tecnologias digitais têm sido utilizadas para fornecer mais serviços aos consumidores, capacitando-os para participar ativamente nos mercados de energia, e apoiar melhor outros desenvolvimentos no setor como, por exemplo, a integração das energias renováveis, da mobilidade elétrica, entre outros. Na presente era digital, as infraestruturas de energia são essenciais não só para assegurar o transporte, a distribuição e o fornecimento de energia, mas também para acomodar as tecnologias digitais.

A par do setor da energia, as tecnologias de informação e comunicação estão inseridas num setor essencial para assegurar o bom funcionamento das infraestruturas de energia, pelo que a sua proteção reforçada se tornou um objetivo fundamental.

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, estabelece que os operadores das redes de transporte e distribuição de energia devem desenvolver sistemas de gestão de dados e assegurar medidas de proteção de dados, designadamente em matéria de cibersegurança. Esta função resulta do facto de as redes elétricas serem uma das infraestruturas mais complexas e críticas de uma sociedade digital moderna, servindo de espinha dorsal para o normal funcionamento de diversos setores.

A aceleração da digitalização das infraestruturas de energia trouxe muitos benefícios económicos, entre os quais uma maior eficiência na racionalização do consumo de energia. No entanto, a digitalização das infraestruturas energéticas aumentou o risco de ataques cibernéticos, nos quais *software* malicioso é capaz de tirar proveito da crescente digitalização dos equipamentos de energia. Os ataques cibernéticos dirigidos a infraestruturas críticas representam uma ameaça real e crescente, pelo que, ao longo dos últimos anos, a União Europeia e os seus Estados-Membros têm gradualmente implementado uma série de medidas para melhorar a resiliência das infraestruturas de energia e a capacidade de resposta a incidentes no domínio da cibersegurança.

A nível europeu, um dos principais atos legislativos preparados neste domínio foi a Diretiva (UE) 2016/1148, de 6 de julho, relativa a medidas destinadas a garantir um elevado nível comum de segurança das redes e dos sistemas de informação em toda a União Europeia (SRI). A Diretiva SRI e o Regulamento Geral sobre a Proteção de Dados (RGPD²³⁰) estabelecem uma base legislativa transversal a todos os setores, incluindo o setor da energia. As obrigações específicas resultantes da Diretiva SRI são:

- Responder a um conjunto de requisitos em matéria de cibersegurança para o setor da energia e permitir a criação de uma equipa de Resposta a Incidentes de Segurança Informática (CSIRT) ao nível dos Estados-Membros;
- Identificar os operadores de serviços essenciais (OSE), onde se incluem os operadores das redes elétricas, para implementarem medidas de segurança;
- Obrigação dos OSE notificarem os incidentes à respetiva Entidade Nacional Competente.

Em Portugal, a Lei n.º 46/2018, de 13 de agosto, aprovou o regime jurídico da segurança do ciberespaço, transpondo para o ordenamento jurídico nacional a Diretiva SRI. A Lei n.º 46/2018 atribuiu ao Centro Nacional de Cibersegurança a competência de Autoridade Nacional de Cibersegurança e ao CERT.PT a de ponto de contacto único internacional para reação a ciberincidentes. Ainda no âmbito da Lei n.º 46/2018, a ERSE, juntamente com a Direção-Geral de Energia e Geologia, coopera com o Centro Nacional de Cibersegurança para identificar os OSE do setor da energia.

Para além da Diretiva SRI, em setembro de 2017, a Comissão Europeia apresentou o Pacote de Cibersegurança²³¹ que estabelece a Lei da Cibersegurança, que normaliza a certificação de produtos de cibersegurança a nível da União Europeia e no setor da energia. Nessa sequência, foi aprovado o Regulamento (UE) 2019/881, de 17 de abril, relativo à ENISA (Agência da União Europeia para a Cibersegurança) e à certificação da cibersegurança das tecnologias da informação.

O Pacote Energia Limpa para todos os Europeus, adotado em 2019, veio ajudar a transformar os sistemas energéticos da Europa, mantendo também um elevado nível de segurança, nomeadamente em termos de reforço da cibersegurança da transformação digital no setor da energia.

²³⁰ Regulamento (UE) 2016/679, de 27 de abril.

²³¹ Pacote de Cibersegurança: Resiliência, dissuasão e defesa: reforçar a cibersegurança na UE

O Regulamento (UE) 2019/941, de 5 de junho, relativo à preparação para riscos no setor elétrico, estabelece que os países da União Europeia devem incluir medidas sobre cibersegurança nos seus planos nacionais de avaliação de riscos, enquanto o Regulamento (UE) 2019/943, de 5 de junho, relativo ao mercado interno da eletricidade, prevê que a Comissão Europeia elabore um código de rede relativo à cibersegurança de fluxos transfronteiriços de eletricidade. A Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER) participou no processo de desenvolvimento do código de rede relativo à cibersegurança, tendo aprovado as *framework guidelines* do código de rede em julho de 2021, após uma consulta pública. A ENTSO-E e a EU-DSO *Entity* prepararam uma proposta de código de rede, tendo a ACER feito modificações e submetido a proposta²³² à Comissão, em julho de 2022.

Após o processo de apreciação da proposta, a Comissão Europeia publicou o primeiro código de rede da UE relativo à cibersegurança de fluxos transfronteiriços de eletricidade, aprovado pelo Regulamento Delegado (UE) 2024/1366, de 11 de março. Esta publicação constitui um passo importante para melhorar a resiliência cibernética das infraestruturas e serviços energéticos críticos da UE. O código de rede relativo à cibersegurança aplica-se aos aspetos de cibersegurança no âmbito dos fluxos nas interligações e às entidades cuja atividade tem impacto direto sobre os fluxos transfronteiriços, devendo estas entidades assegurar a proteção das suas infraestruturas, baseando-se em normas de gestão do risco de segurança (por exemplo, ISO/IEC 27001). Os operadores das redes estão também sujeitos à necessidade de realizar avaliações de risco de cibersegurança, de comunicar incidentes resultantes de ataques cibernéticos, ameaças e vulnerabilidades, bem como a respeitar padrões mínimos que visam mitigar riscos, juntamente com outras obrigações refletindo a criticidade dos serviços prestados.

No que respeita às entidades reguladoras, o código de rede relativo à cibersegurança atribui a estas entidades a responsabilidade de avaliar os custos suportados pelos operadores das redes de transporte e distribuição de energia sujeitos a regulamentação de tarifas de rede e decorrentes das obrigações previstas no código de rede, incluindo os custos suportados pela ENTSO-E e pela EU DSO *Entity*. Os custos avaliados como razoáveis, eficientes e proporcionais devem ser recuperados através de tarifas de rede ou outros mecanismos adequados, conforme determinado pela entidade reguladora.

²³² <https://www.acer.europa.eu/documents/official-documents/recommendations>

O código de rede prevê ainda que as entidades reguladoras nacionais devem efetuar uma análise de *benchmarking* para avaliar se os atuais investimentos em cibersegurança:

- a) atenuam os riscos com impacto nos fluxos transfronteiriços de eletricidade;
- b) proporcionam os resultados desejados e geram ganhos de eficiência para o desenvolvimento dos sistemas elétricos;
- c) são eficientes e integrados na aquisição geral de bens e serviços.

5.2 INCENTIVOS À INOVAÇÃO

Com as redes inteligentes, ocorre o advento complementar da “regulação inteligente”, conceito vago, mas que, na maior parte das vezes, se refere à inclusão de incentivos regulatórios que fomentem a inovação nas atividades reguladas.

Esta abordagem tem sido mais frequente na regulação da atividade de distribuição de energia elétrica (5.2.1), tal sucedeu em Portugal e em paralelo noutros países da União Europeia. Mais recentemente, dado o elevado grau de transformação do setor a que se começou a assistir, e que vai muito para além do tema das redes inteligentes, começou a ser cada vez mais comum abordar o tema da regulação experimental, que inclui as “*sandboxes*” e os projetos-piloto, abordados nas duas últimas secções deste capítulo.

5.2.1 Rede de Distribuição

Desde o início da regulação que a ERSE tem procurado garantir que as metodologias de definição dos proveitos (rendimentos) permitidos não constituam uma barreira à inovação por parte dos agentes, atuando pontualmente através de mecanismos adicionais que complementem as principais metodologias de regulação. Além disso, no atual contexto de transição energética, para a qual é fundamental o desenvolvimento de redes inteligentes, entende-se que poderá ser necessário que os reguladores passem de uma atuação mais passiva, de remoção de barreiras à inovação, para uma atuação de promoção mais ativa da inovação, sempre que essa atuação não comprometa a gestão eficiente das atividades reguladas, garantindo benefícios para as empresas e para os consumidores.

A atribuição de incentivos regulatórios para o desenvolvimento das “redes inteligentes” é um dos vetores que pode potenciar novos comportamentos dos agentes do setor elétrico, em particular dos consumidores ligados às redes de distribuição. Por outro lado, permitem a criação de novos serviços no setor elétrico, suportados por este novo paradigma das redes de distribuição, que são prestados por agentes com um comportamento dinâmico e

sob uma gestão ativa dos operadores das redes que tem de se basear em informação em tempo real. Refira-se como exemplos, a gestão de áreas de rede com forte integração de produção distribuída, a flexibilidade da procura, o carregamento massificado de veículos elétricos e a oferta de serviços de sistema ao nível da rede de distribuição.

No sentido de se contribuir para o desenvolvimento inicial da inteligência nas redes de distribuição de energia elétrica, no período de regulação que se iniciou em 2012 aplicou-se um incentivo aos investimentos com carácter inovador. Neste contexto, os investimentos enquadrados no conceito de redes inteligentes passaram a ter um tratamento diferenciado, reconhecendo-se um prémio na remuneração destes ativos em contrapartida da exigência de uma maior eficiência operacional.

A partir de 2015 o mecanismo de incentivo ao investimento em redes inteligentes foi reconfigurado, passando a ser calculado com base em valores de investimentos reais e auditados, para uma duração de 6 anos. O montante deste incentivo dependia da avaliação de projetos realizada pela ERSE, de acordo com os critérios definidos, e correspondia à partilha de benefícios dos projetos entre o operador e os consumidores, com limites previamente fixados pelo regulador para o período de aplicação do incentivo. No período de regulação que se iniciou em 2022 este incentivo foi eliminado, face à ausência de candidaturas por parte dos operadores de rede e com vista à simplificação da regulamentação.

Em 2019, com a publicação do Regulamento ERSE n.º 610/2019, de 2 de agosto, a atividade de distribuição de energia elétrica passou ainda a contemplar um incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes (ISI). Este incentivo, que remunera os ORD BT pelos serviços prestados nas instalações integradas nas redes inteligentes, assenta na partilha entre os ORD BT e os consumidores dos benefícios gerados por estes serviços. O montante deste incentivo depende de parâmetros regulatórios a estabelecer pela ERSE. O ISI pretende incentivar os ORD BT a desenvolverem e disponibilizarem um conjunto de serviços que permitam a integração das instalações nas redes inteligentes, de modo a garantir o acesso dos consumidores a todos os benefícios resultantes dessa integração²³³.

²³³ A descrição detalhada deste incentivo e dos respetivos parâmetros encontra-se no capítulo 6 do documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2020 das empresas reguladas do setor elétrico”

Para além da existência do incentivo ISI, no período de regulação 2022-2025 manteve-se o esforço de promoção das redes inteligentes e de inovações nas redes, prevendo-se que os custos com projetos-piloto neste âmbito, que tenham duração e abrangência limitada, possam vir a ser aceites na parcela Z das atividades de operação das redes, de modo a não serem considerados como custos sujeitos a metas de eficiência.

Sublinhe-se, ainda, que no caso das atividades de distribuição de energia elétrica em AT/MT e BT, atualmente sujeitas a uma regulação baseada em custos totais (TOTEX), a opção por investimentos em redes inteligentes poderá integrar-se nas estratégias de redução de custos dos operadores. Deste modo, o incentivo à realização deste tipo de investimentos é intrínseco ao próprio quadro regulatório, tal como tem sido recomendado a nível europeu num contexto de evolução para uma regulação mais dinâmica, que contribua para a transição energética.

5.2.2 Projetos-Piloto e *Sandboxes*

A transição energética e o Pacto Ecológico Europeu estimulam a inovação disruptiva, novas tecnologias e soluções sustentáveis que permitem a descarbonização da União Europeia. Neste contexto, a regulamentação deve alinhar-se a estes objetivos, respondendo às rápidas mudanças que a descarbonização exige, além de proteger os interesses dos consumidores. Os *sandboxes* regulatórios e projetos-piloto são abordagens que buscam equilibrar os objetivos regulatórios com a inovação.

A legislação que rege o Sistema Elétrico Nacional foi consolidada pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de fevereiro, o qual estabelece a sua organização e funcionamento. Esta consolidação estabelece como um dos seus eixos a densificação do enquadramento jurídico das realidades inovadoras, com o estabelecimento de um quadro jurídico adequado aos projetos-piloto de inovação e desenvolvimento.

Neste sentido, o artigo 205.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de fevereiro, atribui como objetivos gerais de regulação da ERSE estabelecer quadros específicos para o desenvolvimento de regimes piloto de inovação e desenvolvimento, bem como garantir que os operadores das redes recebem incentivos adequados para contribuir para a descarbonização e inovação do setor.

Este tema não é novidade no ambiente regulatório, dado que a regulamentação da ERSE já contemplava a possibilidade de projetos-pilotos considerados inovadores e importantes para a descarbonização do setor energético serem avaliados e aprovados, especialmente aqueles com o foco em redes inteligentes, tarifas de redes dinâmicas, participação do consumidor no mercado de reserva, autoconsumo de energia, mobilidade elétrica e acesso a redes de gás para gases verdes. E a partir de 2021, estendeu-se também a projetos com o objetivo de testar as injeções de hidrogénio.

Os projetos-piloto podem ser propostos por quaisquer interessados (por exemplo, operadores e fornecedores) e a ERSE aprova a candidatura, caso a caso. O projeto deve ter como objetivo testar a viabilidade técnica e económica e a aplicabilidade de práticas e tecnologias inovadoras, incluindo a identificação de mudanças na regulamentação. No final, a ERSE decide se aprova os projetos-piloto, bem como se, em função dos resultados, são necessárias mudanças perenes nos regulamentos, com vista a refletir as lições aprendidas e num constante processo de aprimoramento da regulação.

Os critérios de seleção e procedimentos estão previstos regulamentarmente, tendo em vista as particularidades de cada projeto-piloto.

O Conselho de Reguladores Europeus de Energia (CEER), tem reconhecido a necessidade de incorporar as novas tecnologias e fomentar a inovação dentro do setor. Nesse sentido, desenvolveu a atual estratégia dos 3D do CEER, que passa por uma Digitalização no interesse do consumidor, por uma Descarbonização a custo mínimo e por uma Regulação Dinâmica num quadro europeu de regulação adaptativa que permita aos reguladores ajustarem o quadro regulatório do setor energético num mundo em rápida mudança, que impulse a inovação no sistema energético.

Embora a necessidade de promover a inovação, ou de, pelo menos, não a limitar, seja reconhecida há algum tempo pelos reguladores como um dos objetivos principais da sua atuação, até recentemente não existia uma linguagem comum a nível dos reguladores europeus que permitisse enquadrar as várias ferramentas utilizadas para esse efeito.

No âmbito do CEER, a ERSE participou em trabalhos que contribuíram para a clarificação da tipologia de ferramentas de promoção da inovação ao dispor dos reguladores e para a caracterização de uma regulação designada como dinâmica.

Desses trabalhos destacam-se dois mais abrangentes, um sobre a necessidade de uma regulação mais dinâmica²³⁴ posteriormente aprofundado através de um segundo trabalho²³⁵ que analisa exemplos concretos de regulação dinâmica em vários países europeus, e um terceiro trabalho mais orientado para as ferramentas específicas de promoção da inovação no âmbito de uma regulação dinâmica²³⁶, designadamente as denominadas “*regulatory sandboxes*”²³⁷.

Estes trabalhos regulatórios propõem uma abordagem para a designação e utilização das várias ferramentas que possibilitam a inovação, consoante o contexto. Sublinhe-se que os reguladores procuram aplicar ferramentas que permitam, ou facilitem a inovação, mas sem comprometer a eficácia dos incentivos à operação eficiente das redes ou o papel dos operadores de rede enquanto “*neutral market facilitators*”.

As quatro principais ferramentas para a inovação num contexto de regulação dinâmica propostas pelos reguladores europeus são as seguintes:

- **Projetos - piloto:** representam projetos preliminares de experimentação em pequena escala conduzidos com o objetivo de avaliar a fiabilidade, os benefícios, custos e riscos de uma determinada abordagem/tecnologia/funcionalidade inovadora. Estes projetos envolvem operadores de rede (ORD e/ou ORT), sendo necessária a aprovação do regulador. Por vezes o regulador pode permitir o seu financiamento através da recuperação de certos custos pelas tarifas de uso das redes reguladas (com impacto extremamente reduzido dada a pequena escala dos projetos), pelo que tipicamente exige-se uma elevada transparência dos resultados;
- **Regulatory sandboxes:** representam um quadro geral de operação a que quaisquer inovadores se podem candidatar para testarem os seus produtos, serviços ou metodologias inovadoras (incluindo novos modelos de negócio) por um período limitado no tempo; após uma avaliação prévia, o regulador (muitas vezes em articulação com outras entidades) atribui aos candidatos selecionados a possibilidade de operarem dentro desse quadro geral. Na maior parte dos casos estas *sandboxes* implicam a derrogação específica (dispensa ou exceção) de certas regras regulatórias gerais, sujeito a condições impostas pelo regulador.

²³⁴ Dynamic NRAs to Boost Innovation.

²³⁵ Dynamic NRAs to Boost Innovation.

²³⁶ CEER Paper on Regulatory Sandboxes in Incentive Regulation.

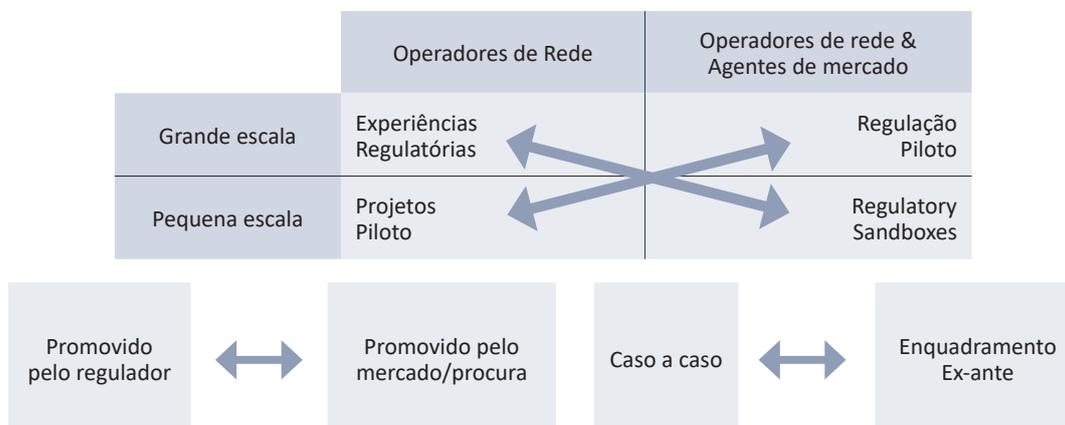
²³⁷ Conceito de “caixas de areia” regulatórias, utilizadas para a experimentação e testagem de novas tecnologias/ideias em várias indústrias.

Nalguns casos podem incluir apoio adicional, por exemplo acompanhamento e apoio dedicado (em termos de garantia de cumprimento de regras) durante o período de experimentação. Esta ferramenta permite a experimentação de ideias inovadoras evitando riscos para inovadores, outros participantes no mercado e consumidores. A aprovação do regulador destina-se a prevenir a discriminação entre participantes no setor e a limitação da concorrência;

- **Experiências regulatórias:** este termo é utilizado nalguns países para descrever uma ferramenta semelhante às *sandboxes*, mas em larga escala e promovida pelo regulador, em que as derrogações são atribuídas a operadores de rede para testarem alterações à regulação em combinação com novas tecnologias de rede. Ao contrário das inovações promovidas pelos participantes no mercado (“*demand-led*”), estas experiências são comissionadas, coordenadas e supervisionadas pelo regulador (ou outra instituição pública – “*policy-led*”);
- **Regulação piloto:** envolvem a definição *ex-ante* de um enquadramento regulatório que estabelece um regime transitório para fazer face a um tema novo com impacto no setor energético. Pretendem funcionar como iniciativas para aprendizagem que permita justificar alterações ao enquadramento regulatório vigente. Embora ainda pouco frequente, esta ferramenta tem a vantagem de evitar processos longos de aprovação (inerentes às restantes ferramentas de apoio à inovação), e de limitar o risco de discriminação inerente às derrogações das *sandboxes*, em que os agentes são tratados de maneira diferente consoante a aprovação ou não das suas candidaturas.

Estas ferramentas podem ser aplicadas isoladamente, mas uma abordagem mais dinâmica provavelmente implicará a utilização de uma combinação de ferramentas por parte do regulador e dos agentes, por vezes sequencialmente, por exemplo projetos - piloto e *regulatory sandboxes* cujos resultados depois levam ao desenvolvimento de experiências regulatórias e regulação piloto. A figura seguinte apresenta graficamente a interação entre as várias ferramentas, de acordo com os utilizadores (operadores de rede ou agentes de mercado) e a escala da atividade inovadora proposta:

Figura 5-3 – Ferramentas para uma regulação dinâmica



Fonte: CEER (2022), CEER Paper on Regulatory Sandboxes in Incentive Regulation

Sublinhe-se que esta tipologia não pretende ser rígida nem representar uma abordagem “one size fits all”. Dependendo do contexto de cada país, a fronteira entre cada ferramenta poderá ser difícil de definir ou até sobrepor-se. Além disso, certas situações podem exigir uma abordagem específica que incorpore características de várias ferramentas. Como o nome indica, uma regulação dinâmica implica a capacidade do regulador de aplicar um conjunto de ferramentas em constante evolução.

A título de ilustração, a ERSE atribuiu, no âmbito de projetos de autoconsumo e de comunidades de energia renovável, a classificação de projeto-piloto à “Comunidade de Energia Renovável – Agra do Amial”; no âmbito do regulamento da mobilidade elétrica, o projeto-piloto “vehicle to grid”, no Açores; e aprovou o projeto-piloto “Utilização dos Dados de qualidade de serviço técnica recolhidos pelos Equipamentos de Medição Inteligentes”, no âmbito do RSRI.

Cabe destacar, também, duas experiências regulatórias iniciadas pela ERSE: o projeto-piloto de aperfeiçoamento das tarifas de acesso às redes em MAT, AT, e MT em Portugal continental (que será desenvolvida na secção seguinte) e o projeto-piloto de participação do consumo no Mercado de Reserva de Regulação. Ambas as experiências foram dirigidas pela ERSE e foram produto da interação constante com os operadores de rede e os participantes, tendo sido, também, alvo de consulta pública.

O projeto-piloto de participação do consumo no mercado de reserva de regulação nasceu da constatação de que apesar de a regulamentação²³⁸ vigente na altura já prever a participação do consumo no mercado de serviços de sistema, a falta de definição expressa de algumas regras que explicitassem essa possibilidade funcionou como barreira de mercado a que instalações consumidoras participassem nesse mercado. O projeto-piloto teve início a 2 de abril de 2019 e uma duração de um ano, face os resultados positivos obtidos, a ERSE decidiu prorrogar o seu funcionamento até à revisão do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico (MPGGS) em dezembro de 2023.

5.2.3 Projeto-Piloto de Aperfeiçoamento das Tarifas de Acesso às Redes

Este projeto tinha como objetivo testar alterações para tornar as tarifas de acesso às redes mais aderentes aos custos, promovendo assim uma utilização mais eficiente das redes elétricas.

O projeto-piloto, que decorreu entre os dias 1 de junho de 2018 e 31 de maio de 2019, resultou numa análise custo-benefício positiva. Nesse sentido, a ERSE propôs a implementação de uma opção tarifária no acesso às redes designada por tarifa de acesso às redes opcional, a qual foi aprovada através da consulta pública n.º 101, a 23 de agosto de 2021.

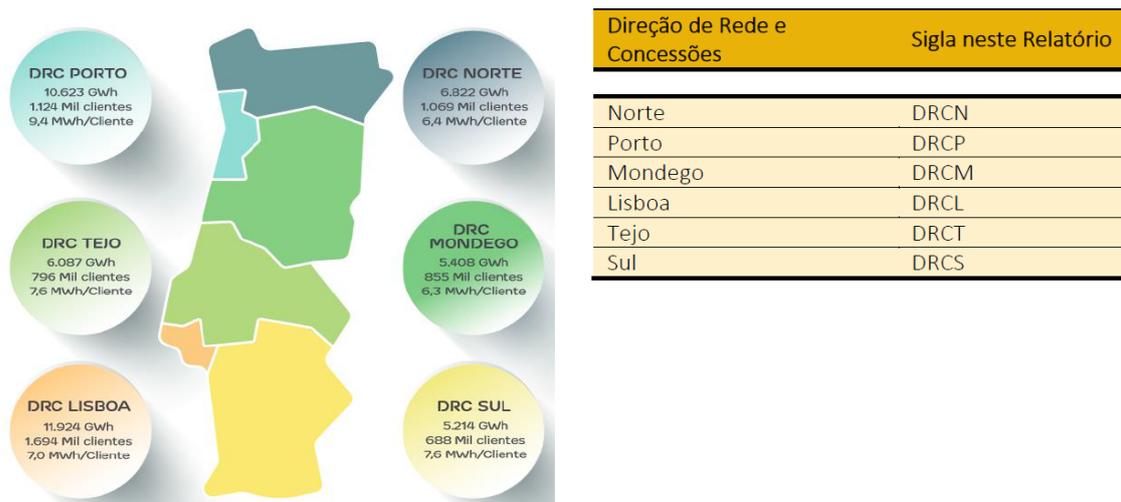
²³⁸ O Regulamento de Operação de Redes, aprovado pelo Regulamento n.º 621/2017, de 18 de dezembro.

Quadro 5-3 – Principais etapas para a concretização do projeto-piloto

Data	Etapa
27/07/2011 – 19/08/2011	Revisão do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, através da Consulta Pública da ERSE n.º 36 , que determinou a apresentação de estudos de viabilidade sobre a introdução de tarifas dinâmicas por parte dos operadores das redes.
26/06/2014 – 22/12/2014	Revisão do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, através da Consulta Pública da ERSE n.º 48 , que determinou a apresentação de planos de implementação para a realização de projetos-piloto com tarifas dinâmicas por parte dos operadores das redes.
06/03/2017 – 14/04/2017	Consulta Pública da ERSE n.º 59 sobre projetos-piloto para aperfeiçoamento da estrutura tarifária e introdução de tarifas dinâmicas.
27/02/2018	Aprovação das regras dos projetos-piloto de aperfeiçoamento da estrutura tarifária e de tarifas dinâmicas no Acesso às Redes em MAT, AT e MT em Portugal continental através da Diretiva n.º 6/2018 da ERSE, de 27 de fevereiro.
20/03/2018 e 23/03/2018	Sessões de divulgação com apresentações da ERSE e da EDP D/ E-REDES no Porto (20 março) e em Lisboa (23 março).
01/06/2018	Início do Projeto-piloto de aperfeiçoamento da Tarifa de Acesso às Redes em Portugal continental.
31/05/2019	Fim do no Projeto-piloto de aperfeiçoamento da Tarifa de Acesso às Redes em Portugal continental
18/12/2019	Envio à ERSE pela EDP D/ E-REDES das versões definitivas do Relatório CBA e do Relatório KPI, previstos no artigo 9.º da Diretiva n.º 6/2018 da ERSE.

As alterações incluíram a introdução de sinais locais através de períodos horários diferenciados por área de rede e a sinalização de um período de super ponta com um sinal de preço agravado, para além de outras alterações. A Figura 5-4 ilustra a divisão territorial considerada, tendo em conta as áreas de rede do ORD.

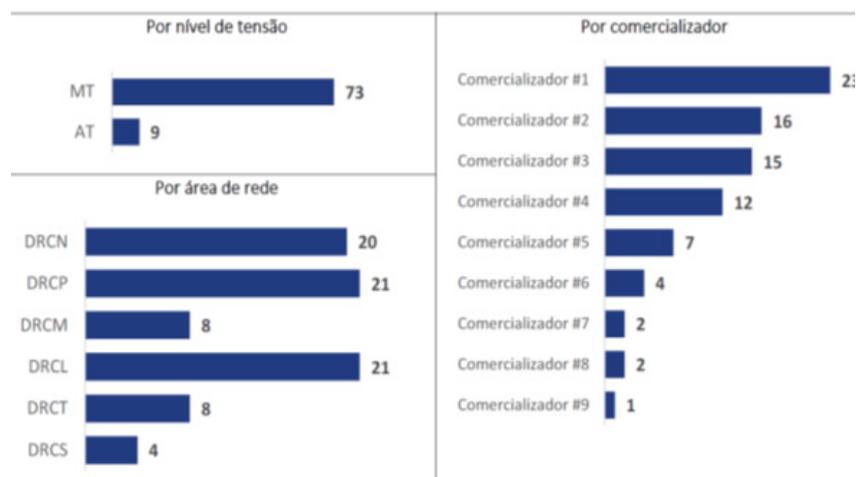
Figura 5-4 – Divisão territorial por Direção de Rede e Concessões



Fonte: Figura da publicação “Energia em Números”, EDP D/E Redes, junho 2019

O projeto-piloto contou com a participação de 82 participantes. A distribuição dos mesmos por nível de tensão, por área de rede e por comercializador encontra-se resumida na Figura 5-5.

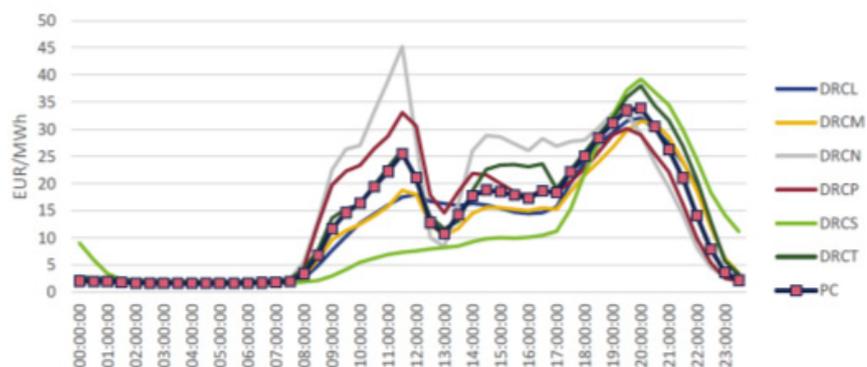
Figura 5-5 – Caracterização dos 82 participantes no projeto-piloto²³⁹



Foram testadas várias alterações no projeto-piloto, designadamente, i) a utilização da rede por área geográfica, ii) a utilização da rede por período horário, iii) a localização dos períodos de vazio, iv) a diferenciação trimestral dos preços de energia ativa e v) a estrutura horária a aplicar nos fins-de-semana.

Com vista a ilustrar o tipo de testes e análises efetuados, considere-se, por exemplo, o caso de “i) utilização da rede por área geográfica”. A Figura 5-6 apresenta o diagrama horário médio dos custos das redes de MAT a MT para o período de 2013 a 2019. Para além da curva agregada para Portugal continental (PC), são também apresentadas as curvas individuais para cada DRC. Em termos agregados, observa-se que a maior utilização da rede ocorre no intervalo de meia hora que se inicia às 20:00, existindo um segundo pico de menor dimensão no intervalo que se inicia às 11:00. Desta figura destacam-se 3 áreas de rede que apresentam um comportamento diferente da curva agregada de Portugal continental. Por um lado, as áreas DRCN e DRCP apresentam uma utilização de pico mais pronunciada no pico das 11:30. Por outro lado, a área DRCS apresenta durante o dia uma utilização mais contida.

²³⁹ Valores médios dos anos 2013 a 2019, para as seis DRC e para Portugal Continental (PC)

Figura 5-6 – Diagrama horário dos custos das redes, por área de rede²⁴⁰

Tendo em conta as análises efetuadas, e procurando evitar ter demasiados grupos geográficos, propôs-se dividir o território continental num total de 3 áreas de rede, designadas por Norte, Centro e Sul. As características determinantes que levaram à constituição destas três áreas de rede, foram a localização dos três meses de pico e a caracterização dos picos de utilização das redes em termos de número de localização.

Atendendo às análises efetuadas, apresentam-se na figura seguinte os períodos horários implementados nas áreas de rede do Norte, Centro e Sul.

²⁴⁰ Valores médios dos anos 2013 a 2019, para as seis DRC e para Portugal Continental (PC)

Figura 5-7 – Períodos horários nas áreas de rede do Norte, Centro e Sul, por tipo de dia e época²⁴¹.



Da análise da Figura 5-7 salientam-se as seguintes observações. Primeiro, apenas a área de rede do Norte apresenta nas Épocas Alta e Média um comportamento de ponta dupla nos dias úteis, com um período de ponta diurno de duas horas a terminar às 12h30 e outro período de ponta de três horas a começar às 18h00. Segundo, nas áreas de rede do Norte e Centro, em que as Épocas Alta e Média equivalem a meses adjacentes, os períodos horários encontram-se alinhados entre essas duas épocas. Apenas na área de rede do Sul, em que as Épocas Alta e Média não correspondem a meses adjacentes, existe uma ligeira diferenciação nos períodos horários, com o período de ponta nos dias úteis e o período de cheias aos fins-de-semana a ocorrer tendencialmente mais tarde durante a Época Alta.

Deste projeto resultou uma nova opção tarifária para a tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT. Face à estrutura então vigente na tarifa de Acesso às Redes, salientam-se duas alterações: a ausência de diferenciação trimestral nos preços de energia ativa e a diferenciação por época no preço de potência em horas de ponta.

²⁴¹ P – Ponta; C – Cheia; V – Vazio normal; S – Super Vazio

5.3 NOVAS REALIDADES – NOVA RESPOSTA REGULATÓRIA

A descentralização da produção de energia elétrica, quer no denominado “autoconsumo” quer no aparecimento das comunidades de energia, são uma das novas realidades, mais marcantes, que o setor elétrico viu crescer no período de incidência do presente Atlas regulatório (5.3.1). Esta evolução, que tem uma origem tecnológica e tem sido alvo de novos enquadramentos legais, tanto a nível nacional como da União Europeia, tem gerado a necessidade de novas respostas ao nível da regulação. Em paralelo e como resposta às mesmas questões, têm vindo a ganhar centralidade outros temas conexos, como o armazenamento e a gestão da procura (5.3.3).

Tal como o país em que se insere, o sector elétrico foi abalado entre 2020 e 2023 por dois eventos de impacto sistémico, a pandemia do COVID e a Crise Energética associada à invasão da Ucrânia. Ambos os eventos impactaram consumidores e produtores, respetivos equilíbrios de mercado e operação das infraestruturas e obrigaram a alterações do quadro legal e a respostas regulatórias que tiveram que estar à altura dos acontecimentos (5.3.3).

Estas crises só vieram acelerar a transformação do quadro regulatório do setor, onde os comercializadores, com poucas barreiras à entrada e à saída, não são necessariamente empresas verticalmente integradas com ativos fixos ao nível da produção em território nacional. Tal situação, acompanhada com a pressão económica e financeira sobre estes operadores em tempos de crise, obriga à modernização do quadro de gestão de riscos e garantias (5.3.4) no Sistema Elétrico Nacional.

5.3.1 Comunidades de Energia Renovável e Autoconsumo

AUTOCONSUMO E COMUNIDADES DE ENERGIA

A primeira legislação do autoconsumo - Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro - veio abrir a possibilidade de os consumidores instalarem unidades de produção nas suas instalações de utilização (UPAC, Unidades de Produção para Autoconsumo). A redução dos custos de instalação de unidades de produção, sobretudo do tipo solar fotovoltaico, veio viabilizar o conceito de produção para consumo próprio, reduzindo a utilização das redes e do sistema elétrico.

Esse regime teve um impacto significativo no número de produtores ativos no SEN. No final de 2018, existiam 23 519 UPAC, das quais 94% tinham uma potência instalada inferior a 1,5 kW, sem venda de excedentes para a rede. Estas UPAC representavam cerca de 75 MW de potência instalada e correspondiam essencialmente a sistemas de energia solar fotovoltaica²⁴².

O regime de autoconsumo foi modificado com efeitos a partir de 2020, através do Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, entretanto revogado pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, introduzindo medidas simplificadoras e valorizadoras do autoconsumo individual, como a consideração dos saldos de energia em períodos de 15 minutos ou a dispensa de instalação de contador da produção total abaixo de 4 kW de potência instalada. Introduziu ainda um novo conceito, substancialmente inovador – o autoconsumo coletivo. Além disto, o regime de autoconsumo passou a abranger apenas a produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis, o que, como referido, não vem alterar significativamente o quadro de desenvolvimento deste regime.

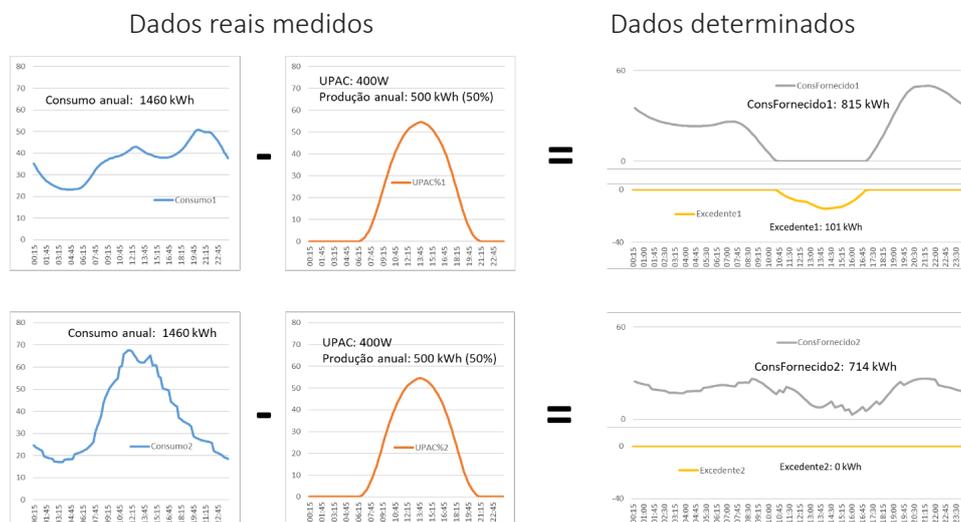
O autoconsumo coletivo (AC Coletivo) corresponde à produção de energia elétrica para consumo próprio de várias instalações de utilização associadas entre si, devendo estas estar na proximidade da UPAC. Esta associação de consumidores para utilizar a energia de uma UPAC não se considera comercialização no sentido formal dessa atividade no contexto do SEN.

No autoconsumo coletivo é necessário estabelecer as regras de partilha da produção coletiva, sendo a produção imputada a cada instalação de utilização (IU) virtualmente, ou seja, através do processamento dos dados medidos da produção na UPAC e do consumo em cada uma das IU associadas, pelo operador de rede. Este método simula uma instalação de UPAC em cada IU, com a dimensão correspondente à fração prevista nas regras de partilha, evitando a necessidade de instalar cablagem elétrica entre o local da UPAC (por exemplo, na cobertura dos edifícios) e cada IU.

A Figura 5-8 ilustra os passos do apuramento de consumos e de excedentes na situação de AC Coletivo. O exemplo assume que a produção de uma UPAC é partilhada por dois consumidores domésticos, em partes iguais, mas com um perfil de utilização horário diferente.

²⁴² Fonte: Relatório anual de atividade da EDP Distribuição-Energia, S.A.

Figura 5-8 – Exemplo de apuramento dos consumos e excedentes num autoconsumo coletivo



Ao recolher os dados reais dos equipamentos de medição localizados em cada IU e na ligação da UPAC à rede²⁴³, o operador de rede efetua o saldo entre consumo e produção, em cada período de 15 minutos, resultando num consumo líquido da rede ou num excedente para a rede.

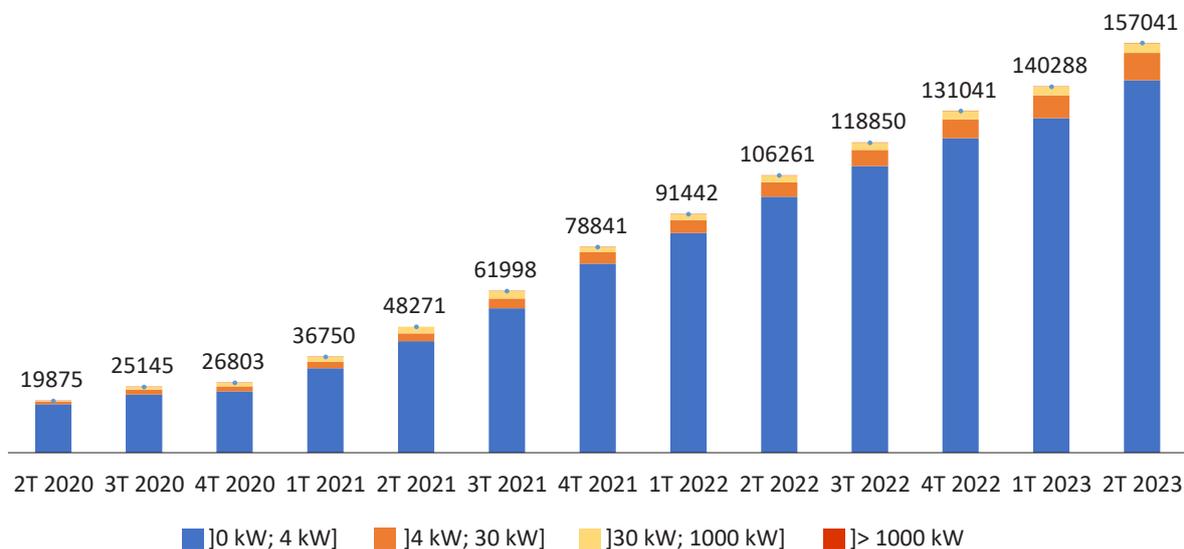
O autoconsumo prevê também o recurso ao armazenamento, tanto no regime individual como coletivo. Importa referir ainda que o Decreto-lei n.º 162/2019 já previa também a figura de comunidade de energia renovável (CER), incorporando o conceito da Diretiva europeia.

Com as alterações ao autoconsumo promovidas a partir de 2020, a redução dos custos da tecnologia renovável e o aumento dos preços de energia decorrente da crise energética associada à invasão da Ucrânia, o número de autoconsumidores e a potência instalada em autoconsumo renovável cresceu significativamente.

Enquanto os autoconsumidores cresceram em número, sobretudo no segmento residencial (que representa 92% do total), com potências até 4 kW, a potência instalada veio essencialmente do segmento empresarial, em particular em média tensão. No final de 2020, o número de autoconsumidores era de cerca de 27 mil, tendo atingido 192 mil no final de 2023. Na potência instalada, passou-se de 264 MW em 2020, para 1 289 MW, no final de 2023 (4 vezes mais).

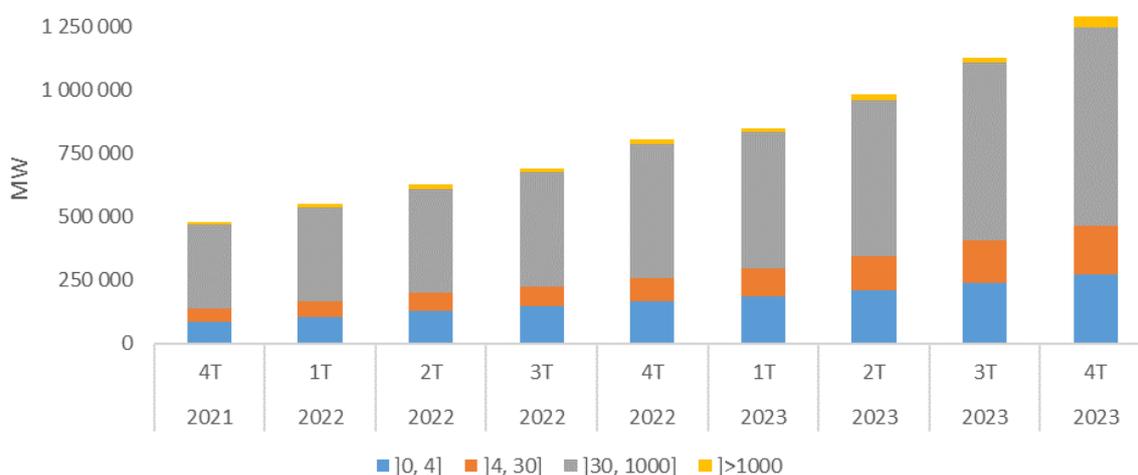
²⁴³ Neste exemplo, a ligação é feita na coluna montante do edifício, ou seja, numa rede interna para efeitos do Decreto-Lei n.º 15/2022.

Figura 5-9 – Evolução do número de autoconsumidores por intervalos de potência (em kW)



Fonte: E-Redes

Figura 5-10 – Evolução da potência instalada em unidades de produção para autoconsumo, por intervalos de potência (em kW)



Fonte: E-Redes

O desenvolvimento do autoconsumo coletivo e das comunidades de energia tem sido mais lento, devido à complexidade inerente a estes modelos. No final de 2021, estavam registados dois casos de autoconsumo coletivo. Alguns dos casos mais avançados de CER, sobretudo relativamente a métodos dinâmicos de partilha da produção renovável, estão a ser preparados através da figura do projeto-piloto, prevista na regulamentação do autoconsumo (vd. capítulo sobre a intervenção regulatória).

Já no início de 2022, em 14 de janeiro, foi alterado o regime jurídico do autoconsumo pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, prevendo nomeadamente a possibilidade de estabelecer sistemas dinâmicos para partilha de energia. O novo diploma veio ainda simplificar os procedimentos e critérios de registo das instalações de produção em autoconsumo. A título de exemplo, a alteração do regime do autoconsumo em 2022 aumentou o limiar de potência que requer o procedimento de mera comunicação prévia, isentou os autoconsumidores dos custos de adaptação do contador da instalação de consumo, clarificou os critérios de proximidade no autoconsumo coletivo e criou um regime excecional para os clientes eletrointensivos.

Em 2021 e 2022, foram disponibilizados apoios públicos à instalação de autoconsumo e autoconsumo coletivo. O modelo de autoconsumo de energia elétrica tornou-se muito atrativo também para as empresas, em particular para enfrentar os elevados preços de eletricidade que se verificaram.

INTERVENÇÃO REGULATÓRIA NO AUTOCONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

De forma a permitir a concretização do novo regime do autoconsumo aprovado em outubro de 2019, a ERSE aprovou, logo em 2020, o Regulamento do Autoconsumo do setor elétrico (RAC)- Regulamento n.º 266/2020, de 20 de março. O primeiro RAC assentou num conjunto de opções simplificadoras e regimes transitórios que permitiram a concretização das novas regras do autoconsumo num prazo curto. O RAC pressupõe um conjunto de novas e mais exigentes atividades, sobretudo dos operadores de redes de distribuição, tendo um forte impacto nos seus sistemas e nas suas práticas operacionais. As novas regras implicaram a alteração do tratamento dos dados de energia, desde logo para os cerca de 20 mil autoconsumidores que existiam à data.

Em 2021, fruto de um período de experiência e discussão sobre as regras vigentes, a ERSE reformulou o Regulamento do Autoconsumo, publicando o Regulamento n.º 373/2021, de 5 de maio. A alteração regulamentar veio clarificar e desenvolver os conceitos aplicáveis ao autoconsumo nos domínios da medição e do relacionamento comercial e veio também enquadrar o armazenamento de energia elétrica e a sua participação em autoconsumo, como previa a lei.

O novo regulamento veio ainda prever a possibilidade de implementação de projetos-piloto. Esta moldura dos projetos-piloto permite a derrogação temporária ou a aprovação de regras particulares, em divergência ou em complemento ao Regulamento do Autoconsumo.

Assim, permite-se o teste de novos modelos de negócio e novas formas de organização do autoconsumo, com destaque para a utilização de formas dinâmicas de partilha da energia produzida.

A alteração do regime jurídico do autoconsumo pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, conduziu a nova alteração do Regulamento do Autoconsumo ([Regulamento n.º 815/2023](#), de 27 de julho). Nesta alteração foram regulamentadas as formas de partilha de energia através de algoritmos dinâmicos e hierárquicos, bem como, atribuída a responsabilidade pelos encargos de aquisição, instalação e operação dos contadores na ligação à rede, das instalações de produção e de armazenamento participantes em autoconsumo aos titulares dessas instalações.

PROJETOS-PILOTO DE AUTOCONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA E COMUNIDADES DE ENERGIA RENOVÁVEL

Suportadas no Regulamento do Autoconsumo, que prevê um enquadramento para projetos-piloto, foram apresentadas à ERSE diversas propostas de projetos-piloto de CER e autoconsumo coletivo.

Os projetos-piloto visam o apoio técnico da ERSE no seu desenvolvimento e interpretação do quadro regulamentar, e também procuram testar formas avançadas de partilha de energia entre os autoconsumidores, definindo os coeficientes de partilha após o dia e já conhecendo os diagramas de produção e de consumo de cada participante. Estas formas avançadas de partilha permitem otimizar a partilha de energia segundo a função objetivo a definir em cada caso (minimização do excedente injetado na rede, minimização da utilização da rede pública e do pagamento de tarifas, implementação de modelos de partilha entre pares, etc.).

Em paralelo, o RAC determinou a implementação, pelo operador da rede de distribuição, de um projeto-piloto de partilha de energia recorrendo a metodologias hierárquicas e/ou dinâmicas. Desta forma, garante-se a resposta do ORD aos pedidos de promotores de autoconsumo para implementação de projetos deste tipo, que carecem de um modelo de partilha definido e implementado nos sistemas do ORD. A ERSE e o ORD iniciaram a definição deste projeto em 2021, decorrendo a implementação durante 2022 e 2023.

A ERSE acompanhou diversos projetos-piloto e assegurou o apoio técnico aos promotores de projetos-piloto e outros interessados. Em 2024, alguns dos projetos-piloto deverão chegar à fase de execução.

Os projetos-piloto apresentados formalmente à ERSE visam a criação de comunidades de energia renovável com partilha de energia recorrendo a métodos dinâmicos. Em vários casos, os projetos pretendem agregar baterias para armazenamento de energia e pontos de carregamento de veículos elétricos. Os projetos-piloto em análise incluem bairros carenciados, centros históricos, aglomerados industriais ou ainda povoações remotas ou quase isoladas.

5.3.2 Armazenamento de Energia Elétrica e Gestão da Procura

ARMAZENAMENTO

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, veio enquadrar o armazenamento de energia, as instalações de armazenamento e a atividade de armazenamento. Estas instalações podem ser autónomas quando tenham ligação direta à RESP e não estejam associadas a centros eletroprodutores ou unidades de produção para autoconsumo ou mesmo a instalações de consumo.

A atividade de armazenamento, a par das atividades de produção, de comercialização e de agregação de eletricidade, é exercida em regime de livre acesso, ou seja, os titulares de instalações de armazenamento têm o direito de vender e comprar energia elétrica, até ao limite da capacidade de injeção definida na licença de produção.

Em 2023, o enquadramento legal do armazenamento foi incorporado nos diversos regulamentos do setor elétrico. A gestão das redes é cada vez mais dinâmica incorporando a realidade do armazenamento, necessário à maior penetração das energias renováveis e do autoconsumo.

O armazenamento enquanto atividade independente é separada da produção, ocorrendo em instalações de armazenamento autónomas com ligação direta à rede elétrica de serviço público. Para efeitos de licenciamento, a instalação de armazenamento autónomo é equiparada a uma instalação de produção com armazenamento, tal como uma central hídrica com bombagem. Estas instalações autónomas têm a capacidade de participação ativa no mercado de energia e na operação da rede, seja separadamente, sejam integradas num portfólio de recursos de flexibilidade.

As unidades de armazenamento de energia podem estar integradas em instalações de utilização (*behind-the-meter*). Nesse caso, as instalações são consideradas clientes ativos. Os sistemas de armazenamento nestas circunstâncias podem servir propósitos internos à instalação (controlo de potência máxima, aproveitamento de produção local de origem renovável, otimização de custos de fornecimento de energia, alimentação de emergência, etc.). Mas podem ainda servir para injetar energia na rede ou a prestar serviços de sistema ou de flexibilidade local.

Atualmente, encontram-se reunidas as condições legais e regulamentares para desenvolver o armazenamento em Portugal.

PARTICIPAÇÃO DA PROCURA NOS MERCADOS DE SERVIÇOS DE SISTEMA

A participação da procura nos mercados de serviços de sistema em igualdade com a produção teve o seu início em Portugal no âmbito do projeto-piloto da participação da procura no mercado de reserva de regulação, a partir de 2019. Este projeto permitiu que grandes consumidores, com capacidade de variação de potência superior a 1 MW, pudessem prestar serviços de sistema em condições equivalentes à produção.

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, estabelece claramente o princípio da participação da procura na prestação de serviços de sistema ou de flexibilidade, em condições de igualdade com a oferta (produção ou armazenamento). A utilização de serviços de sistema pelo gestor do sistema deve seguir mecanismos de mercado competitivos, abertos e transparentes que visem minimizar os custos para o sistema elétrico, assegurando a definição transparente e tecnologicamente neutra dos serviços e o acesso não discriminatório a todos os participantes no mercado, quer individualmente quer através de agregação, onde se incluem as fontes de energia renovável variável, as instalações de consumo e o armazenamento de energia.

A participação nos serviços de sistema em igualdade de condições de todos os utilizadores da rede é também concretizada nos códigos de rede europeus, que determinam um modelo harmonizado de mercados europeus de balanço.

Os “serviços de resposta da procura” recorrem à flexibilidade das instalações de consumo para resolver congestionamentos nas redes, otimizar a gestão da rede e do sistema. O aproveitamento deste potencial pode permitir ao sistema elétrico evitar custos de investimento e de adaptação à transição energética, assim como acelerar a capacidade do sistema em absorver essa transição. Os serviços valorizam esta resposta através de

mecanismos de mercado ou regulados. Os recursos podem participar de forma isolada ou mediante agregação. A agregação oferece a intermediação técnica e comercial entre os clientes finais e os operadores de rede, facilitando a prestação dos serviços de resposta da procura.

O rápido crescimento dos veículos elétricos é um exemplo dos recursos de flexibilidade, no âmbito da participação da procura, que o sistema elétrico deverá aproveitar, contribuindo para acelerar a transição energética.

A incorporação da participação da procura nos mercados de serviços de sistema passa pela definição das regras de participação. Estas regras têm diferenças relevantes entre a oferta e a procura, em resultado das convenções e opções do sistema elétrico, do seu regime jurídico e tarifário, entre as quais se encontram as seguintes:

Quadro 5-4 - Regras de participação da oferta e da procura

	Oferta	Procura
Perdas elétricas	Não se aplicam perdas. A produção é convencionada como estando no referencial do mercado.	O consumo é afetado de perdas nas redes, para apurar a procura a fornecer em mercado.
Tarifas de acesso às redes	Não aplicável, incluindo a bombagem.	O consumo paga tarifas de acesso às redes.
Programação individualizada (baseline)	<p>Programação obrigatória por unidade de programação, apurada no mercado grossista e área de ofertas (serviços de sistema).</p> <p>Grande produção tem programação individual (e.g. centrais térmicas).</p>	<p>Apenas programação da carteira de comercialização.</p> <p>O MPGGS estabelece o princípio da programação obrigatória do consumo que participa nos serviços de sistema.</p>
Desvios (considerando a revisão do MPGGS aprovada pela Diretiva n.º 23/2022)	<p>A procura e a oferta agregadas numa carteira de um agente de mercado responsável pela liquidação dos desvios (BRP) são tratadas de forma igual.</p> <p>A mobilização em serviços de sistema é ajustada ao programa da carteira, imunizando esse efeito nos desvios do respetivo BRP.</p>	

Ao nível europeu, a ACER elaborou uma proposta de linhas orientadoras²⁴⁴ para um código de rede de participação da procura, que contribuíram para a consolidação do quadro regulamentar em Portugal em 2023.

Iniciado o processo regulamentar que levará à aprovação do código de rede sobre a participação da procura, as regras atualmente em vigor terão, no futuro, de se adaptar ao modelo do código de rede europeu que vier a ser aprovado.

5.3.3 Medidas Covid e Crise Energética

MEDIDAS EXTRAORDINÁRIAS NO SETOR ELÉTRICO POR EMERGÊNCIA EPIDEMIOLÓGICA COVID-19

Durante os anos de 2020 e 2021, e atendendo à emergência de saúde pública de âmbito internacional, declarada pela Organização Mundial de Saúde no dia 30 de janeiro de 2020, bem como à classificação do vírus como uma pandemia, a ERSE aprovou e publicou diversos regulamentos e instruções²⁴⁵ relativos às condições de prestação dos serviços de fornecimento de energia enquanto serviços públicos essenciais aos consumidores.

Estas medidas abrangeram não só a proibição de interrupção de fornecimento decretada pelo Governo, como possibilitaram o fracionamento do pagamento das faturas dos comercializadores aos clientes e o correspondente fracionamento dos operadores de rede aos comercializadores.

Os clientes de eletricidade que se encontrassem em situação de crise empresarial, nomeadamente relativa ao encerramento total ou parcial da sua atividade económica, tinham o direito à alteração dos encargos de potência e termo de energia a serem faturados.

Relativamente aos comercializadores, foi dada a possibilidade de, nos casos previstos nos regulamentos, poderem requerer ao operador de rede uma moratória adicional do pagamento dos encargos com o acesso às redes e foi permitida a consolidação de desvios de comercialização. Foi ainda prorrogado o prazo de reporte de informação à ERSE no âmbito da rotulagem de energia elétrica e de qualidade de serviço comercial.

²⁴⁴ Framework Guidelines on Demand Response, ACER, 20 dezembro 2022

[https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Framework_Guidelines/Framework%20Guidelines/FG_DemandResponse.pdf]

²⁴⁵ A ERSE disponibiliza, em separador dedicado na sua página de internet, os regulamentos e instruções referentes à Covid-19.

MEDIDAS PARA MITIGAR A CRISE ENERGÉTICA

Durante o ano de 2021, e devido à ocorrência reiterada de preços historicamente elevados, foi publicado um Regulamento²⁴⁶ que prevê a possibilidade de os comercializadores solicitarem a aplicação do fornecimento supletivo à sua carteira de clientes quando se encontrem impossibilitados de assegurar o regular exercício da sua atividade em condições de viabilidade económica no curto prazo, evitando assim a saída definitiva do mercado e consequente risco sistémico para o SEN e SNG.

A ERSE divulga também, no respetivo portal na internet, a informação relativa aos comercializadores abrangidos pela aplicação do fornecimento supletivo preventivo. Em 2021, e para o setor elétrico, os comercializadores abrangidos por processo de fornecimento supletivo (todos os processos) e respetivo número de clientes afetados (transferidos para fornecimento pelo CUR) são os que constam da seguinte tabela:

Quadro 5-5 – Comercializadores de eletricidade abrangidos por processo de fornecimento supletivo²⁴⁷

Data de início	Comercializador	N.º de clientes
10/09/2021	HEN – Serviços Energéticos, Lda.	3 764
12/10/2021	PH Energia, Unipessoal, Lda.*	5 289
19/10/2021	Enat – Energias, Lda.*	4940
16/12/2021	ECO CHOICE, S.A.	906

Como podemos observar, dois comercializadores – a PH Energia e a Enat – solicitaram a aplicação do fornecimento supletivo preventivo, de acordo com as medidas extraordinárias do Regulamento n.º 951/2021, enquanto para os outros dois – a HEN e a Ecochoice – foi acionado o fornecimento supletivo por incumprimento de obrigações, estabelecidos na Diretiva n.º 4/2021 relativa ao regime de riscos e garantias no SEN e no SNG, e de acordo com o estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais (RRC).

²⁴⁶ Regulamento n.º 951/2021, de 2 de novembro

²⁴⁷ (*) - Comercializadores abrangidos por processo de fornecimento supletivo preventivo

O Regulamento n.º 951/2021 estabelece ainda um mecanismo extraordinário de venda de energia elétrica adquirida aos produtores em regime especial por parte do comercializador de último recurso, através de leilão competitivo, assente num mecanismo *pay-as-bid*, podendo aceder a este mecanismo os comercializadores com quota de mercado igual ou inferior a 5 %.

Em 2021, na sequência da realização do 1.º leilão extraordinário de PRE (a 15 de novembro), resultou adjudicado uma potência horária de 120 MW relativo aos períodos de entrega Semana 47 a Semana 52 (de 22 de novembro a 31 de dezembro), correspondendo a um volume total de 115,2 GWh, atribuível entre 9 e 10 agentes de mercado comercializadores. A existência do mecanismo de leilão permitiu disponibilizar ao mercado ferramentas de cobertura do risco de aprovisionamento de energia (em volume e em preço), que beneficiaram de grande interesse dos agentes de mercado, traduzindo-se em 9 a 10 agentes adjudicatários e 13 agentes de mercado ofertantes habilitados, assegurando sempre a colocação dos volumes de energia disponibilizada ao mercado, a preços de fecho de leilão sempre superiores aos respetivos preços de abertura.

5.3.4 Gestão de Riscos e Garantias

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

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

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

que previam que se promovesse uma gestão abrangente das garantias, a diferenciação dos comportamentos dos agentes e, conseqüentemente, uma afirmação mais efetiva da concorrência no setor elétrico português, a par de contenção do risco de sistema.

As regras aprovadas na Diretiva n.º 11/2018²⁴⁸, de 16 de julho, e previamente sujeitas a consulta dirigida aos agentes interessados, envolvendo o ORT, os ORD e os comercializadores que atuam no SEN, visaram robustecer a aferição e prevenção de riscos para este sistema e previram flexibilidade para que os comercializadores pudessem escolher o prazo de pagamentos aos operadores de redes, acompanhada de uma diferenciação positiva dos agentes cumpridores.

No seguimento da publicação do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, que veio alterar o regime jurídico aplicável ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade e à organização dos mercados de eletricidade previamente estabelecido no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, com as subseqüentes alterações, veio a consagrar-se a existência legal de um regime integrado de gestão de riscos e garantias no âmbito do SEN, prevendo-se expressamente a figura do gestor integrado de garantias e a adoção de regras de gestão prudencial.

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

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

Neste âmbito, no seguimento da colocação em consulta pública pela ERSE de uma proposta de regime de gestão de riscos e garantias no contexto do SEN, foi aprovada a Diretiva n.º 2-A/2020²⁴⁹, de 14 de fevereiro, visando a sua operacionalização no início do 2.º semestre de 2020.

²⁴⁸-Diretiva n.º 11/2018, estabelece o regime transitório de gestão de riscos e garantias no SEN.

²⁴⁹ Diretiva n.º 2-A/2020, estabelece o regime de gestão de riscos e garantias no SEN.

Por sua vez, o Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, veio estabelecer a organização e o funcionamento do SNG e o respetivo regime jurídico, e consagrar da mesma forma a existência legal de um regime integrado de gestão de riscos e garantias, mas desta vez no âmbito do SNG.

Neste contexto, a ERSE colocou novamente a consulta pública um modelo de regras para a gestão de riscos e garantias, agora aplicável a ambos os setores, devidamente alinhado com o contexto legal de cada um deles, que culminou com a aprovação da Diretiva n.º 7/2021 ²⁵⁰, de 15 de abril.

5.4 SIMULADORES

A ERSE considera que para criar um mercado de energia eficiente e competitivo importa promover um bom funcionamento do lado da oferta e da procura.

Do lado da oferta, a ERSE monitoriza as ofertas disponíveis no mercado no sentido de avaliar as condições comerciais praticadas e aprova as tarifas de Acesso às Redes para a eletricidade e o gás natural, que garantem que qualquer comercializador pode utilizar as infraestruturas dos sistemas nacionais de eletricidade e gás mediante o pagamento do mesmo valor, garantindo igualdade de circunstâncias entre os concorrentes.

Do lado da procura é essencial garantir que os consumidores estejam bem informados. Atendendo à maior complexidade que a faturação de energia assume quando comparada com outros bens e serviços, a ERSE introduziu em 2007 o primeiro simulador de preços de energia em Portugal.

O desenvolvimento do mercado retalhista de eletricidade e de gás natural tem trazido um significativo alargamento de escolha aos consumidores de energia, tanto em número de ofertas como em número de comercializadores. Esta evolução, sendo positiva, implica também uma maior complexidade de escolha. Por esse motivo, a ERSE tem melhorado as ferramentas que disponibiliza, no sentido de contribuir para um maior esclarecimento do consumidor final de energia e para a sua preparação na abordagem ao mercado retalhista de eletricidade e de gás natural.

²⁵⁰ Diretiva n.º 7/2021, estabelece o regime de gestão de riscos e garantias no SEN e no SNG.

No que se refere a informação relativa a preços, é possível encontrar na página da ERSE na internet duas ferramentas: o simulador de preços de energia, de eletricidade e de gás, e o simulador de potência contratada, para a eletricidade, que se descrevem de seguida. No que se refere a informação sobre as fontes de energia usadas na produção da eletricidade consumida, bem como sobre os respetivos impactos ambientais de todas as ofertas comerciais, a ERSE disponibiliza na sua página na internet o simulador de rotulagem.

5.4.1 Simulador de Preços de Energia da ERSE

O simulador de preços de energia da ERSE permite aos consumidores de eletricidade e gás natural comparar as ofertas comerciais disponíveis no mercado. Em termos gerais, o simulador permite a cada consumidor:

- Comparar o valor a pagar quando é necessário decidir entre contratar a eletricidade e o gás natural de forma conjunta ou em separado;
- Colocar os preços do contrato atual e perceber se pode poupar com uma mudança de oferta comercial;
- Identificar as componentes numa fatura de energia, como por exemplo, as tarifas de acesso às redes, a componente de energia ou das taxas e impostos.

O atual simulador de preços foi lançado aquando da comemoração do Dia Mundial da Energia, em 29 de maio de 2018. O simulador passou a dispor de novas funcionalidades, face à versão anterior, no sentido de acompanhar a evolução do mercado retalhista de eletricidade e de gás, em número de ofertas e em número de comercializadores, e apoiar os consumidores no seu processo de decisão de escolha de fornecedor de energia.

As melhorias foram, designadamente: i) um interface mais intuitivo; ii) disponibilização de informação mais detalhada sobre cada oferta comercial; iii) possibilidade de simular ofertas duais (eletricidade e gás); iv) comparação do valor a pagar quando é necessário decidir contratar a eletricidade e o gás natural de forma conjunta ou em separado; v) possibilidade de indicar os preços do contrato atual para ajudar no processo de mudança; vi) uma ilustração gráfica sobre o peso de algumas componentes numa fatura de energia, como por exemplo as tarifas de Acesso às Redes aprovadas pela ERSE; vii) disponibilização da informação em formato de base de dados, o que permite a terceiros (empresas, consumidores, etc.) ter acesso transparente a toda a informação e tratá-la com ferramentas de análise; viii) versão inglesa do simulador.

Em setembro de 2019, foi adicionada uma funcionalidade que permite ao consumidor, entre as centenas de tarifários disponíveis, ver apenas a oferta mais barata de cada um dos comercializadores de eletricidade e de gás natural em mercado, facilitando assim a sua escolha. Este filtro, à semelhança dos restantes, pretende ajudar os consumidores a afinar a sua pesquisa em função dos seus interesses.

Em junho de 2020, o simulador passou a incluir ofertas comerciais com mecanismos de indexação de preços ao mercado diário de eletricidade, destinadas aos consumidores domésticos e pequenos negócios. Estas ofertas caracterizam-se por terem o preço de energia mensal indexado ao valor médio registado no mercado grossista de eletricidade diário do OMIE, o operador de mercado elétrico na Península Ibérica. Por isso, ao contrário das ofertas comerciais disponibilizadas até essa data, que apresentam um preço de energia constante por 12 meses, nas ofertas indexadas ao mercado *spot* o preço da eletricidade muda mensalmente, em função da evolução dos preços de eletricidade registados no mercado *spot* do OMIE.

Em março de 2021, a ERSE atualizou o simulador, fruto da evolução das ofertas disponibilizadas pelos comercializadores no mercado, das sugestões dos consumidores que utilizaram o simulador e de alterações na aplicação da taxa de IVA a famílias numerosas. As funcionalidades adotadas foram: i) filtro de inclusão do desconto na taxa de IVA aplicável a famílias numerosas; ii) nova opção de simulação com base no valor mensal da fatura do consumidor; iii) filtro de ofertas com descontos exclusivos para novos clientes; iv) possibilidade de aviso de informação incoerente entre o simulador e outras fontes; v) reorganização da página de resultados, destacando o menu de personalização da simulação; vi) discriminação das componentes existentes numa fatura de energia em: tarifas de Acesso às Redes, componente de energia, custo com outros serviços, descontos/reembolsos e taxas e impostos.

O simulador de preços de energia da ERSE compara todas as ofertas comerciais disponíveis para os consumidores de eletricidade (Baixa Tensão Normal) e de gás natural (Baixa Pressão) em Portugal continental. Em 2023 reunia informação de mais de 950 tarifários do mercado liberalizado, de um total de 21 comercializadores na eletricidade e de 12 comercializadores no gás natural. Inclui, ainda, os tarifários do mercado regulado. Desse modo, o simulador responde tanto aos consumidores que já se encontram no mercado liberalizado, como aos consumidores que se encontram no mercado regulado, permitindo-lhes manter-se informados sobre a eventual existência de ofertas comerciais mais vantajosas.

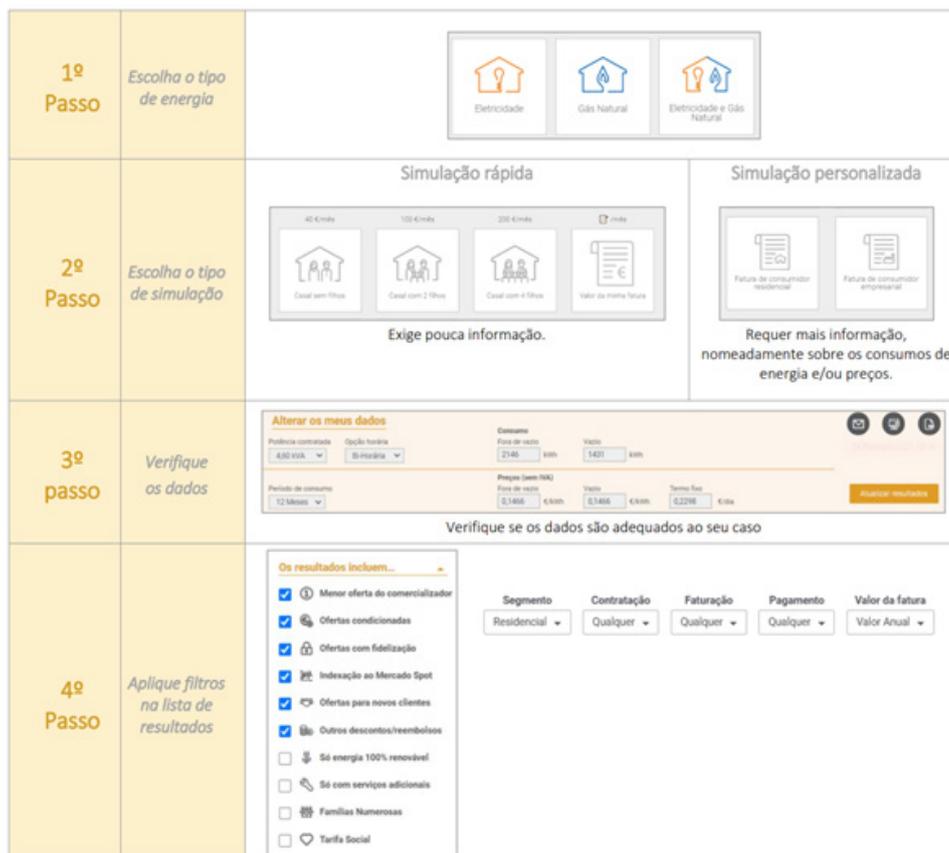
O elevado número de ofertas é também o resultado de uma grande variedade de tipologias disponíveis no mercado. Em 2023, no simulador estavam disponíveis cerca de 65 ofertas consideradas padrão, nas quais se incluem as ofertas dos comercializadores de último recurso, 18 ofertas com fidelização, 143 ofertas condicionadas, 238 com ofertas com serviços, entre outras. Neste período, também já existiam 14 comercializadores que disponibilizavam um total de 35 ofertas indexadas ao mercado diário OMIE, cinco dirigidas a consumidores empresariais e as restantes a todos os segmentos, incluindo os domésticos.

A ERSE recomenda que os consumidores consultem o Simulador de preços da ERSE e verifiquem, preferencialmente duas vezes por ano, se existem em mercado ofertas comerciais que lhe permitam poupar na fatura de energia e qual é a oferta comercial que melhor se adequa ao seu caso. Recorde-se que o mercado é dinâmico, verificando-se o constante lançamento de novas ofertas comerciais, a par do término de outras.

Dado que os preços das ofertas comerciais no mercado liberalizado dependem, em parte, das tarifas aprovadas anualmente pela ERSE, como é o caso das tarifas de Acesso às Redes, recomendam-se os meses de janeiro (eletricidade) e de outubro (gás natural), como meses de referência para utilizar o simulador de preços de energia.

A figura seguinte ilustra os passos a seguir no simulador de preços, assim como as opções disponíveis.

Figura 5-11 – Passos e opções disponíveis do simulador de preços



O simulador de preços de energia está disponível na página da ERSE na internet²⁵¹. A ERSE disponibiliza, ainda, um vídeo de apresentação do simulador ²⁵², assim como outros vídeos de apoio²⁵³.

O simulador foi utilizado em 2023 por cerca de 406 mil consumidores, tendo sido realizadas 1,02 milhões de simulações. Um inquérito realizado aos utilizadores do simulador (universo de 3 118 utilizadores) revelou que 80% encontraram preços mais baixos face ao seu contrato atual e 71% manifestaram intenção de mudar de comercializador.

²⁵¹ Em <https://simulador.precos.erse.pt>.

²⁵² Vídeo “ERSE- Simulador de Preços de Energia”.

²⁵³ Por exemplo, os vídeos “Como mudar de comercializador” e “Como ler uma fatura de eletricidade e gás natural”.

Toda a informação relativa às ofertas comerciais é disponibilizada em formato de base de dados, permitindo a terceiros (empresas, consumidores, associações de defesa do consumidor, outros simuladores, etc) ter um acesso fácil e transparente à informação. Está também disponível no site da ERSE, a Lista Interativa de Ofertas Comerciais que registou em 2023 quase 30 mil visualizações por, aproximadamente, 21 mil utilizadores.

5.4.2 Simulador de Potência Contratada

A potência contratada escolhida pelos consumidores, quando celebram um contrato de eletricidade em baixa tensão normal, tem um custo fixo na fatura mensal que varia consoante o escalão contratado, que pode ir de 1,15 kVA a 41,4 kVA. Em 2023, os escalões de potência mais frequentes em Portugal eram o de 3,45 kVA, com 2,6 milhões de consumidores (41% do total) e o de 6,9 kVA, com 1,7 milhões de consumidores (26% do total).

Quanto mais elevada for a potência contratada, maior será o número de equipamentos elétricos que se podem ligar ao mesmo tempo, mas isso implica um aumento do valor a pagar na fatura de eletricidade.

Se o consumidor conseguir baixar um escalão na sua potência contratada, poderá conseguir uma poupança de pelo menos 24 euros por ano. Essa poupança poderá ainda ser maior, caso reduza a potência contratada até 3,45 kVA, beneficiando assim da diminuição da taxa do IVA de 23% para 6%, que vigora desde o dia 1 de julho 2019, em Portugal continental. A mudança de escalão de potência contratada é gratuita para o consumidor, bastando para tal contactar o comercializador.

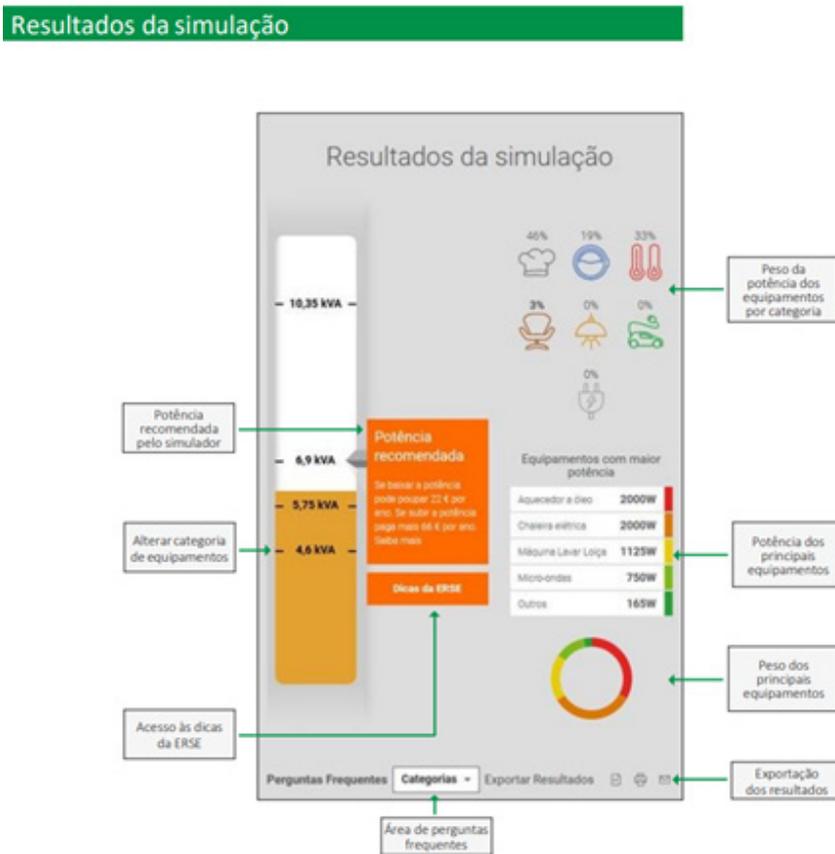
É, por isso, da maior importância que os consumidores tenham uma potência contratada adaptada ao número de equipamentos elétricos que ligam ao mesmo tempo em suas casas. Assim, a 29 de maio de 2019, a ERSE assinalou o Dia Mundial da Energia com o lançamento de um simulador que auxilia os consumidores a escolher a potência contratada mais adequada ao seu caso particular. Este simulador destinou-se a consumidores com potências contratadas até 10,35 kVA.

O simulador da ERSE permite simular a utilização de diferentes equipamentos elétricos ao mesmo tempo, para que o consumidor perceba qual a potência que deve ter em casa. Se o quadro elétrico se desliga repetidamente, o consumidor deve alterar os equipamentos que usa ao mesmo tempo ou subir a potência contratada; se o quadro elétrico nunca se desliga, o consumidor pode eventualmente baixar a potência contratada e poupar na fatura mensal.

Caso tenha informação sobre os preços dos escalões de potência contratada praticados pelo seu comercializador, o consumidor poderá, ainda, calcular o impacto concreto na sua fatura, usando a calculadora disponibilizada pela ERSE.

O simulador de potência contratada da ERSE foi desenhado para ser uma ferramenta intuitiva e de fácil utilização e que contribua para orientar os consumidores na sua escolha. A figura seguinte ilustra os resultados de uma simulação realizada no simulador de potência contratada.

Figura 5-12 – Exemplo de resultado obtido no simulador de potência contratada



O simulador de potência contratada está disponível na página da ERSE na internet²⁵⁴. A ERSE disponibiliza, ainda, um vídeo de apresentação do simulador²⁵⁵, assim como um vídeo de apoio à escolha da potência contratada²⁵⁶.

Durante o ano 2023, o simulador de potência contratada atingiu um total de 31 mil utilizadores e de 66 mil simulações.

5.4.3 Simulador de Rotulagem

O simulador de rotulagem de energia elétrica, consiste numa ferramenta destinada a auxiliar os consumidores no processo de contratação de fornecimento de energia e que vai de encontro às preocupações crescentes da sociedade em matéria de sustentabilidade ambiental.

Este instrumento disponibilizado no portal da ERSE, permite aos consumidores conhecer as fontes de energia utilizadas na produção da eletricidade que estão a consumir, bem como os respetivos impactos ambientais associados. O simulador de rotulagem de energia elétrica contribui ainda para a promoção da concorrência entre comercializadores, através da criação de estratégias comerciais baseadas na diferenciação das ofertas em função dos impactos ambientais da eletricidade que comercializam, de um modo mais transparente.

O simulador conta com todas as ofertas comerciais existentes no mercado, incluindo os comercializadores de último recurso que atuam no mercado regulado e as concessionárias de transporte e distribuição das regiões autónomas dos Açores e da Madeira. 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 dióxido de carbono (CO₂).

Para utilizar o simulador, o consumidor deverá indicar o consumo numa base anual, mensal ou bimestral. Seguidamente deve indicar a zona do País – Continente ou Regiões Autónomas – e o seu comercializador. A utilização é bastante simples e direta, permitindo aceder ao mix energético e aos impactos ambientais do seu consumo para o período indicado, baseado nas fontes de energia do comercializador. Permite igualmente comparar com o mix de outros comercializadores e exportar os resultados para formato PDF, enviar por e-mail ou imprimir os resultados.

²⁵⁴ Em <https://simulador.potencia.erse.pt>.

²⁵⁵ Vídeo “ERSE- Simulador de Potência Contratada de Eletricidade”.

²⁵⁶ Vídeo “ERSE- Que potência contratada deve o consumidor escolher”.

Figura 5-13 - Simulador de rotulagem de energia da ERSE

Escolha um agregado de família "tipo" ou insira o consumo da sua fatura:

Simulação Rápida:

casal sem filhos casal com 2 filhos casal com 4 filhos

Simulação Personalizada:

Insira o consumo indicado na sua fatura

Insira valor kWh

Indique a região de atuação do comercializador:

Açores Madeira Continente

Selecione o seu comercializador de energia elétrica:

Acciona Energia A EDMC Alfa Energia A Lord Audax Renovables

A C E F G H I J L M N O P R S U

A informação gerada pelo simulador é disponibilizada num formato gráfico intuitivo que permite conhecer o teor das fontes em energia primária utilizadas para a geração da energia consumida na instalação no período indicado. Na Figura 5-14 apresenta-se o exemplo do resultado da simulação de consumo de um cliente do comercializador de último recurso (CUR) no Continente durante um ano, com um consumo mensal de 100 kWh.

Figura 5-14 – Exemplo de output do simulador de rotulagem da ERSE



5.5 MOBILIDADE ELÉTRICA

De acordo com informação divulgada pela Agência Europeia do Ambiente ²⁵⁷, o transporte rodoviário constitui a maior proporção das emissões globais dos transportes- emitindo 76% de todas as emissões de gases com efeito de estufa (GEE) provenientes dos transportes da UE (incluindo o transporte nacional e de navios e aeronaves em rotas internacionais) em 2021.

As emissões domésticas de GEE provenientes dos transportes na UE aumentaram de forma constante desde 2013 até à perturbação da pandemia de Covid-19, em grande parte devido ao crescimento do transporte de passageiros e dos volumes de carga terrestre. Entre 2019 e 2020, as emissões de GEE provenientes dos transportes diminuíram 13,5 % e recuperaram dos efeitos da pandemia em 2021, com um crescimento de 8,6 %. Em 2022, de acordo com estimativas preliminares, estas emissões mantiveram a sua tendência ascendente de 2,7%, de acordo com a mesma fonte.

²⁵⁷ De acordo com os indicadores disponibilizados em “Greenhouse gas emissions from transport in Europe”, disponíveis em <https://www.eea.europa.eu/en/analysis/indicators/greenhouse-gas-emissions-from-transport?activeAccordion=546a7c35-9188-4d23-94ee-005d97c26f2b>.

Neste contexto, a descarbonização do setor dos transportes, e particularmente dos transportes rodoviários, constitui-se como um importante objetivo da União Europeia, com vista à neutralidade climática, ao abrigo do roteiro do Pacto Ecológico Europeu. As iniciativas políticas e legislativas neste domínio têm-se sucedido, da Estratégia Europeia de Mobilidade Hipocarbónica (2016), à Estratégia a longo prazo da União Europeia para uma economia próspera, moderna, competitiva e com impacto neutro no clima (2018) e ao Pacote Objetivo 55 (2021).

Existem várias formas de reduzir as emissões de CO₂ nos transportes rodoviários, nomeadamente produzindo viaturas mais eficientes ou alterando o combustível que utilizam. Em junho de 2022, os deputados do Parlamento Europeu adotaram a sua posição sobre as regras propostas para a revisão das normas de desempenho em matéria de emissões de CO₂ para automóveis novos e veículos comerciais ligeiros, apoiando a proposta da Comissão Europeia de alcançar emissões zero até 2035. No final do mesmo mês, os ministros do Ambiente dos 27 Estados-Membros aprovaram uma meta para eliminar a 100% as emissões de CO₂ destes veículos, proibindo a sua venda com motor de combustão na União Europeia a partir de 2035.

O Regulamento (UE) 2023/1804, de 13 de setembro, relativo à criação de uma infraestrutura para combustíveis alternativos e que revoga a Diretiva 2014/94/UE, com entrada em vigor prevista para 2024, estabelece como “combustíveis alternativos para veículos de emissões nulas”, a eletricidade, o hidrogénio e o amoníaco.

Deste modo, e no atual estágio de desenvolvimento tecnológico e de implementação da infraestrutura de carregamento necessária, a principal via para atingir o objetivo de eliminação total de emissões de CO₂ nos automóveis novos e veículos comerciais ligeiros é a eletrificação. E é, precisamente neste quadro, que as vendas de veículos elétricos têm vindo a aumentar de forma significativa, tendo a quota de mercado de carros elétricos na Europa atingido os 14,6% em 2023, ficando acima da quota preenchida pelos carros a gasóleo, que ficou pelos 13,6% (abaixo dos 16,4% de 2022)²⁵⁸.

²⁵⁸ De acordo com informação da ACEA- European Automobile Manufacturers' Association, disponível em <https://www.acea.auto/pc-registrations/new-car-registrations-13-9-in-2023-battery-electric-14-6-market-share/>.

A MOBILIDADE ELÉTRICA EM PORTUGAL – ENQUADRAMENTO LEGAL

Há mais de uma década que, em Portugal, foram lançadas as bases para a eletrificação do transporte rodoviário. Com efeito, o Programa para a Mobilidade Elétrica foi proposto pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2009, de 20 de fevereiro, segundo a qual o Governo Português entendeu, no âmbito da execução do Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética, aprovado na Resolução do Conselho de Ministros n.º 80/2008, de 20 de maio, criar as condições para a massificação da utilização dos veículos elétricos.

Posteriormente, através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 81/2009, de 7 de setembro, o Governo definiu os seguintes princípios fundamentais subjacentes ao Programa para a Mobilidade Elétrica:

- O modelo de mobilidade elétrica teria particular enfoque no utilizador, garantindo-lhe equidade e universalidade no acesso ao carregamento, independentemente do comercializador escolhido e assegurando as condições técnicas de interoperabilidade entre as diversas marcas e modelos de veículos, baterias e sistemas de carregamento;
- O mercado da mobilidade elétrica deveria garantir condições atrativas para a entrada de várias empresas no mercado, promovendo a livre concorrência;
- Seria privilegiada a utilização de energia de fontes renováveis, nomeadamente através do aproveitamento da capacidade eólica em períodos de baixo consumo, beneficiando dos mecanismos de produção descentralizada em meios urbanos, e antecipando a integração com redes inteligentes na lógica de bidirecionalidade dos fluxos energéticos entre veículos e rede.

Na mesma Resolução, ficou estabelecida uma lógica evolutiva *do Programa para a Mobilidade Elétrica*, assente em distintas etapas, designadas por fase piloto, fase de crescimento e fase de consolidação.

O regime jurídico da mobilidade elétrica, que compreende a organização, o acesso e o exercício das atividades de mobilidade elétrica, viria a ser instituído em 2010, através do Decreto-Lei n.º 39/2010, de 26 de abril, entretanto alterado pelo Decreto-Lei n.º 90/2014, de 11 de junho. Este regime prevê os seguintes intervenientes:

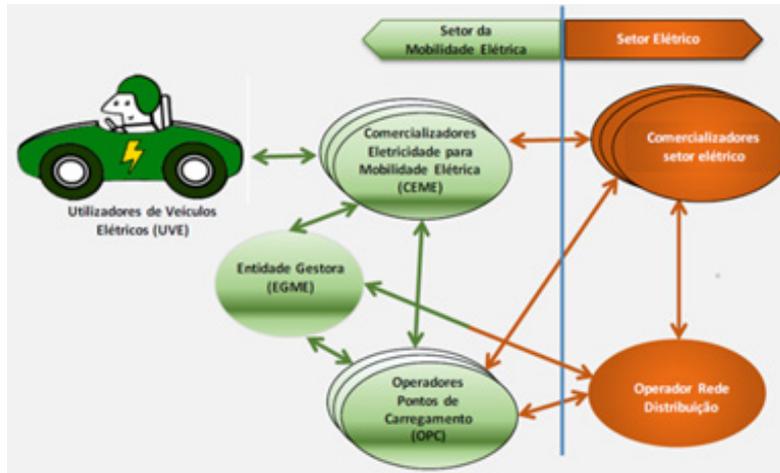
- Entidade gestora da rede de mobilidade elétrica (EGME) – entidade que, em regime de monopólio, é responsável pela gestão da informação que permite que qualquer utilizador possa carregar o seu veículo em qualquer ponto de carregamento utilizando o contrato que tem com o seu comercializador de eletricidade 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 de veículo elétrico), 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.

Além destas entidades, o regime legal prevê a possibilidade de integração na rede de mobilidade elétrica de pontos de carregamento de acesso privativo, para uso exclusivo ou partilhado, a pedido dos próprios detentores do local de instalação do ponto de carregamento (DPC, detentores de pontos de carregamento).

O regime em vigor estabelece uma série de relacionamentos entre estes intervenientes, conforme se esquematiza na Figura 5-15, nomeadamente:

- Os UVE estabelecem contratos com os CEME para o serviço de carregamento, realizado em pontos de carregamento de OPC;
- A EGME garante os fluxos de dados necessários à faturação desses contratos;
- A EGME e os ORD trocam informação para imputação dos consumos na rede de mobilidade elétrica a carteiras de comercialização de comercializadores do setor elétrico (CSE).

Figura 5-15 – Relacionamento comercial na mobilidade elétrica



Fonte: ERSE

Desde 2015 foram sendo publicadas peças legislativas que completam o quadro legal do setor da mobilidade elétrica, nomeadamente as Portarias que regulamentam as disposições previstas no Decreto-Lei n.º 90/2014, tendo a fase não comercial sido prolongada pelo Governo, face ao inicialmente previsto. Com efeito, até novembro de 2018, os carregamentos nos pontos de carregamento da rede de mobilidade elétrica continuaram a não ter custos para os utilizadores. Somente após esta data se iniciou uma nova etapa com o pagamento dos custos de carregamento nos pontos de carregamento rápido. Em abril de 2019, foi possível avançar para uma nova fase em que os pontos de carregamento em espaços privados de acesso público passaram a poder, por opção do operador do ponto, estar integrados na rede de mobilidade elétrica e a cobrar o custo de carregamento ao utilizador. Por último, determinou-se que, a partir de 1 de julho de 2020, os carregamentos em toda a rede de mobilidade elétrica passariam a ser pagos pelos utilizadores de veículos elétricos. Esta determinação foi precedida de um concurso público internacional para atribuição de concessões (com a duração de 10 anos) relativas aos cerca de 650 postos de carregamento normal da rede piloto.

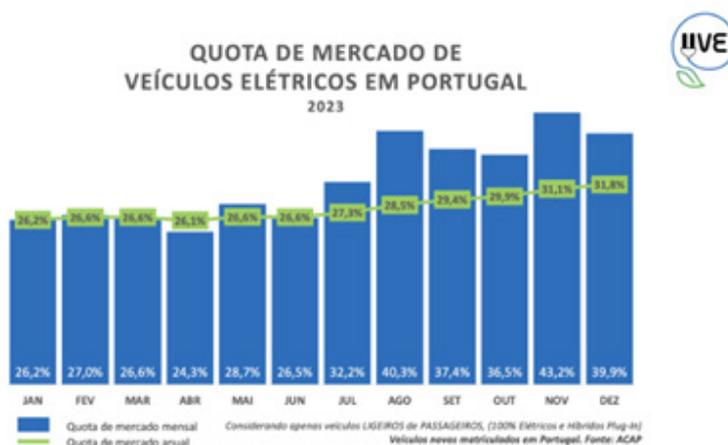
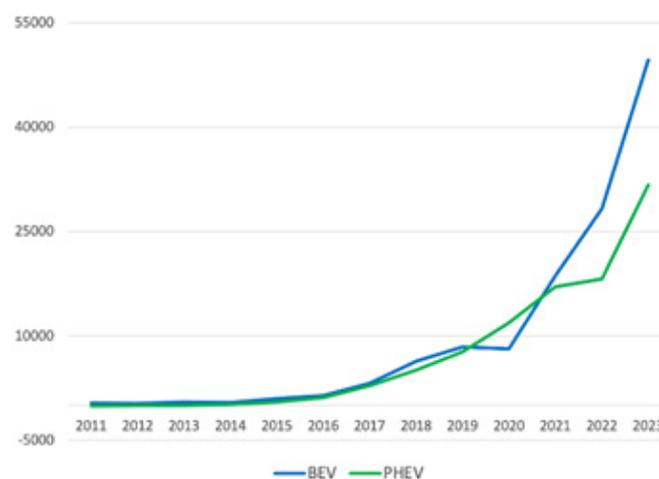
A aposta do Governo português na mobilidade elétrica tem tradução no seu principal instrumento de política energética e climática, designado por Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030 (PNEC 2030) que, entre outras medidas de ação para a promoção e apoio à mobilidade elétrica inscreve a consagração do novo modelo para a mobilidade elétrica, o fomento da mobilidade elétrica na Região Autónoma da Madeira, a manutenção dos incentivos à aquisição de veículos elétricos, a promoção do desenvolvimento da rede de carregamento de acesso público e a promoção da implementação de pontos de carregamento de veículos elétricos nos edifícios privados.

A MOBILIDADE ELÉTRICA EM PORTUGAL – ALGUNS NÚMEROS

Em resultado do que atrás se referiu, a mobilidade elétrica em Portugal tem vindo a experimentar um crescimento muito acentuado nos últimos anos, com reflexo em diversos indicadores.

A Figura 5-16 apresenta o número de veículos elétricos e híbridos plug-in vendidos em Portugal entre 2011 e 2023²⁵⁹. É também apresentada a quota de mercado destes veículos ao longo de 2023²⁶⁰, com desagregação mensal.

Figura 5-16 – Vendas de veículos elétricos (BEV) e híbridos plug-in (PHEV) em Portugal



Fonte: UVE – Associação de Utilizadores de Veículos Elétricos

²⁵⁹ Fonte: UVE – Associação de Utilizadores de Veículos Elétricos, disponível em <https://www.uve.pt/page/parque-ve-2023/>.

²⁶⁰ Fonte: UVE – Associação de Utilizadores de Veículos Elétricos, disponível em <https://www.uve.pt/page/vendas-ve-12-2023/>.

Em 2023, um em cada três automóveis ligeiros de passageiros vendidos em Portugal foi um veículo 100% elétrico ou híbrido plug-in. Nessa data, e de acordo com a informação divulgada pela MOBI.E no seu relatório de Gestão de 2023²⁶¹, operavam ativamente no setor da mobilidade elétrica 24 comercializadores e 76 operadores de pontos de carregamento.

Em relação aos postos de carregamento integrados na rede pública de mobilidade elétrica, o crescimento tem sido igualmente notório. O número de postos de carregamento aumentou, em 2023, para perto de 6 113 tendo registado um aumento de 59%.

Naturalmente, os números apresentados acima têm reflexo ao nível da utilização da rede de mobilidade elétrica. Assim, segundo os dados da MOBI.E, em 2023, o número de utilizadores de veículos elétricos cresceu 68% face a 2022 para mais de 175 mil utilizadores. O número de carregamentos registados ultrapassou, pela primeira vez, os 4 milhões (4 091 785 carregamentos), com um aumento de 64% face ao ano anterior.

A rede Mobi.E, no final de 2023, tinha uma potência disponível em postos de acesso público de cerca de 248,62 MW, que representou um crescimento de 9,2% face ao ano anterior. No que respeita ao consumo de energia voltou a praticamente duplicar, com um crescimento de 95%, passando de 36,6 GWh, em 2022, para os 71,5 GWh em 2023. Também o consumo médio por carregamento tem registado um aumento: em 2023 o valor médio foi de 17,5 kWh por carregamento, um aumento de 19% face a 2022, tendo-se registado em 2023 o maior crescimento anual.

INTERVENÇÃO REGULATÓRIA NA MOBILIDADE ELÉTRICA

De forma a permitir a concretização plena do regime legal da mobilidade elétrica instituído em 2010, a ERSE aprovou, logo em 2011, o Regulamento da Mobilidade Elétrica (RME) - Regulamento n.º 464/2011, de 3 de agosto. Entre outras matérias, aí se estabeleceram as regras para regulação pela ERSE da EGME, em particular o modelo de remuneração do custo com capital e a tarifa a aplicar pela EGME aos CEME, aos OPC e aos DPC, mas também os princípios gerais para a definição das Tarifas de Acesso às Redes de Energia Elétrica aplicáveis à Mobilidade Elétrica, os princípios para a supervisão de preços praticados no setor da mobilidade elétrica ou o enquadramento da vertente de qualidade de serviço no setor da mobilidade elétrica.

²⁶¹ Relatório de Gestão 2023 da MOBI.E.

Já em 2015, o RME foi revisto na sequência da publicação do Decreto Lei n.º 90/2014, de 11 de junho, que veio introduzir diversas alterações no modelo, designadamente, i) a adoção de regras que permitiam aos utilizadores de veículos elétricos aceder a qualquer ponto de carregamento integrado na rede de mobilidade elétrica, independentemente do CEME contratado, ii) a circunscrição da atividade de CEME a OPC, iii) o estabelecimento do exercício da atividade de OPC em regime de concorrência, iv) a possibilidade de aprovisionamento dos CEME junto de um ou mais comercializadores do setor elétrico ou através dos mercados organizados ou v) a inclusão das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira na rede de mobilidade elétrica.

Mais tarde, em 2019, a ERSE aprovou um novo RME, através do Regulamento n.º 854/2019, de 4 de novembro, que, essencialmente, inscreveu detalhe adicional ao nível dos procedimentos da atividade da EGME. Assim, i) foi densificado o modelo contratual entre os agentes, criando-se a figura de contrato de adesão à rede de mobilidade elétrica (cujas condições comerciais viriam a ser publicadas em maio de 2020, através da Diretiva n.º 8/2020, de 28 de maio), evitando-se assim múltiplos relacionamentos comerciais e, em complemento, foram estabelecidos os princípios de prestação de garantias para assegurar o regular desenvolvimento das atividades (a metodologia de cálculo das garantias a prestar junto da EGME viria a ser aprovada através da já referida Diretiva n.º 8/2020, de 28 de maio), ii) foram introduzidas as tarifas de acesso às redes elétricas para pontos de carregamento ligados em média tensão, iii) procedeu-se à simplificação da estrutura das tarifas a aplicar pela EGME, iv) foram detalhadas as regras de medição, leitura e disponibilização de dados no setor da mobilidade elétrica, v) foi clarificada e simplificada a figura de detentor de ponto de carregamento, vi) foram revistas as disposições sobre qualidade de serviço e vii) foram reforçadas as medidas destinadas à proteção de dados pessoais.

PROJETOS-PILOTO NA ÁREA DA MOBILIDADE ELÉTRICA

O regulamento veio ainda prever a possibilidade de implementação de projetos-piloto, no contexto de um setor muito recente e em que a inovação se faz sentir de forma muito significativa. Esta moldura dos projetos-piloto permite a derrogação temporária ou a aprovação de regras particulares, em divergência ou em complemento ao RME. Os projetos devem ter a duração máxima de três anos e ser aprovados pela ERSE, na sequência de proposta fundamentada por parte de qualquer entidade.

Como exemplo de projeto-piloto aprovado pela ERSE ao abrigo do RME, refere-se o proposto pela Petrogal, S.A. de “*vehicle to grid*” (V2G) nos Açores, em parceria com a Nissan, a Magnum Cap, a Nuvve, a EDA – Eletricidade dos Açores e a Direção Regional da Energia da Região Autónoma dos Açores. Este projeto, aprovado em maio de 2020, faz uso de 10 veículos elétricos da frota da EDA com capacidade “*vehicle to grid*”, isto é, de entregar a energia armazenada na bateria à rede elétrica, através de pontos de carregamento bidirecionais não integrados na rede pública de carregamento. Essa entrega é controlada remotamente pelo operador da rede, pretendendo-se aferir a capacidade de os veículos elétricos contribuírem para a deslocação de consumos entre períodos do dia e para a prestação de serviços de sistema, designadamente, reserva de frequência e secundária.

ACOMPANHAMENTO DA IMPLEMENTAÇÃO DO QUADRO REGULAMENTAR

Em 2021, a ERSE procedeu a uma alteração pontual do RME, concretizada através da publicação do [Regulamento n.º 103/2021](#), de 1 de fevereiro. Para além de ajustamentos ao nível da fórmula de proveitos permitidos da EGME, foi instituído um regime transitório para a medição em corrente contínua, assim como a possibilidade de criação de grupos de trabalho ao abrigo do RME. Ainda em 2021, através do Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto de 2021, foi efetuada uma nova alteração ao RME, tendo as regras relativas às tarifas de acesso às redes aplicáveis à mobilidade elétrica sido transferidas para o Regulamento Tarifário.

Em face das alterações, que tiveram por objetivo contribuir para o aprofundamento da regulação e acompanhamento das matérias de natureza técnica relativas à mobilidade elétrica, dada a sua natureza inovadora e dinamismo tecnológico, foram criados, ainda em 2021, dois grupos de trabalho.

O primeiro, sobre medição em corrente contínua em pontos de carregamento, com o objetivo de elaboração de uma proposta de regime (legal, regulamentar ou procedimental) que permita a medição em corrente contínua nos pontos de carregamento de veículos elétricos.

O segundo, de âmbito mais alargado, coordenado pela ERSE, com vista à identificação de oportunidades de melhoria à implementação em pleno da mobilidade elétrica, juntando os intervenientes do setor (EGME, CEME, OPC), operadores do setor elétrico e representantes das associações de utilizadores de veículos elétricos e de consumidores, num total de 63 participantes. Os participantes do grupo identificaram mais de 100 questões a analisar, agrupadas em 17 temas, relacionadas principalmente com: o funcionamento do sistema, regulamentação e legislação. No âmbito deste grupo, todos os contributos foram partilhados pelos participantes nivelando o conhecimento do setor. Foram realizadas cinco reuniões deste grupo de acompanhamento da mobilidade elétrica, onde foram discutidas as questões relativas a:

- Plataforma eletrónica disponibilizada pela EGME;
- Disponibilização de dados, incluindo a segregação dos consumos dos OPC e CSE;
- Ligação de postos de carregamento à rede.

No desenvolvimento da mobilidade elétrica, na perspetiva das operações de carregamento de baterias, persistem vários desafios. São exemplo a integração com a produção local de energia renovável em autoconsumo, a prestação de serviços de flexibilidade à rede, a criação de modalidades de carregamento inteligente, que minimizem o impacto sobre a instalação elétrica local e sobre a rede elétrica pública, ou a integração de sistemas internacionais de pagamento de carregamentos.

Outras condições, com vista ao crescimento da mobilidade elétrica em Portugal, carecem também de melhoria e têm sido objeto de debate, tais como:

- O desenvolvimento da infraestrutura de carregamento, em crescimento e cobertura geográfica;
- A criação e desenvolvimento de plataformas digitais, para contratação e pagamento, para controlo, para gestão de dados e fluxos de informação, etc.;
- A simplificação do quadro de regras, desde logo ao nível dos procedimentos de licenciamento e de certificação;
- A promoção da cibersegurança no contexto das infraestruturas de carregamento de VE, mas também do sistema elétrico ao qual se encontram ligadas;
- Do lado da rede elétrica, o desenvolvimento de soluções flexíveis e inteligentes (menos baseadas em investimento em ativos de rede) que acomodem o aumento de consumo da mobilidade elétrica, preservando as condições de segurança e qualidade de serviço.

5.5.1 Preço Final Pago pelos Utilizadores de Veículos Elétricos na Rede de Mobilidade Elétrica

O preço final pago pelos UVE pela utilização da rede Mobi.E para carregamento do seu veículo é composto por diversas parcelas. De facto, o montante total faturado pelo CEME, com o qual o UVE estabeleceu um contrato para o serviço de carregamento, reflete diversos custos, os quais podem ser agrupados do seguinte modo:

- **A componente CEME**, que consta do contrato negociado entre o CEME e o UVE, respeita à eletricidade fornecida para carregamento do veículo elétrico, que inclui: o valor da eletricidade e sua comercialização, as redes de energia elétrica, bem como a tarifa EGME aplicável aos CEME;
- **A componente OPC** ²⁶², que inclui: a utilização dos pontos de carregamento, assim como a tarifa EGME aplicável aos OPC;
- **A componente de taxas e impostos**, definidos pelo Estado português, designadamente: o imposto especial sobre o consumo de energia elétrica (IEC) e o imposto sobre o valor acrescentado (IVA), se aplicável.

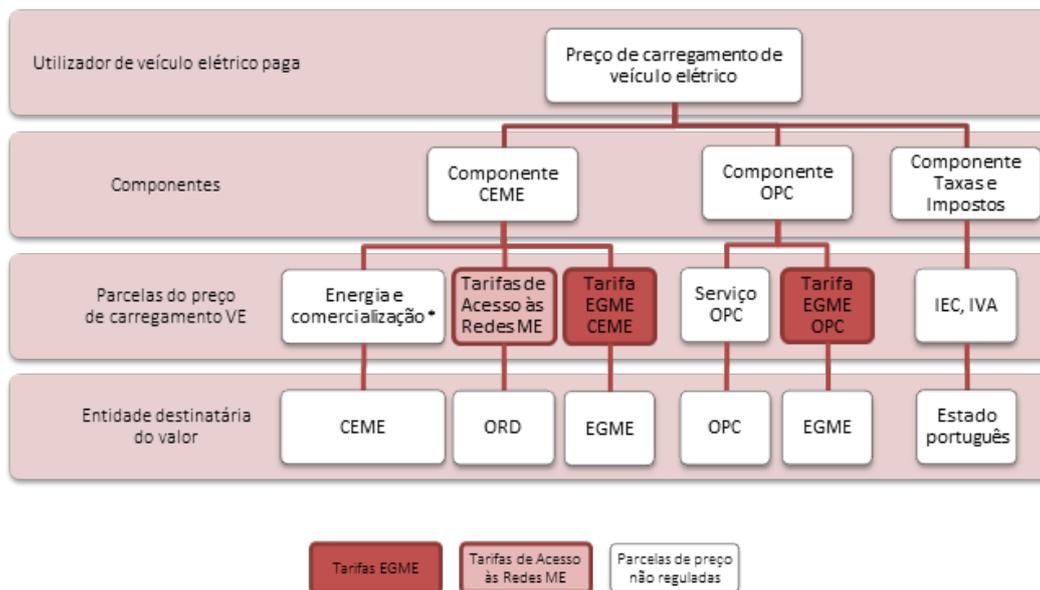
Assim, o preço final pago pelos utilizadores de veículos elétricos incorpora tarifas reguladas, definidas pela ERSE, quer sejam as tarifas da EGME ²⁶³, aplicáveis aos CEME e aos OPC, como as correspondentes às tarifas de Acesso às Redes de energia elétrica ²⁶⁴. A Figura 5-17 resume a estrutura do preço de carregamento de veículos elétricos na Rede de Mobilidade Elétrica.

²⁶² Embora seja cobrada pelo CEME, esta parcela será transferida para os respetivos operadores de ponto de carregamento (OPC) onde o UVE carregou o seu veículo.

²⁶³ A fixação das tarifas da Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica compete à ERSE, de acordo com o estabelecido no Regulamento da Mobilidade Elétrica [RME, artigo 44.º]. Mais informação em: <https://www.erse.pt/mobilidade-eletrica/tarifas-e-precos/>.

²⁶⁴ Tarifas de Acesso às Redes de Energia Elétrica aplicáveis à Mobilidade Elétrica, conforme o Regulamento Tarifário do setor elétrico, aprovado pelo Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho [art.º 55.º]. Mais informação em <https://www.erse.pt/atividade/regulacao/tarifas-e-precos-eletricidade/>.

Figura 5-17 – Estrutura do preço de carregamento de veículos elétricos na Rede de Mobilidade Elétrica²⁶⁵



Nota:

Nas secções abaixo são detalhados os aspetos particulares das parcelas das componentes CEME e OPC, com especial destaque para as sujeitas a atuação da ERSE.

5.5.2 Tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica

As tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica aplicam-se às entregas aos UVE [RT, art.º 55.º, n.º 1]. Estas tarifas são faturadas pelos ORD aos CSE que aprovisionem os CEME com entregas em pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica e aos agentes de mercado com entregas em pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica [RME, art.º 9.º, n.º 2].

Existem quatro tarifas distintas, em função do nível de tensão do ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica (nível de tensão em que se encontra ligada a instalação elétrica do ponto de carregamento) ser em BT, MT, AT ou MAT. Estas tarifas são: i) Tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em BT; ii) Tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em MT; iii) Tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade

²⁶⁵(*) No caso das Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores, o preço de energia e comercialização é regulado.

Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em AT e iv) Tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em MAT. Esta separação permite aplicar de forma mais coerente as tarifas de acesso às redes aplicáveis à mobilidade elétrica. Na situação em que o ponto de entrega está ligado em MT não é utilizada a rede de distribuição em BT, pelo que, ao abrigo do princípio da aditividade tarifária, não devem os seus utilizadores ser onerados com o pagamento da rede que não utilizam para efeitos do carregamento.

O cálculo subjacente a estas tarifas é o seguinte [RT, art.º 55.º, n.º 3 a n.º 6]:

- Tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em BT: resulta da tarifa de Acesso às Redes em BTN;
- Tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em MT: resulta da tarifa de Acesso às Redes em BTN deduzida da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT;
- Tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em AT: resulta da tarifa de Acesso às Redes em BTN deduzida da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT e da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT;
- Tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em MAT: resulta da tarifa de Acesso às Redes em BTN deduzida da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT, da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT e da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT.

As tarifas são compostas por preços da energia ativa discriminados por período horário, definidos em euros por kWh, pelo que os preços de potência da tarifa de Acesso às Redes em BTN e da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT são convertidos para preços de energia por período tarifário [RT, art.º 56.º, n.º 1 e n.º 3]. A estrutura de preços destas tarifas apresenta diferenciação horária (bi-horária e tri-horária), o que permite garantir a inexistência de subsidiação cruzada com as restantes tarifas de Acesso às Redes de energia elétrica.

A estrutura constituída unicamente por preços de energia e, por isso, sem preços de potência contratada, resulta do facto de a carga a satisfazer (veículos automóveis) variar no tempo e no espaço. Esta variação espacial obriga a variabilizar os conceitos de potência contratada, convertendo-os em preços de energia. Com esta conversão assegura-se a neutralidade em termos de pagamentos, pois os preços de energia destas tarifas são superiores aos preços de energia das opções tarifárias bi-horárias e tri-horárias em BTN, com o diferencial a corresponder à recuperação dos custos de potência contratada. A conversão dos preços de potência contratada para preços de energia ativa, a partir de 2022, passou a ser feita com diferenciação dos preços de energia por período horário, de modo a proporcionar sinais mais adequados à utilização das redes.

5.5.3 Tarifas da Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica

As tarifas da EGME, cuja fixação compete à ERSE, são estabelecidas de forma a proporcionar à EGME um montante de proveitos calculado de acordo com o estabelecido no Regulamento da Mobilidade Elétrica [RME, artigo 44.º].

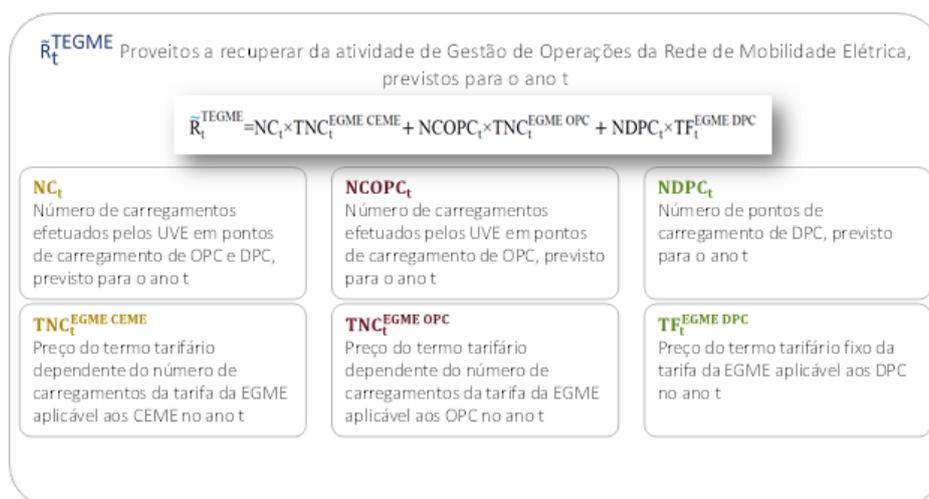
Figura 5-18 – Tarifas Reguladas da EGME

As tarifas da EGME, cuja fixação compete à ERSE, são estabelecidas de forma a proporcionar à EGME um montante de proveitos calculado de acordo com o estabelecido no Regulamento da Mobilidade Elétrica [RME, artigo 44.º].

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto
Tarifa da EGME aplicável aos CEME	TEGME _{CEME}	Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica (EGME)	Comercializadores de eletricidade para a mobilidade elétrica (CEME)	Gestão de operações da rede de mobilidade elétrica
Tarifa da EGME aplicável aos OPC	TEGME _{OPC}	Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica	Operadores de ponto(s) de carregamento (OPC)	Gestão de operações da rede de mobilidade elétrica
Tarifa da EGME aplicável aos DPC	TEGME _{DPC}	Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica	Detentor de ponto de carregamento de acesso privativo (DPC)	Gestão de operações da rede de mobilidade elétrica

As tarifas da EGME assumem uma estrutura tarifária monómia, isto é, com uma única variável de faturação, conforme se apresenta na Figura 5-19.

Figura 5-19 – Proveitos a recuperar da atividade de GOME e tarifas da EGME



No caso das tarifas da EGME aplicáveis aos CEME e aos OPC, a variável de faturação corresponde ao número de carregamentos realizados por UVE [RME, artigos 41.º e 42.º], sendo que, no caso da tarifa aplicável a CEME, esses carregamentos são os realizados pelos UVE, clientes de cada CEME, tanto em pontos de carregamento de OPC como de DPC [RME, artigo 44.º, n.º 1]. A adoção desta variável resulta de um compromisso: por um lado, representar adequadamente a real utilização da infraestrutura, nomeadamente, o volume de transações de dados gerados com os carregamentos; por outro, facilitar, tanto aos CEME como aos OPC, a construção de tarifários variabilizados a apresentar aos UVE, o que não sucederia com a existência de um termo adicional de carácter fixo ²⁶⁶.

Para a tarifa da EGME aplicável aos DPC, a escolha da variável recaiu sobre o número de pontos de carregamento [RME, artigo 43.º, n.º 1]. A motivação subjacente é a de que, ao contrário das restantes tarifas da EGME, esta tarifa é de aplicação direta ao cliente final que, neste caso, é o titular do ponto de carregamento ²⁶⁷. Desse modo, a variável de faturação corresponde a um único termo fixo, permitindo a sua aplicação de forma mais simples, concorrendo igualmente para a melhor compreensão dos seus valores junto dos titulares de pontos de carregamento.

As primeiras tarifas da EGME foram publicadas em 2021, para vigorarem a partir de 1 de maio desse ano. Esse primeiro exercício de definição das tarifas da EGME ocorreu num momento de particular incerteza, devida ao contexto pandémico e consequente impacte a nível macroeconómico e procura na rede Mobi.E

Os carregamentos realizados em pontos de OPC para 2023 têm implícito um custo associado às tarifas EGME (aplicáveis a OPC e a CEME) de 0,52 €/carregamento (0,59 €/carregamento, em 2022). Estas tarifas são parte dos custos dos OPC e dos CEME e assim, indiretamente, afetam o preço final pago pelos UVE ao realizarem carregamentos na rede de mobilidade elétrica.

No caso de pontos de carregamento de DPC, a tarifa da EGME que lhes é aplicável representa um encargo anual de 16 €/ponto de carregamento em 2023 (18 €/carregamento, em 2022).

²⁶⁶ Embora os CEME e os OPC sejam livres de adotar as estruturas tarifárias mais adequadas à repercussão de custos nos seus clientes.

²⁶⁷ Nos termos do RME, o DPC é definido como uma pessoa, singular ou coletiva ou equiparada, titular de um ponto de carregamento, situado em local de acesso privativo, integrado na rede de mobilidade elétrica por opção do titular e sem atividade comercial direta [RME, artigo 8.º, n.º 1].

5.5.4 Tarifas de Energia e Comercialização Aplicáveis à Mobilidade Elétrica na RAA e na RAM

As tarifas de Energia e Comercialização aplicáveis à Mobilidade Elétrica, na Região Autónoma dos Açores (RAA) e na Região Autónoma da Madeira (RAM), aplicam-se aos fornecimentos de eletricidade a realizar aos CEME, no âmbito da mobilidade elétrica [RT, art.º 109.º]. Estas tarifas possibilitam o aprovisionamento dos CEME nas regiões autónomas, sem prejuízo de outras possibilidades que existam nas regiões ²⁶⁸.

Estas tarifas são compostas por preços de energia ativa discriminados por período horário, definidos em euros por kWh [RT, art.º 103.º e art.º 104.º]. Os preços resultam da soma dos preços das seguintes tarifas, aplicáveis a cada região autónoma: i) Tarifa de Energia aplicável às entregas em BTN, com estrutura tri-horária ou bi-horária, ii) Tarifa de Comercialização aplicável às entregas em BTN, convertida para preços de energia por período horário.

A existência destas tarifas reguladas possibilita a existência da rede de mobilidade elétrica em todo o território nacional, uma vez que assegura o aprovisionamento dos CEME, caso estes não disponham de outras opções.

5.5.5 Preços de Utilização de Pontos de Carregamento e Preços de Comercialização de Eletricidade para a Mobilidade Elétrica

O preço de utilização de cada ponto de carregamento e o preço de comercialização de eletricidade para a mobilidade elétrica são estabelecidos em regime de mercado. O preço final a pagar pelo UVE pelo carregamento do veículo, na rede da mobilidade elétrica, dependendo do contrato estabelecido entre o utilizador e o seu comercializador para a mobilidade elétrica.

Neste âmbito, a atuação da ERSE consiste na supervisão dos preços. Os CEME devem enviar à ERSE informação discriminada sobre os preços de referência que se propõem praticar, bem como sobre os preços praticados relativos aos carregamentos e outros serviços [RME, art.º 87.º]. A informação relativa aos preços praticados pelos OPC é recolhida através da EGME, nos termos a aprovar pela ERSE [RME, art.º 88.º].

²⁶⁸ Por exemplo, compra e venda de energia por contrato bilateral.

Após uma consulta de interessados, que decorreu entre os dias 22 de setembro e 7 de dezembro de 2021, a ERSE aprovou os procedimentos para o reporte dos preços das ofertas comerciais e dos preços médios faturados aos utilizadores do veículo elétrico pelos CEME e dos procedimentos para o reporte das ofertas comerciais dos OPC integrados na rede da mobilidade elétrica, pela EGME, através da Diretiva n.º 7/2022, de 28 de fevereiro.

O conjunto desta informação permite à ERSE realizar uma adequada supervisão dos preços, assim como promover o desenvolvimento de ferramentas de comparação e informação ao utilizador de veículo elétrico, contribuindo para uma escolha esclarecida do fornecedor de energia e do operador de ponto de carregamento, no que respeita aos preços e condições contratuais com influência no preço.

5.5.6 Estrutura do Preço Médio Pago pelos UVE na Rede de Mobilidade Elétrica

A avaliação do preço médio pago pelos UVE na rede Mobi.E, assim como a sua estrutura, é realizada tendo por base a informação disponível, que inclui informação enviada à ERSE pela EGME, assim como uma série de pressupostos.

Esta avaliação tem por base um consumo de 9,5 kWh/carregamento, valor médio do intervalo de consumo por carregamento mais frequente nos meses de julho de 2021 a agosto de 2022, de acordo com a informação prestada pela empresa MOBI.E.

Assumi-se uma estrutura de consumo, entre horas de vazio e horas fora de vazio, idêntica à prevista para 2023 (19,5% e 80,5%, respetivamente). Analisaram-se ainda as opções disponíveis em termos de pontos de carregamento, normais e rápidos, e dos respetivos pontos de entrega da RESP, em BT e em MT.

Outros pressupostos utilizados na construção do preço final foram os seguintes:

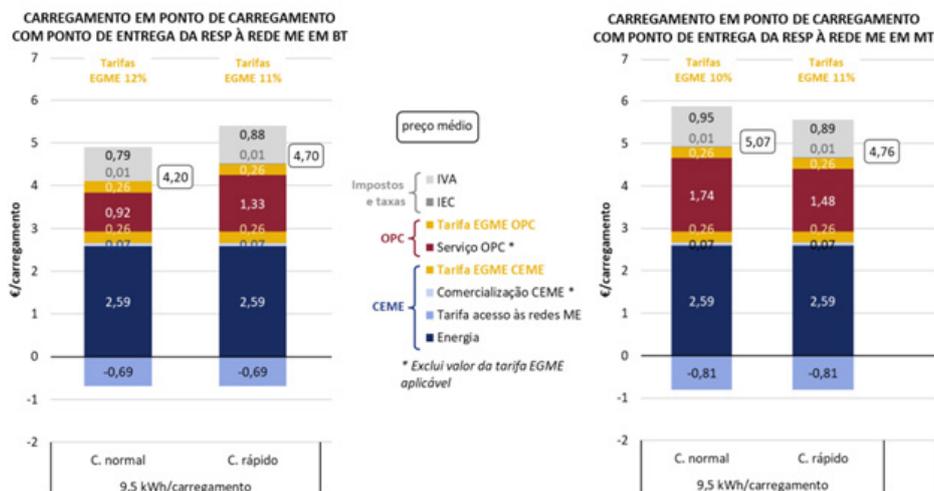
- Parcela de energia e comercialização, da componente CEME: estimada a partir da tarifa de energia do setor elétrico para 2023, com preços convertidos para fornecimentos em BTN< bi-horária, e da tarifa de comercialização do setor elétrico para 2023, totalmente variabilizada para energia, com preços convertidos para fornecimentos em BTN< bi-horária;
- Parcela de tarifas de Acesso às Redes, da componente CEME: estimada a partir da tarifa de Acesso às Redes de Energia Elétrica para a Mobilidade Elétrica para 2023, bi-horária, para pontos de carregamento com ponto de entrada da RESP em BT e em MT;
- Parcela de serviço OPC, da componente OPC: estimada a partir dos preços em dezembro de 2022 de OPC representativos, ponderados pelas quotas de consumo em 2021; preços para carregamento normal, considerando potência de carregamento a 11 kW, e, para carregamento rápido, de 50 kW;
- Tarifas da EGME, tanto da componente CEME, como da componente OPC: conforme preços para 2023;
- IEC e IVA, da componente de taxas e impostos ²⁶⁹: conforme valores para 2022.

IMPACTO DAS TARIFAS EGME NO PREÇO FINAL POR CARREGAMENTO (EUR/CARREGAMENTO)

Os resultados da análise mostram que as tarifas da EGME (aplicáveis a CEME e a OPC) representarão entre 12% (carregamento normal, em ponto de carregamento com entrega da RESP em BT) e 10% (carregamento normal, em ponto de carregamento com entrega da RESP em MT) da fatura total paga pelo UVE por carregamento, conforme se apresenta na Figura 5-20.

²⁶⁹ Não é considerado o apoio financeiro aos utilizadores de veículos elétricos, estabelecido no Despacho n.º 12854-H/2021, de 30 de dezembro.

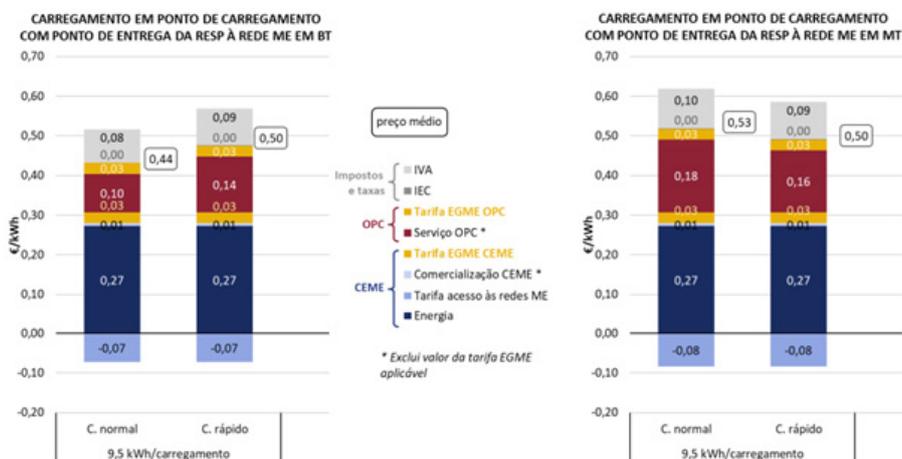
Figura 5-20 – Impacto das tarifas EGME no preço pago pelos UVE por carregamento (EUR/carregamento)



IMPACTO DAS TARIFAS EGME NO PREÇO FINAL POR UNIDADE DE ENERGIA (EUR/KWH)

Adimensionalizando os valores obtidos anteriormente, com a energia consumida do carregamento cenarizado (9,5 kWh), constata-se que o preço final por unidade de energia varia entre os 0,44 EUR/kWh e os 0,53 EUR/kWh (Figura 5-21). Este resultado é expectável, uma vez que as parcelas relativas às tarifas da EGME não dependem da energia consumida.

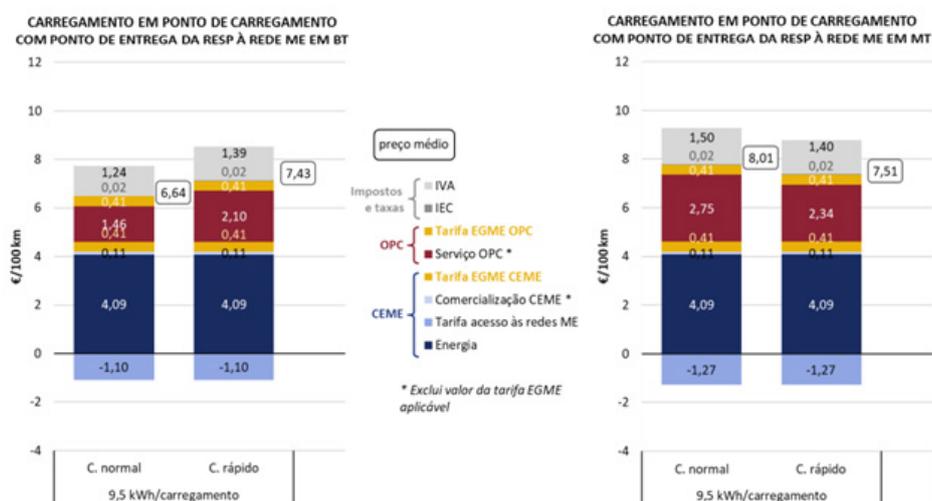
Figura 5-21 – Impacto das tarifas EGME no preço pago pelos UVE por energia carregada (EUR/kWh)



IMPACTO DAS TARIFAS EGME NO PREÇO FINAL POR DISTÂNCIA PERCORRIDA (EUR/100 KM)

Adimensionalizando pelo consumo específico médio por distância percorrida, e assumindo um valor de 15 kWh/100 km para o veículo elétrico, a análise aponta para um preço de carregamento entre 6,6 EUR/100 km e 8,0 EUR/100 km, conforme se apresenta na Figura 5-22.

Figura 5-22 – Impacto das tarifas EGME no preço pago pelos UVE por distância percorrida (EUR/100 km)



5.5.7 Comparação com Outras Opções de Carregamento e de Motorização

A adesão dos utilizadores de veículos elétricos à rede pública de carregamento, e o tipo de utilização da rede, dependem de uma série de condicionantes. Estas podem incluir questões de acesso, como a proximidade a pontos de carregamento, a facilidade de deslocação ou de horários, e ainda os custos de carregamento na rede. Importa, por isso, comparar o custo para os UVE pelo carregamento na rede com o custo do carregamento quando realizado na habitação/edifício do UVE (isto é, dentro de uma instalação de utilização de energia elétrica).

Além disso, e numa perspetiva mais abrangente da mobilidade, a própria mudança de uma mobilidade baseada em veículos com motor de combustão interna para veículos elétricos depende da comparação dos custos num e noutro caso.

Assim, procede-se a uma análise comparativa destas opções: carregamento do veículo elétrico na rede de mobilidade elétrica (conforme seção anterior), carregamento de veículo elétrico em casa e abastecimento de veículos com motor de combustão interna.

De notar que estas opções não incluem custos além dos relativos ao carregamento/abastecimento com a forma de energia associada, como é o caso de custos com a aquisição do próprio veículo, com a aquisição e instalação de equipamentos (p.ex. carregador elétrico para a habitação) ou custos de manutenção. No caso dos atuais UVE (que já detêm o veículo elétrico), há aqueles que já fizeram o investimento na instalação de carregadores na habitação ou que têm acesso a esses carregadores (por exemplo, no local de trabalho), pelo que a comparação apresentada, entre o carregamento na rede Mobi.E e o carregamento em casa, é a que reflete a sua situação presente. Do mesmo modo, no caso de atuais UVE que também disponham de um veículo com motor de combustão interna, a comparação, entre carregamento elétrico e abastecimento a combustível, também é válida salvo no que se refere a custos de manutenção.

Os pressupostos relativos ao carregamento de veículo elétrico em casa são:

- Cenários de consumo por carregamento: idênticos aos referidos anteriormente para o carregamento do veículo elétrico na rede de mobilidade elétrica;
- Custo de energia: estimado a partir do preço implícito na tarifa aditiva do setor elétrico para 2023²⁷⁰, para fornecimentos em BTN. Consideram-se duas possibilidades: carregamento em tarifa simples e carregamento em tarifa bi-horária, caso em que o carregamento é feito nas horas de vazio (e, portanto, com um preço inferior ao da tarifa simples);
- Custo de potência contratada: supõe-se ser necessária potência contratada adicional para acomodar os carregamentos de veículo elétrico. Duas possibilidades: aumento em dois escalões (em 2,30 kVA), quando instalação está em tarifa simples (carregamentos que coincidem com ponta de consumo da instalação), ou aumento em um escalão (em 1,15 kVA), quando instalação está em tarifa bi-horária (e carregamentos são feitos em horas de vazio). A variabilização do custo da potência contratada adicional considera 10 carregamentos por mês;
- Taxa de IVA de 23%, assumindo que o consumo para carregamento é um consumo marginal;
- Não se consideram eventuais custos de investimento em equipamento próprio para carregamento em casa, que possa ser necessário.

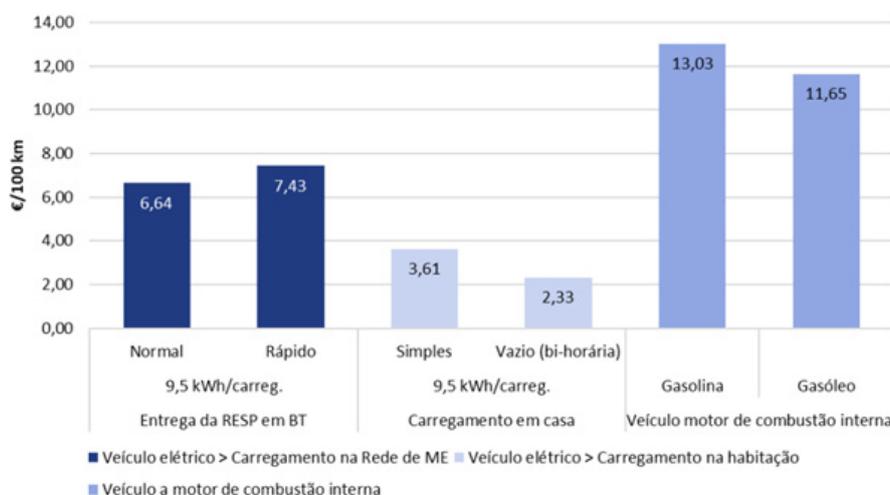
²⁷⁰ Conforme valores publicados em dezembro de 2022.

Os pressupostos relativos ao abastecimento de veículos com motor de combustão interna são:

- Consumos específicos: 7 litros/100 km, para veículos a gasolina, 6 litros/100 km, para veículos a gasóleo;
- Preços dos combustíveis, incluindo impostos e taxas: conforme Boletim Mercado de Combustíveis e GPL, de outubro de 2022, publicado pela ERSE.

Os resultados constam na Figura 5-23. Note-se que a comparação apenas considera, para os carregamentos na rede de mobilidade elétrica, os que são efetuados em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP em BT, os quais são tipicamente superiores aos realizados em carregamento com ponto de entrega da RESP em MT.

Figura 5-23 – Comparação de opções de carregamento de veículos elétricos e outras motorizações, 2023²⁷¹



Em termos de custos por distância percorrida, os veículos elétricos são mais competitivos do que os veículos a motor de combustão interna, embora o seu carregamento na rede de mobilidade elétrica seja mais caro que na habitação. De notar que esta análise não contempla custos de investimento na aquisição dos veículos nem custos com eventuais carregadores nas habitações.

²⁷¹ Conforme valores publicados em dezembro de 2022.

ÍNDICE

6 Sustentabilidade	443
6.1 Compromissos de Descarbonização	443
6.1.1 Compromissos Internacionais e Metas Europeias	444
6.1.2 Objetivos Nacionais para o Horizonte 2030	446
6.1.3 Revisão das Metas em Matéria de Emissões	448
6.1.4 O PNEC e a Produção Renovável no Setor Elétrico	449
6.2 Produção Renovável	450
6.2.1 Caracterização da Produção Renovável	450
6.2.2 Custos com a Produção Renovável	453
6.2.3 Produção Renovável nas Regiões Autónomas	458
6.2.3.1 Região Autónoma dos Açores	458
6.2.3.2 Região Autónoma da Madeira	462
6.3 Eficiência Energética	466
6.3.1 Contexto Nacional e Europeu	467
6.3.2 O Papel da ERSE	468
6.3.3 O PPEC	469
6.3.3.1 O PPEC do Setor Elétrico	470
6.3.3.2 Extensão do PPEC ao Setor do Gás	474
6.4 Perdas nas Redes	476
6.4.1 Evolução das Perdas nas Redes de Transporte e Distribuição	477
6.4.2 Fatores de Ajustamento para Perdas	479
6.4.3 Mecanismo de Incentivo à Redução de Perdas nas Redes de Distribuição	482
6.5 Mercados e Sustentabilidade	488
6.5.1 Evolução das Emissões de CO ₂ no MIBEL	488
6.5.2 Colocação da PRE em Mercados a Prazo	496
6.5.2.1 Mecanismo de Contratualização de Energia	498
6.5.2.2 Balanço Global a 31 de janeiro de 2022 dos Produtos já Entregues	499
6.5.3 Leilões Solares	502
6.5.4 Garantias de Origem	505
6.5.5 Rotulagem de Energia	506
6.6 Sustentabilidade Económica e Financeira	508
6.6.1 Diferenciais de Custos da Aquisição de Eletricidade	509
6.6.1.1 Diferencial de Custo com os Contratos de Aquisição de Energia não Cessados	510
6.6.1.2 Diferencial de Custo da Produção em Regime Especial com Remuneração Garantida	515
6.6.1.3 Custos com a Manutenção do Equilíbrio Contratual	518
6.6.2 Convergência Tarifária das Regiões Autónomas	521
6.6.3 Evolução dos Custos de Interesse Económico Global	522
6.6.4 Evolução da Dívida Tarifária	523
6.7 Incentivos Regulatórios e Sustentabilidade	525
6.7.1 Incentivo Associado às Compras de Licenças de CO ₂ nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira	526

6. SUSTENTABILIDADE

No período sobre o qual incide o presente atlas regulatório a sustentabilidade tem sido um dos eixos mais relevantes na determinação da configuração do setor elétrico. No sentido mais usado do termo, a sustentabilidade está associada ao desempenho do setor em termos ambientais, designadamente tendo em conta os desafios climáticos globais que o planeta vem enfrentando.

Tais desafios internacionais são espelhados em objetivos nacionais (6.1) concretos com incidência no setor. Tradicionalmente existem três áreas de atuação com impacto direto: renováveis (6.2) e eficiência energética (6.3), incluindo as perdas (6.4). Sucesso nestes indicadores, significa uma melhoria no desempenho ambiental do setor elétrico.

Há, no entanto, uma panóplia de outros instrumentos e indicadores ligados com os acima mencionados que importa caracterizar para compreender o impacto nos mercados (6.5), tanto grossistas como retalhistas. Para além da evolução dos mercados existem ainda alguns sistemas de incentivos (6.7), nesta área, que incidem sobre atividades reguladas.

Por outro lado, a sustentabilidade do setor, inclui a vertente económica e financeira. Para tal releva, em particular, a evolução dos custos de política energética e da dívida tarifária (6.6).

6.1 COMPROMISSOS DE DESCARBONIZAÇÃO

Contrariamente ao que sucede noutros setores, onde a evolução é condicionada pelas preferências do mercado e pela evolução tecnológica, o setor da energia, e em particular o setor elétrico, tem o compromisso de evoluir tendo em conta um conjunto muito importante de compromissos associados a metas de descarbonização setorial que derivam de compromissos internacionais.

Assim o mercado, consumidores e produtores, são condicionados nas suas decisões, não apenas por variáveis puramente tecnológicas e económicas, mas também pela necessidade de no momento e a prazo, cumprirem com estes compromissos. Tanto a política energética como a regulação económica e a supervisão do setor elétrico devem ter em conta esta dimensão ambiental que é incontornável.

Seguidamente apresentam-se, para o período que abrange este Atlas Regulatório, os desenvolvimentos em matérias desses compromissos, e o que daí resulta para o setor energético, e em particular para o setor elétrico, em termos de objetivos de médio prazo.

6.1.1 Compromissos Internacionais e Metas Europeias

Na sequência dos acordos de Paris em 2015, foram estabelecidos pelos países signatários compromissos que culminaram na aprovação de um esforço global de redução de emissões, reiterado na Convenção-Quadro das Nações Unidas para as Alterações Climáticas²⁷².

Considerando que a produção e utilização de energia é responsável por dois terços das emissões de gases com efeito de estufa (GEE) da União Europeia (UE), e com o objetivo de manter a competitividade enquanto a transição para energia limpa provoca mudanças nos mercados energéticos mundiais, em 2016, a Comissão Europeia propôs o pacote legislativo denominado “Energia Limpa para Todos os Europeus” (Pacote Energia Limpa).

Em dezembro de 2018 foram publicadas três das peças deste pacote legislativo: i) a Diretiva (UE) 2018/2001, de 11 de dezembro, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis, que estabelecia uma meta vinculativa para a UE de, pelo menos, 32% da quota-parte das energias renováveis no consumo de energia para 2030, com uma revisão para aumento desta meta em 2023; ii) a Diretiva (UE) 2018/2002, de 11 de dezembro, relativa à eficiência energética; iii) o Regulamento (UE) 2018/1999, de 11 de dezembro, relativo à Governança da União da Energia e da Ação Climática, que inclui a obrigação dos Estados-Membros apresentarem um Plano Nacional integrado Energia Clima para 2021-2030.

²⁷² Acordo de Paris, Nações Unidas, Paris, 2015 (https://unfccc.int/sites/default/files/english_paris_agreement.pdf)

No âmbito do Pacto Ecológico Europeu²⁷³ e com a Lei europeia em matéria de clima²⁷⁴, a UE estabeleceu a meta vinculativa de neutralidade climática até 2050. O Pacto assume como visão uma economia europeia competitiva que, em 2050, tenha zero emissões líquidas de GEE e em que o crescimento económico esteja dissociado da utilização dos recursos. Como etapa intermédia, a UE comprometeu-se a reduzir as emissões em, pelo menos, 55 % até 2030, face a 2019, lançando o designado Pacote Objetivo 55. Estas são metas ambiciosas que implicam a transição para um sistema energético neutro em carbono, abrangendo eficiência energética, produção descentralizada renovável, digitalização, papel ativo dos consumidores, mobilidade elétrica, armazenamento, captura de carbono e hidrogénio verde.

O Plano REPowerEU, aprovado em maio de 2022, na sequência da guerra na Ucrânia, vieram acelerar os planos de transição energética e reduzir a dependência de combustíveis fósseis.

A Diretiva (UE) 2023/2413, de 18 de outubro (RED III) reforça os objetivos da UE em matéria de energias renováveis, fixando metas mais ambiciosas e introduzindo novos requisitos para os Estados-Membros. Esta diretiva determina que, até 2030, pelo menos 42,5% da energia consumida na UE deve ser proveniente de fontes renováveis. Para além desse nível obrigatório, os Estados-Membros deverão procurar alcançar coletivamente uma meta global da União em matéria de energias renováveis de 45%, definida no Plano REPowerEU. Para alcançar este objetivo, são promovidas medidas que facilitam a integração das energias renováveis no mercado energético, incluindo procedimentos administrativos simplificados e acelerados para a autorização de projetos.

A Diretiva (UE) 2023/1791, de 13 de setembro, reforça os objetivos da UE em matéria de eficiência energética, fixando metas mais ambiciosas, apresentadas no capítulo 6.3.

²⁷³ COM (2019) 640 final, de 11 de dezembro.

²⁷⁴ Regulamento (UE) 2021/1119, de 30 de junho.

6.1.2 Objetivos Nacionais para o Horizonte 2030

No contexto Convenção-Quadro das Nações Unidas para as Alterações Climáticas, Portugal comprometeu-se a atingir a neutralidade carbónica em 2050, tendo definido um Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050)²⁷⁵, com as trajetórias e medidas para atingir este objetivo.

O RNC 2050 considerou a década de 2021-2030 uma década crítica para atingir os objetivos de redução de emissão de GEE. Os Estados Membros assumiram como missão estabelecer metas, objetivos e definir medidas e políticas de redução de emissões de GEE, de incorporação de energias de fonte renovável e de aumento da eficiência e segurança energética. As metas, objetivos e políticas nacionais foram aprovados no Plano Nacional Energia e Clima para o horizonte 2021-2030 (PNEC 2030), o instrumento nacional de política energética e climática para a presente década. O PNEC 2030 foi aprovado em 2020²⁷⁶, tendo sido submetido um projeto de revisão à Comissão Europeia em junho de 2023, estabelecendo, entre outros aspetos, novas metas nacionais de redução de emissões de gases com efeito de estufa e novas metas de incorporação de energia a partir de fontes renováveis, bem como novas linhas de ação e políticas e medidas a adotar para a sua concretização. A 3 de dezembro de 2024, a Comissão Parlamentar de Ambiente e Energia aprovou a atualização do PNEC 2030, tendo a mesma sido submetida à Comissão Europeia²⁷⁷.

As metas estabelecidas no PNEC 2030 podem resumir-se no Quadro 6-1.

Quadro 6-1 - Metas nacionais de Portugal para o horizonte 2030

METAS NACIONAIS	EMISSIONES (sem LULUCF; em relação a 2025)	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (redução em energia primária e meta de consumo)	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (meta de consumo de energia final)	RENOVÁVEIS (no consumo final bruto de energia)	RENOVÁVEIS NOS TRANSPORTES	INTERLIGAÇÕES ELÉTRICAS
PNEC 2030	-45% a -55%	35%	-	47%	20%	15%
Revisão 2023 (versão draft)	-55%	35%	-	49%	23%	15%
Revisão 2024	-55%	16 711 ktep	14 371 ktep	51%	29%	15%

Fonte: PNEC 2030

²⁷⁵ <https://descarbonizar2050.apambiente.pt/>

²⁷⁶ Resolução do Conselho de Ministros, n.º 53/2020, de 10 de julho.

²⁷⁷ Todas as versões draft e finais do PNEC 2030, submetidas à Comissão Europeia, podem ser consultadas em *National energy and climate plans*

No que se refere ao contributo nacional para as metas da União, os valores são idênticos aos apresentados no quadro anterior, ao nível das renováveis, da eficiência energética e das interligações elétricas. Em termos de emissões de CO₂ (sem LULUCF) (Mt CO_{2eq}), o contributo nacional foi revisto de -17% para -28,7%, face aos níveis de 2005.

Para atingir as metas e objetivos definidos a nível comunitário, foram definidos 8 objetivos nacionais, em torno das 5 dimensões da União da Energia, aprovadas no Regulamento (UE) 2018/1999: descarbonização, eficiência energética, segurança energética, mercado interno de energia e investigação/inovação/competitividade. Os objetivos nacionais apresentam-se no Quadro 6-2.

Quadro 6-2 - Objetivos nacionais para o horizonte 2030

	<p>1. DESCARBONIZAR A ECONOMIA NACIONAL</p> <p>Assegurar uma trajetória de redução de emissões nacionais de gases com efeito de estufa (GEE) em todos os setores de atividade, designadamente energia e indústria, mobilidade e transportes, agricultura e florestas e resíduos e águas residuais, e promover a integração dos objetivos de mitigação nas políticas sectoriais (<i>mainstreaming</i>)</p>
	<p>2. DAR PRIORIDADE À EFICIÊNCIA ENERGÉTICA</p> <p>Reduzir o consumo de energia primária nos vários setores num contexto de sustentabilidade e custo eficaz, apostar na eficiência energética e no uso eficiente de recursos, privilegiar a reabilitação e a renovação do edificado, e promover edifícios de emissões zero</p>
	<p>3. REFORÇAR A APOSTA NAS ENERGIAS RENOVÁVEIS E REDUZIR A DEPENDÊNCIA ENERGÉTICA DO PAÍS</p> <p>Reforçar a diversificação de fontes de energia através de uma utilização crescente e sustentável de recursos endógenos, promover o aumento da eletrificação da economia e incentivar I&I em tecnologias limpas</p>
	<p>4. GARANTIR A SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO</p> <p>Assegurar a manutenção de um sistema resiliente e flexível, com diversificação das fontes e origens de energia, reforçando, modernizando e otimizando as infraestruturas energéticas, desenvolvendo as interligações e promovendo a integração, a reconfiguração e a digitalização do mercado da energia, maximizando a sua flexibilidade</p>
	<p>5. PROMOVER A MOBILIDADE SUSTENTÁVEL</p> <p>Descarbonizar o setor dos transportes, fomentando a transferência modal e um melhor funcionamento das redes de transporte coletivo, promovendo a mobilidade elétrica e ativa e o uso de combustíveis alternativos limpos</p>
	<p>6. PROMOVER UMA AGRICULTURA E FLORESTA SUSTENTÁVEIS E POTENCIAR O SEQUESTRO DE CARBONO</p> <p>Reduzir a intensidade carbónica das práticas agrícolas e promover uma gestão agroflorestal eficaz contribuindo para aumentar a capacidade de sumidouro natural</p>
	<p>7. DESENVOLVER UMA INDÚSTRIA INOVADORA E COMPETITIVA</p> <p>Promover a modernização industrial apostando na inovação, na descarbonização, digitalização (indústria 4.0) e na circularidade, contribuindo para o aumento da competitividade da economia</p>
	<p>8. GARANTIR UMA TRANSIÇÃO JUSTA, EQUITATIVA, DEMOCRÁTICA E COESA</p> <p>Reforçar o papel do cidadão como agente ativo na descarbonização e na transição energética, criar condições equitativas para todos, combater a pobreza energética, criar instrumentos para a proteção dos cidadãos vulneráveis e promover o envolvimento ativo dos cidadãos e a valorização territorial</p>

Fonte: PNEC 2030

As políticas europeias em matéria de clima, energia, transportes e emissões de GEE, foram consensualizadas no já referido Pacto Ecológico Europeu de 2019, que engloba um vasto conjunto de diplomas – diretivas, regulamentos, fundos, mecanismos e estratégias. Estes diplomas impactam as diferentes vertentes dos sectores energéticos dos Estados Membros, e em Portugal, as atividades reguladas do setor elétrico, do setor do gás natural e do setor da mobilidade elétrica, sobre as quais a ERSE detém ação regulatória.

Apesar de definirem as suas próprias estratégias e planos regionais, as regiões autónomas dos Açores e da Madeira alinham, em matéria de energia e clima, as suas metas e objetivos com os definidos a nível nacional, sobretudo em matéria de energias renováveis e emissões.

6.1.3 Revisão das Metas em Matéria de Emissões

Com a revisão das metas no contexto do novo PNEC, o contributo de Portugal para a meta da União será a de reduzir as suas emissões de GEE nos setores não abrangidos pelo regime do Comércio Europeu de Licenças de Emissão (não-CELE) em -28,7% até 2030 (a meta anterior fixada no PNEC aprovado, em 2020, era de -17%). A trajetória a seguir, até 2030, encontra-se fixada conforme o Quadro 6-3.

Quadro 6-3 - Limite de emissões para Portugal nos setores não-CELE (Mt), estabelecidas pelo Regulamento Partilha de Esforços em relação a 2005

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Limite de emissões nos setores não-CELE	42,53	40,82	40,06	39,3	38,53	40,62*	40,57*	40,52*	40,47*	40,42*

* Os valores para o subperíodo 2026-2030 serão sujeitos a revisão em 2025

Fonte: PNEC 2030

Na década de 2021-2030 é colocada uma tônica de redução mais acentuada no setor dos transportes, na produção de eletricidade e nos edifícios.

Os dados apresentados pelo PNEC revisto evidenciam nas trajetórias já decorridas um cumprimento assinalável em matéria de produção renovável, tendo sido a agricultura o setor onde se verificou maior dificuldade no cumprimento da trajetória esperada para atingir a meta setorial.

De notar que a meta nacional de redução de emissões de CO₂ face a 2005, após 2030, é bastante mais ambiciosa, conforme o Quadro 6-4.

Quadro 6-4 - Meta nacional de redução de emissões de CO_{2eq} (sem LULUCF) face a 2005

OUTRAS METAS NACIONAIS	2030	2040	2050
PNEC 2030	-45% a -55%	65% a 75%	-85% a -90%
Revisão do PNEC 2030	-55%	65% a 75%	-90%

Fonte: PNEC 2030

6.1.4 O PNEC e a Produção Renovável no setor elétrico

Em Portugal, de acordo com os objetivos delineados no PNEC 2030, a potência instalada de fontes de energia renovável irá aumentar cerca de 150% em 2030, face à potência instalada de origem renovável em 2023. De acordo com a trajetória dos objetivos referida no PNEC, será alcançada em 2025, uma potência instalada renovável em redor dos 25 GW (cerca de 80% da potência total instalada) e em 2030, uma potência instalada renovável em redor dos 43 GW (cerca de 88% da potência total instalada). O Quadro 6-5 mostra a evolução da capacidade instalada no Sistema Elétrico Nacional ao longo do período referido no PNEC 2030.

Quadro 6-5 - Objetivos de potência instalada para a produção de eletricidade (MW) no PNEC 2030

	2025	2030
Hídrica	8,1	8,1
<i>do qual em bombagem</i>	3,6	3,9
Eólica*	6,3	12,4
Eólica onshore	6,3	10,4
Eólica offshore	0,03	2,0
Solar Fotovoltaico*	8,4	20,8
do qual centralizado	6,1	15,1
do qual descentralizado	2,8	5,7
Solar Térmico Concentrado**	0	0
Biomassa/Biogás e resíduos	1,3	1,3
Geotermica	0,1	0,1
Ondas	0	0,2
Gás Natural	4,8	3,5
Produtos Petrolíferos	0,6	0,5
Armazenamento (Baterias)	0,5	2,0
Total	31	48

* Inclui capacidade instalada para a produção de hidrogénio

** Esta tecnologia é identificada em 2040, onde se prevê uma capacidade instalada de 60 MW

Fonte: PNEC 2030

No PNEC 2030 encontra-se contemplada a realização de leilões de atribuição de licenças de produção, que visa dar resposta ao cumprimento das metas estabelecidas no referido plano, sendo expressa a preocupação de o fazer evitando onerar os consumidores, tendo em consideração o contexto de mercado. A periodicidade, o número de leilões a realizar em cada ano, o formato e a(s) tecnologia(s) alvo de cada leilão, serão definidos numa base anual tendo em linha de conta os objetivos de evolução da capacidade instalada para cumprir as metas previstas no PNEC e a evolução das redes de transporte e distribuição.

Nos termos deste instrumento de planeamento, para além da atribuição do título de reserva através de leilão, a atribuição de novas licenças de produção de eletricidade a partir de fontes renováveis será ainda possível através das seguintes formas: (i) havendo capacidade na rede, através da emissão do título de reserva de capacidade de injeção na rede, emitido pelo operador da rede elétrica de serviço público (RESP); ou (ii) através de acordo entre o requerente e o operador da RESP com assunção, por parte do requerente, dos encargos financeiros decorrentes da construção ou reforço da rede necessária para a receção da energia produzida pelo centro electroprodutor.

6.2 PRODUÇÃO RENOVÁVEL

A produção de energia a partir de fontes renováveis é um dos principais indicadores do desempenho do setor elétrico em matéria de descarbonização. De seguida caracteriza-se a evolução das renováveis ao longo dos últimos anos, designadamente com a identificação das diferentes tecnologias. No caso da produção renovável com remuneração garantida, ainda dominante em grande parte deste período, são também apresentados os seus custos por tecnologia. O impacte tarifário e a sustentabilidade económica e financeira do sector, relacionada com este e outros custos, só é debatida posteriormente (subcapítulo 6.6).

6.2.1 Caracterização da Produção Renovável

No quadro legislativo anterior a 2022 a designada produção em regime especial (PRE)²⁷⁸ incluía a produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, de tecnologias de produção combinada de calor e de eletricidade (cogeração) e de produção distribuída.

²⁷⁸ Artigo 2.º, alínea zz, do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, que altera o regime jurídico aplicável ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade e à organização dos mercados de eletricidade.

Em Portugal continental, com a publicação do Decreto-Lei n.º 76/2019, a 3 de junho²⁷⁹, estabeleceu-se a revisão do quadro normativo da PRE, 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 ao 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. Assim, no atual contexto, a produção renovável existente em Portugal continental, divide-se entre a produção que é remunerada em regime de mercado, constituída na sua maioria pela grande hídrica, embora a representatividade de outras tecnologias renováveis vá aumentando paulatinamente, e a produção com remuneração garantida atribuída em regimes jurídicos anteriores ao Decreto-Lei n.º 15/2022.

Ainda no âmbito da produção com remuneração garantida, cabe referir o Despacho n.º 10835/2020, de 4 de novembro, da DGEG²⁸⁰, que prevê, em situações excecionais de exploração do SEN, nomeadamente, quando se verificarem congestionamentos ou quando estiver em causa a segurança no equilíbrio produção-consumo e a continuidade do abastecimento de energia elétrica, o envio de ordens de redução por parte do gestor 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 2023, 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 2019 a 2023, este peso variou entre 76% e 88%.

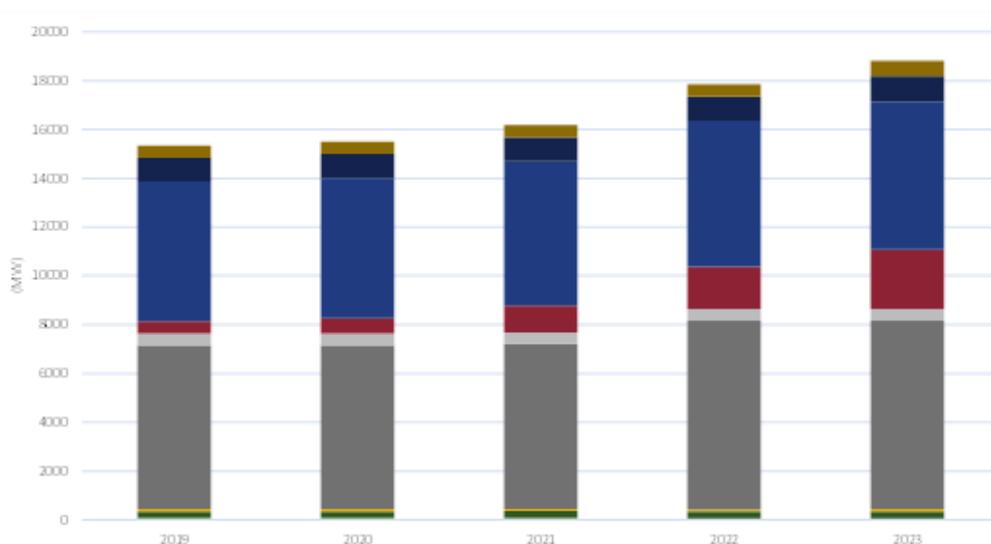
²⁷⁹ Que procedeu à décima primeira alteração do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, desenvolve as bases gerais da organização e funcionamento do Sistema Elétrico Nacional, alterando o regime jurídico aplicável ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade e à organização dos mercados de eletricidade.

²⁸⁰ 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

A Figura 6-1 retrata evolução da potência instalada, classificada à data como PRE/PRG, para os anos de 2019 a 2023, bem como a potência instalada da PRE/PRG para os anos entre 2019 e 2023, excluindo a grande hídrica, de modo a facilitar a interpretação gráfica.

Destaca-se, em 2023, a existência de cerca de 3,2 GW de potência instalada de PRE a participar diretamente em mercado, com exceção da grande hídrica, distribuída pelas tecnologias mini-hídrica (6%), fotovoltaica (66%), eólica (3%) e térmica (26%).

Figura 6-1 – Potência instalada da produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração, 2019 a 2023

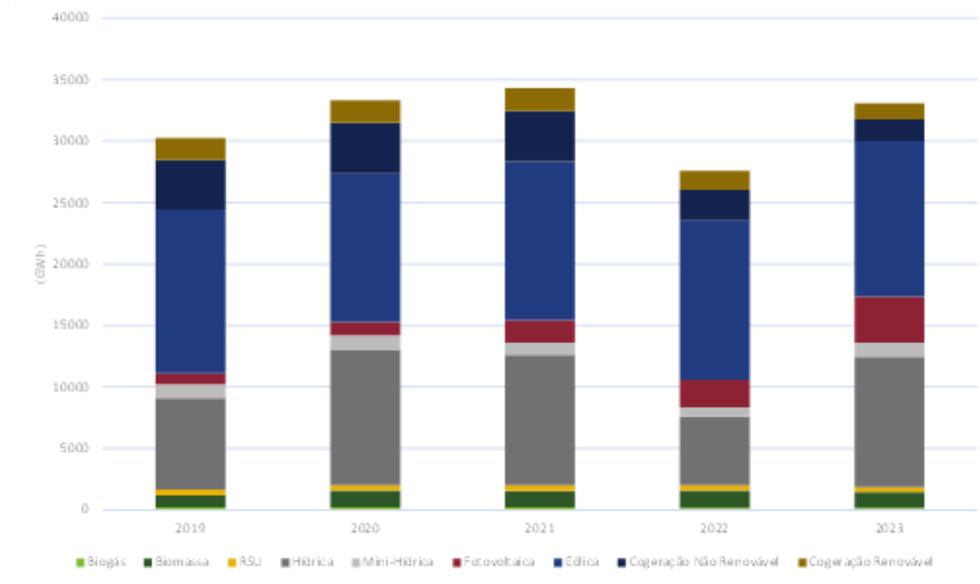


Fonte: REN

Relativamente à energia elétrica produzida em 2023, cerca de 33 TWh tiveram origem na produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração, representando 75% do total de energia elétrica produzida, valor que, entre 2019 e 2023, se situou entre 55% e 75%.

A Figura 6-2 apresenta a evolução da energia elétrica produzida através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis e de cogeração para os anos de 2019 a 2023, desagregada por tecnologia.

Figura 6-2 – Produção de energia elétrica pela PRE²⁸¹, 2019 a 2023



Fonte: REN

Da análise das figuras anteriores, resulta evidente a importância crescente 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.

6.2.2 Custos com a Produção Renovável

A Figura 6-3 apresenta a evolução da produção em regime especial renovável com remuneração garantida, e que é adquirida pelo CUR nos termos das normas aplicáveis, desagregada por tecnologias, que ocorreu no período de 2002 a 2023.

Nesta figura observa-se um crescimento acentuado da injeção deste tipo de produção nas redes até 2010, consequência do rápido desenvolvimento da potência instalada, com crescimentos anuais sempre acima de dois dígitos. Este ritmo abrandou nos anos seguintes, refletindo também um crescimento menos acentuado das ligações à rede de novos produtores desta natureza.

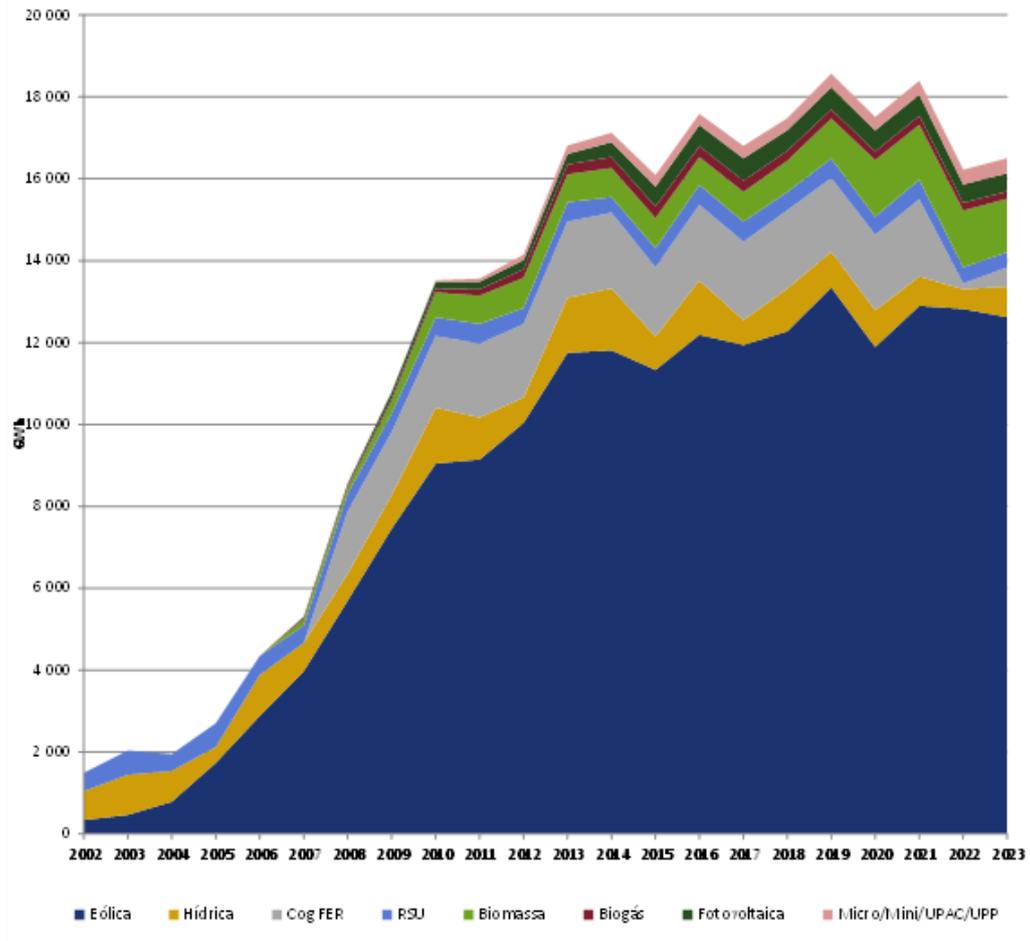
²⁸¹ RSU designa Resíduos Sólidos Urbanos

Em 2013 e 2014, voltou a observar-se um acréscimo da produção em regime especial com remuneração garantida proveniente de fontes renováveis, decorrente não só do aumento da potência instalada, mas sobretudo devido a fatores climatéricos ocorridos nestes dois anos, que influenciaram a produção eólica e hídrica. Em 2015, verificou-se um decréscimo do total de PRG injetada na rede, justificado maioritariamente por fatores climatéricos que originaram baixas eolicidade e hidraulicidade.

Entre 2016 e 2018, a potência total de produtores em regime especial com remuneração garantida não se alterou substancialmente, mas diferentes fatores de utilização da potência instalada ocorridos nesses anos, quer na produção de origem renovável, quer na produção das cogerações que incorporam fontes renováveis, originaram as oscilações substanciais observadas no total da produção em regime especial adquirida pelo CUR.

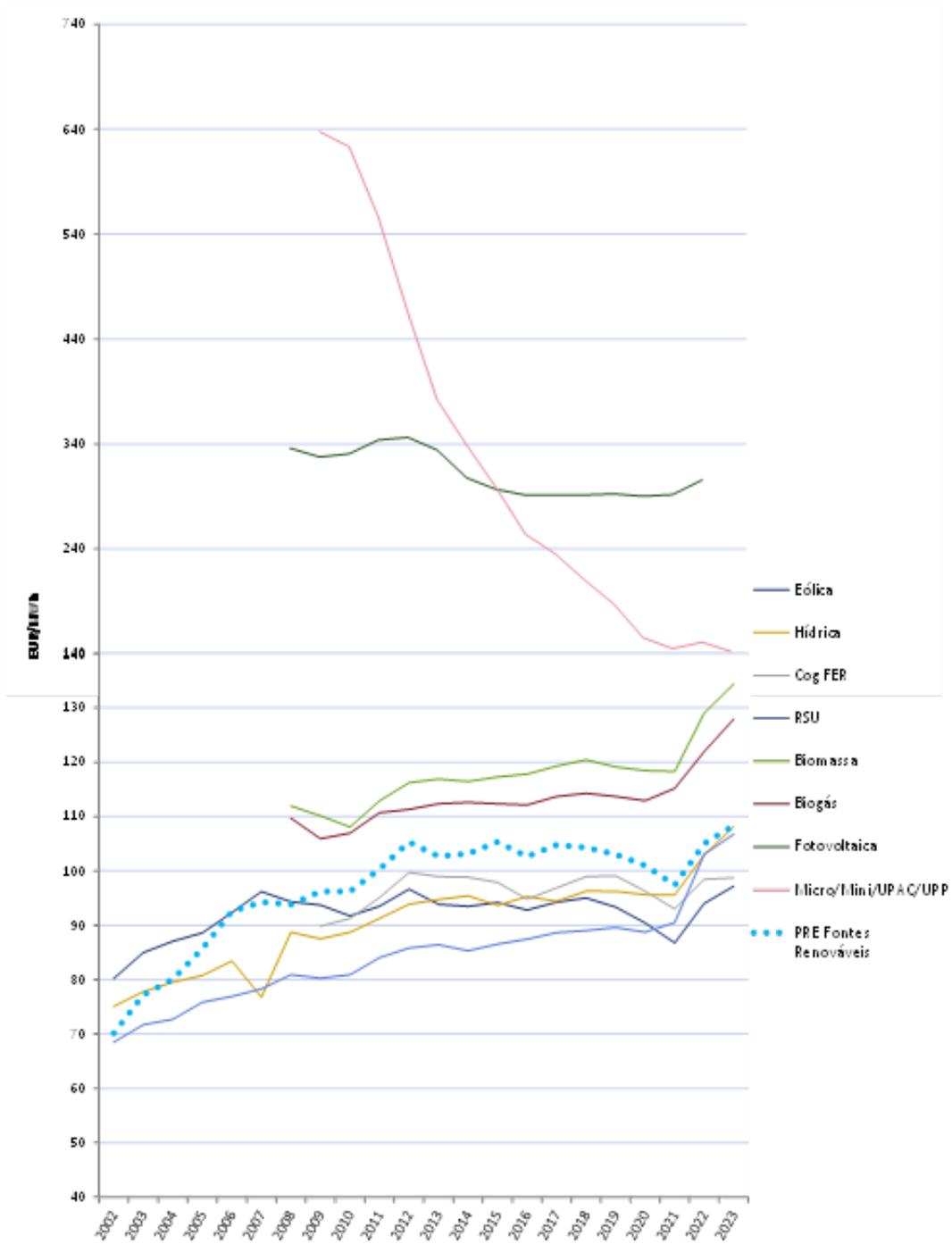
Em 2019, o crescimento ocorrido é justificado principalmente pelo aumento da produtividade eólica, havendo também um contributo da entrada em exploração de cerca de 200MW adicionais de PRG com remuneração garantida neste ano, dos quais cerca de 100MW de biomassa. Em 2020, fruto da menor produtividade de energia eólica, ocorre um decréscimo da PRG com remuneração garantida de origem renovável. Nesse ano, em sentido inverso esteve a produção de biomassa que contribuiu com um aumento significativo. Em 2022, observa-se uma diminuição da produção dos cogeneradores de fontes renováveis no regime de remuneração garantida tendo em conta a transição temporária de cogeneradores para o regime de mercado, situação que permaneceu em 2023.

Figura 6-3 – Evolução da produção por tecnologia de PRG renovável



A Figura 6-4 apresenta a evolução do preço unitário da PRG renovável por tecnologia entre 2002 e 2023 (valores reais ocorridos). Em termos unitários, o preço médio da energia proveniente de PRG renovável apresentou, entre 2002 e 2023, uma taxa média anual de crescimento de 2,1%.

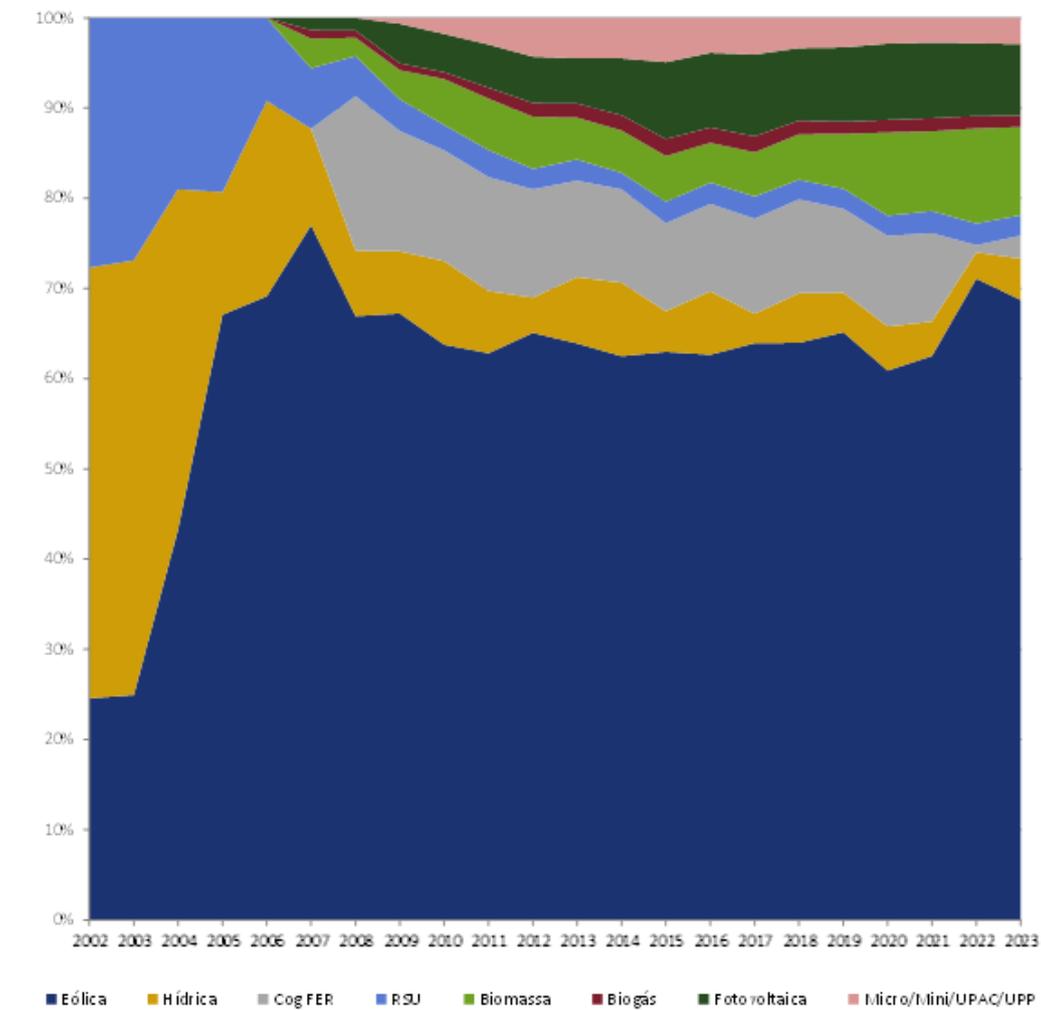
Figura 6-4 – Evolução do custo unitário por tecnologia de PRG renovável com remuneração garantida



Fonte: ERSE, SU Eletricidade

A Figura 6-5 apresenta o peso de cada tecnologia no custo total da PRG renovável. Verifica-se que a tecnologia eólica, que apresenta as maiores quantidades produzidas, é também a que apresenta um maior peso no total dos custos da PRG renovável adquirida pelo CUR. Esta figura mostra também o alargamento do *mix* de produção renovável a partir de 2006 e dos respectivos custos. Nos anos mais recentes, nota-se uma tendência de estabilização dos pesos dos custos da PRG por tecnologia, que decorre das menores variações da potência instalada destes produtores.

Figura 6-5 – Peso de cada tecnologia no custo total da PRG renovável com remuneração garantida



6.2.3 Produção Renovável nas Regiões Autónomas

A evolução da produção de energia de origem renovável nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira é apresentada de seguida, por Região Autónoma e por tecnologia. Para cada segmento é apresentada a evolução dos custos unitários, da energia produzida e dos custos totais com a aquisição dessa energia. A evolução dos custos médios unitários da produção renovável e térmica é igualmente apresentada no capítulo 3.

6.2.3.1 Região Autónoma dos Açores

Entre os anos de 2015 e 2023 as aquisições de energia renovável por parte da Electricidade dos Açores (EDA) representaram, em média, cerca de 37% das necessidades anuais da Região Autónoma dos Açores (RAA), correspondendo a um valor médio de 296 GWh/ano. A Figura 6-6 apresenta a desagregação da produção da RAA entre energia térmica e energia produzida a partir de fontes renováveis.

Figura 6-6 - Evolução da produção de energia térmica e aquisição de renovável na Região Autónoma dos Açores

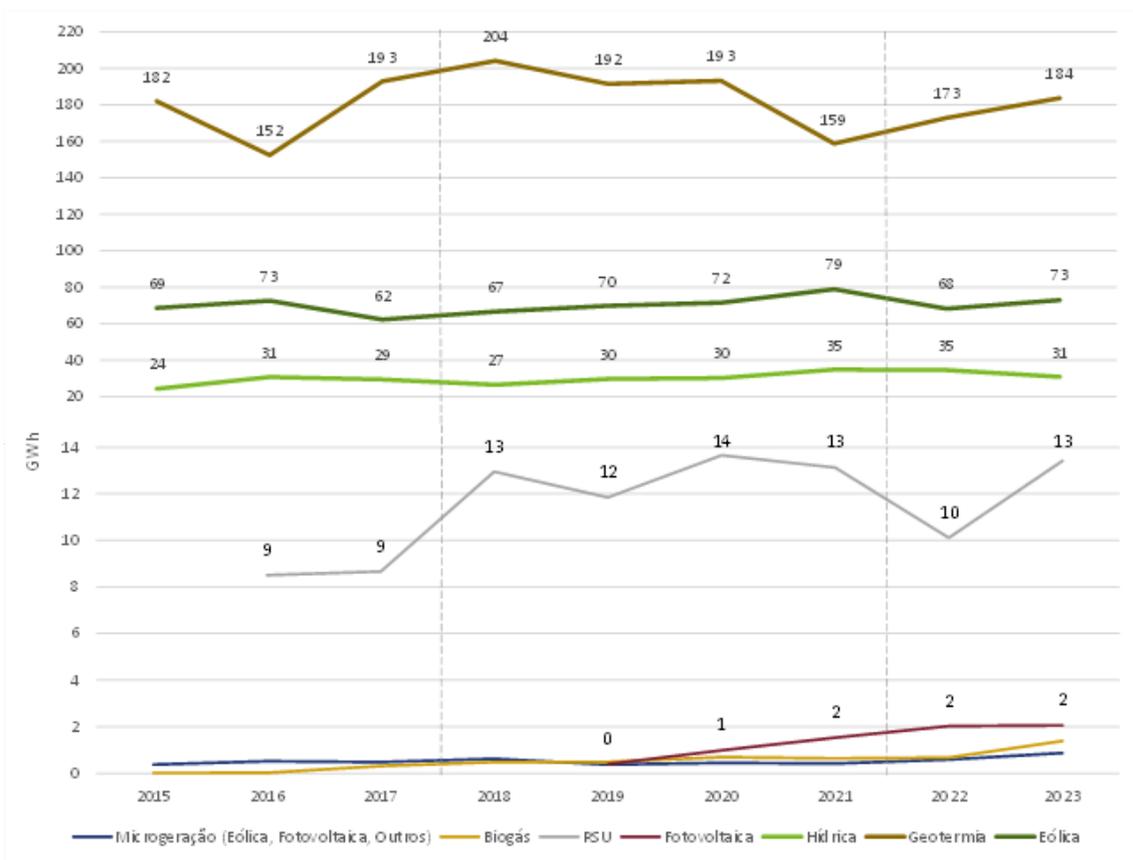


Fonte: ERSE, EDA

Relativamente à energia adquirida, as principais fontes de produção na RAA em 2023 foram a energia geotérmica- cerca de 60% do total de energia adquirida-, a energia eólica (24%), a energia hídrica, (10%) e a energia produzida através de resíduos sólidos urbanos (RSU), que só foi introduzida na RAA em 2016, e que representou em nesse ano cerca de 4,4% do total de energia renovável.

A Figura 6-7 apresenta a evolução, entre 2015 e 2023, da produção de energia renovável por tecnologia na RAA. Realça-se o aparecimento em 2019 de produção de energia fotovoltaica (não proveniente de microgeração), que resulta no início da atividade da Gracióllica na ilha Graciosa. Em 2023, além da produção da Gracióllica regista-se também produção nas ilhas de Santa Maria e do Corvo por parte da EDA Renováveis.

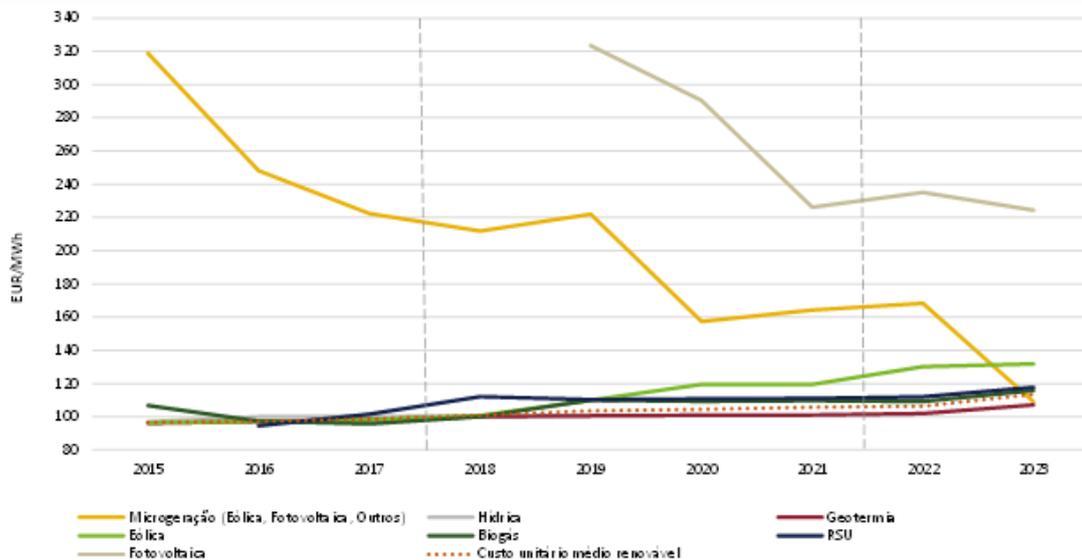
Figura 6-7 – Evolução da produção renovável na Região Autónoma dos Açores



Fonte: ERSE, EDA

As figuras infra mostram a evolução dos custos unitários de aquisição de energia renovável, pela EDA aos produtores independentes e os custos anuais com essas aquisições, também, por tecnologia.

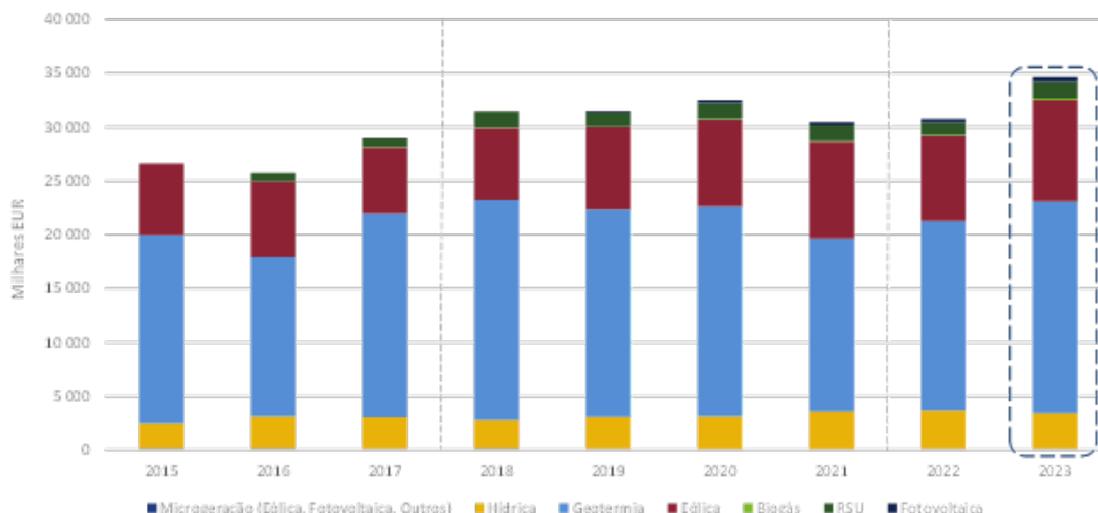
Figura 6-8 – Evolução dos custos unitários de aquisição de energia elétrica renovável por tecnologia na Região Autónoma dos Açores



Fonte: ERSE, EDA

O custo médio de aquisição de energia renovável, pela EDA, situou-se em 2023 nos 114 €/MWh, sendo que apenas a energia hidroelétrica e a energia geotérmica apresentam custos unitários inferiores, com 107 €/MWh, em ambos os casos e a energia fotovoltaica de microgeração com 109 €/MWh. O custo médio de 114 €/MWh e em particular os custos da energia eólica e fotovoltaica estão influenciados pelo custo de aquisição de energia à Gracióllica, no âmbito do PPA celebrado entre a EDA e essa entidade, que prevê, mediante determinadas condições, a aquisição da produção de energia eólica e fotovoltaica produzida pela Gracióllica.

Figura 6-9 – Evolução dos custos totais com a aquisição de energia elétrica renovável na Região Autónoma dos Açores



Fonte: ERSE, EDA

No caso da RAA, regista-se que as tecnologias renováveis com maior peso, geotermia, hídrica e eólica (excluindo a energia adquirida à Gracióllica) apresentam valores com custos unitários de aquisição ligeiramente acima dos 107 EUR/MWh. Destaque-se ainda que a microgeração, uma das tecnologias com elevados custos unitários, apresentou um decréscimo acentuado.

PROJETO GRACIÓLICA

O projeto Gracióllica (inicialmente designado por *Yunicos*) assenta na produção e revenda de energia por parte da empresa Gracióllica, localizada na Ilha da Graciosa, à EDA, maioritariamente com base em fontes de energia renováveis, energia eólica e fotovoltaica com apoio de baterias de armazenamento de energia. A versão final do acordo, materializada no PPA, assinado entre a EDA e a *Yunicos*, em agosto de 2012, ao qual a ERSE deu o seu acordo, limitou a partilha de ganhos/risco aos consumidores e ao promotor.

O PPA prevê uma rentabilidade mínima assegurada do capital próprio do promotor, que suporta o risco caso esta rentabilidade seja posta em causa por motivos técnicos. O PPA prevê igualmente um valor máximo de rentabilidade acima do qual os ganhos revertem para os consumidores.

O projeto sofreu alguns atrasos e, em 2016, a ERSE comunicou à EDA que as condições do PPA assinado em 2012 seriam aceites, desde que o peso dos subsídios, a fundo perdido e reembolsáveis, na estrutura de capital do projeto fossem pelo menos iguais ao valor explícito no acordo inicial, celebrado em 2012.

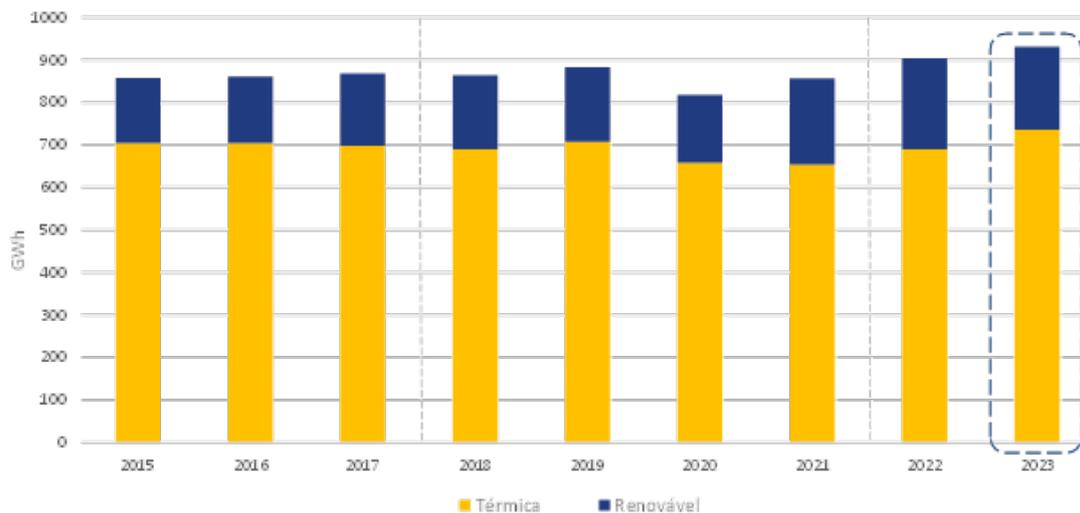
A atividade produtiva da Gracióllica iniciou-se em 2019, e em 2020, primeiro ano de produção plena, as vendas de energia por parte da Gracióllica à EDA corresponderam a 60,7% do total da energia entrada na rede da ilha Graciosa (53,5% de energia eólica e 7,2% de energia fotovoltaica). Em 2023, o nível de penetração situou-se em 62,8% (55,6% de eólica e 7,2% de fotovoltaica).

Em cenários de preços de combustíveis fósseis elevados, como os atuais, a energia adquirida à Gracióllica apresenta um custo unitário inferior ao do custo da produção térmica da ilha Graciosa. O projeto tem a duração de 20 anos com a possibilidade de ser prorrogado por mais 5 anos.

6.2.3.2 Região Autónoma da Madeira

Entre 2015 e 2023 as aquisições de energia renovável por parte da Empresa de Electricidade da Madeira (EEM) representaram em média cerca de 20% das necessidades anuais da Região Autónoma da Madeira (RAM), correspondendo a um valor médio de 178 GWh/ano.

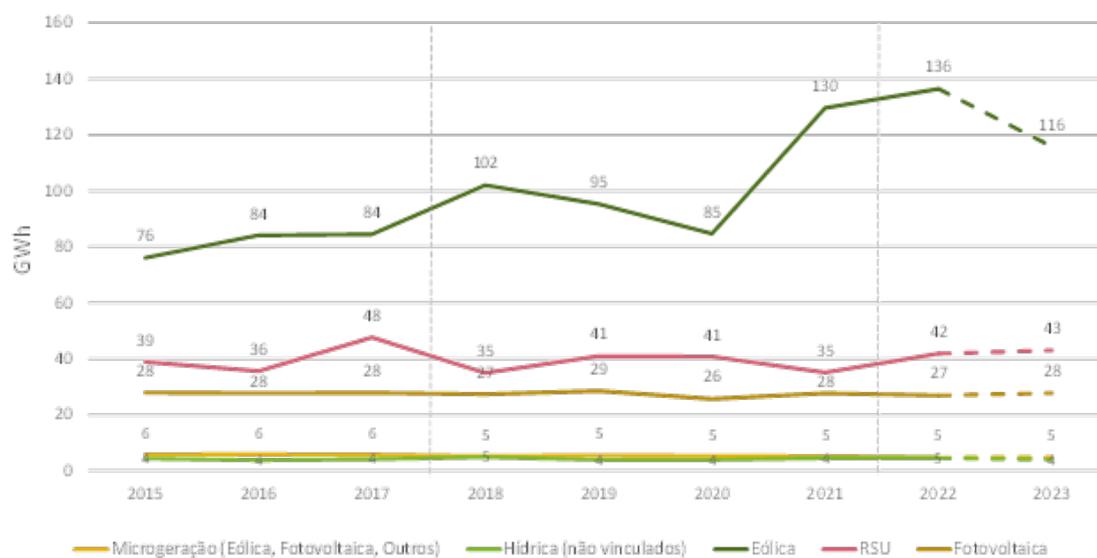
Figura 6-10 – Evolução da produção de energia térmica e aquisição de renovável na Região Autónoma da Madeira²⁸²



Fonte: ERSE, EEM

As principais fontes de produção renovável na RAM são a energia eólica, que em 2023 representou cerca de 59% do total de energia adquirida, a energia produzida através de resíduos sólidos urbanos com 22%, a energia fotovoltaica (não proveniente de microgeração), com 14%.

²⁸² Os valores apresentados para o ano de 2023 representam a melhor estimativa à data de elaboração deste documento.

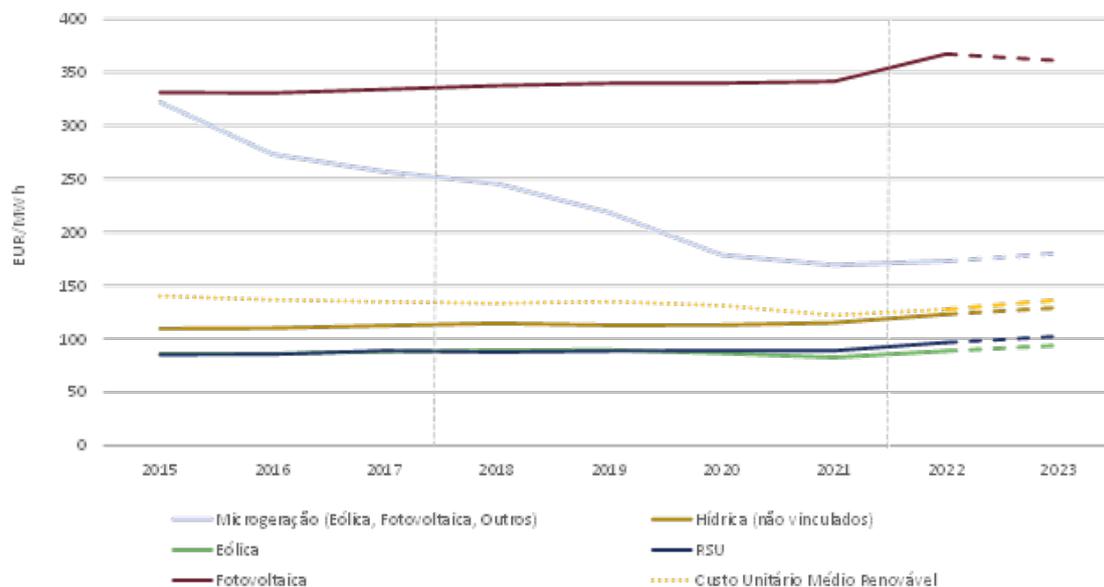
Figura 6-11 – Evolução da produção renovável na Região Autónoma da Madeira²⁸³

Fonte: ERSE, EEM

As figuras infra mostram a evolução dos custos unitários e das quantidades adquiridas por tecnologia renovável na RAM.

²⁸³ Os valores apresentados para o ano de 2023 representam a melhor estimativa à data de elaboração deste documento.

Figura 6-12 – Evolução dos custos unitários de aquisição de energia elétrica renovável por tecnologia na Região Autónoma da Madeira²⁸⁴

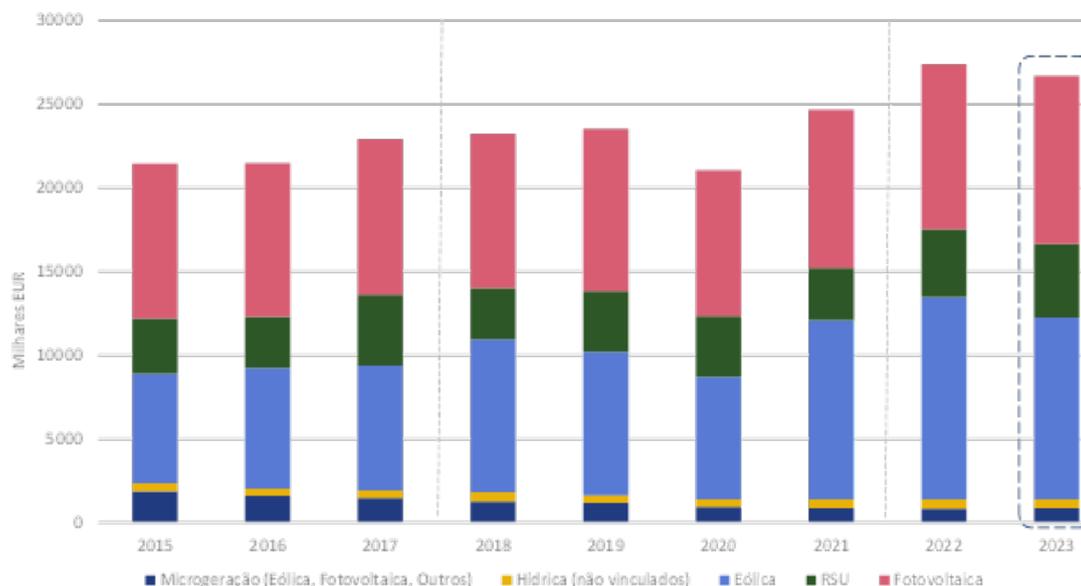


Fonte: ERSE, EEM

O custo médio de aquisição de energia renovável, pela EEM, situou-se, em 2023, nos 137 €/MWh, sendo que apenas a microgeração e a energia fotovoltaica apresentam custos unitários superiores, com custos unitários a rondar, neste ano, os 180 €/MWh e os 361 €/MWh, respetivamente.

²⁸⁴ Os valores apresentados para o ano de 2023 representam a melhor estimativa à data de elaboração deste documento.

Figura 6-13 – Evolução dos custos totais de aquisição de energia elétrica renovável na Região Autónoma da Madeira²⁸⁵



Fonte: ERSE, EEM

A Figura 6-13 permite observar que, no período de 2021 a 2023, ocorreu um acréscimo dos custos de aquisição de energia renovável pela EEM, com particular incidência na energia eólica. Este acréscimo deve-se sobretudo ao aumento das quantidades produzidas por este tipo de tecnologia, tal como é possível observar na Figura 6-11, uma vez que o preço unitário de aquisição da energia eólica pela EEM não se alterou significativamente.

6.3 EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

Na presente década é ao setor da energia que é solicitado um maior contributo para a transição para uma sociedade descarbonizada. O êxito na transição para um sistema energético limpo depende não só da produção de energia, mas também da utilização racional da energia, estabelecendo-se a eficiência energética como uma prioridade da transição energética.

A ERSE, no âmbito das suas competências, tem incluído, na sua atuação, incentivos à promoção da eficiência energética no consumo, desde 2007, inicialmente, apenas no setor elétrico, e, presentemente, também no setor do gás natural.

²⁸⁵ Os valores apresentados para o ano de 2023 representam a melhor estimativa à data de elaboração deste documento.

Na próxima secção é feita uma resenha do contexto, europeu e nacional, no que se refere à questão da eficiência energética. Nas secções seguintes, depois de identificado o papel do regulador, apresenta-se o PPEC - instrumento de promoção de eficiência energética, desenvolvido pela ERSE, com uma descrição da sua história, dos resultados obtidos, das novas regras já em vigor e da edição que iniciou em julho de 2022.

6.3.1 Contexto Nacional e Europeu

No Pacote Energia Limpa inclui-se a Diretiva de Eficiência Energética (UE) 2018/2002, onde se estabeleceu um objetivo de eficiência energética da UE para 2030 de, pelo menos, 32,5% (em comparação com as projeções da utilização esperada de energia em 2030), com uma cláusula para uma possível revisão para cima até 2023, bem como medidas que permitam atingir este objetivo, nomeadamente estender para lá de 2020 as obrigações de poupança energética estabelecidas na Diretiva, exigindo aos comercializadores e distribuidores uma poupança de 1,5% de energia por ano.

No âmbito do Pacote Objetivo 55, em julho de 2021 a Comissão Europeia apresentou uma proposta de alteração à Diretiva de Eficiência Energética. A Diretiva (UE) 2023/1791, aprovada em setembro de 2023, consagra formalmente o «Princípio da prioridade à eficiência energética» como princípio geral da política energética da UE e marca a sua importância e relevância. A diretiva estabelece a eficiência energética como primeira opção nas políticas e decisões de investimento e em todas as decisões da regulação, em particular, nas relativas às tarifas de redes, sendo clarificado e reforçado o papel dos reguladores na promoção da eficiência energética.

A Diretiva (UE) 2023/1791 aumenta o nível de ambição do objetivo de eficiência energética da UE e torna-o vinculativo, exigindo que os países da UE garantam coletivamente uma redução adicional do consumo de energia de 11,7%, até 2030, em comparação com as projeções do cenário de referência da UE de 2020. Este esforço adicional de 11,7% corresponde aos objetivos de eficiência energética de 40,5% para o consumo de energia primária e 38% do consumo de energia final em comparação com as projeções do cenário de referência de 2007 para 2030. Isto significa que o consumo global de energia da UE não deverá ser superior a 992,5 milhões de toneladas (Mtep) de energia primária e 763 Mtep de energia final até 2030.

Alinhado com a visão estratégica da UE e com o objetivo de alcançar a neutralidade carbónica em 2050, o PNEC 2030 elege também a eficiência energética como uma prioridade para Portugal, estabelecendo uma meta para a eficiência energética mais exigente do que a definida para a UE no Pacote Energia Limpa para o horizonte 2030.

6.3.2 O Papel da ERSE

A ERSE assume responsabilidades concretas na definição de mecanismos que promovam a eficiência energética, contribuindo, assim, para os objetivos de descarbonização da sociedade, segurança de abastecimento, autossuficiência energética e minimização dos impactos ambientais. Nos termos dos seus estatutos ²⁸⁶ (artigo 3.º, n.º 2, al. d), a ERSE tem como atribuição contribuir para a progressiva melhoria das condições económicas, qualitativas, técnicas e ambientais dos setores regulados (eletricidade e gás), estimulando, nomeadamente, a adoção de práticas que promovam a eficiência energética.

A ação da ERSE está alicerçada nas leis de bases do setor elétrico e do setor de gás, que estabelecem a organização e o funcionamento do sistema elétrico nacional e do sistema nacional de gás²⁸⁷. Ambos os setores estão obrigados ao cumprimento de obrigações de serviço público que exigem a promoção da eficiência energética, a utilização racional dos recursos e a proteção do ambiente²⁸⁸. As referidas leis de bases estabelecem que o Regulamento Tarifário pode prever a implementação de planos de promoção da eficiência no consumo de energia²⁸⁹.

²⁸⁶ Aprovado pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, na redação vigente.

²⁸⁷ Pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação vigente, e pelo Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 agosto, na redação vigente.

²⁸⁸ Artigo 9.º, n.º 3, al. d) do Decreto-Lei n.º 15/2022 e artigo 5.º, n.º 2, al. e) do Decreto-Lei n.º 62/2020.

²⁸⁹ Artigo 215.º, n.º 1, do Decreto-Lei n.º 15/2022 e artigo 114.º, n.º 2 do Decreto-Lei n.º 62/2020.

A ERSE criou, em 2006, o agora designado Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia (PPEC). Desde 2013²⁹⁰ que o PPEC, previsto no Regulamento Tarifário do setor elétrico e, posteriormente, do setor do gás natural, é objeto de coordenação com os restantes instrumentos de política energética.

Em concreto, o Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética para 2013-2016 (PNAEE 2016)²⁹¹ que estabeleceu ações e metas para 2016, integrando as preocupações relativas à redução de energia primária para o horizonte de 2020 constantes da Diretiva n.º 2012/27/UE, relativa à eficiência energética. De referir igualmente o Decreto-Lei n.º 68-A/2015²⁹², que estabeleceu que, entre 1 de janeiro de 2014 e 31 de dezembro de 2020, deveriam ser alcançadas novas economias de energia e que, as economias de energia alcançadas com as medidas tangíveis e intangíveis implementadas no âmbito do PPEC, previstos nos Regulamentos Tarifários aprovados pela ERSE, são contabilizadas para estes objetivos.

O PPEC é um dos mecanismos de financiamento de medidas de eficiência no consumo de energia que contribuem para alcançar as metas previstas no PNEC 2030 e na Estratégia Nacional de Longo Prazo para o Combate à Pobreza Energética 2023-2050 (ELPPE), aprovada pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 11/2024, de 8 de janeiro.

6.3.3 O PPEC

A primeira forma de promover a eficiência no consumo de energia é através da definição de tarifas que reflitam todos os custos do setor e promovam a eficiência na alocação de recursos, dando os sinais económicos adequados a uma utilização eficiente das infraestruturas do setor e recursos associados.

Contudo, o reconhecimento da existência de diversas barreiras à adoção de equipamentos e hábitos de consumo mais eficientes por parte dos consumidores, bem como a eventual existência de externalidades ambientais não refletidas nos preços, que dificultam ou impedem a tomada de decisões eficientes pelos agentes económicos, justifica a implementação de instrumentos que promovam a eficiência no consumo de energia e a dinamização do mercado de produtos e serviços de eficiência energética.

²⁹⁰ Nos termos previstos pelo Decreto Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, que procedeu à alteração do Decreto Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, completando a transposição da Diretiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, que estabelece regras comuns para o mercado interno de eletricidade.

²⁹¹ Aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013, de 10 de abril.

²⁹² Decreto-Lei n.º 68-A/2015, de 30 de abril que estabelece disposições em matéria de eficiência energética e cogeração, transpondo para a ordem jurídica interna a Diretiva n.º 2012/27/EU.

O PPEC foi criado como um programa de apoio e incentivo à implementação de medidas para melhorar a eficiência no consumo de eletricidade e de gás. Trata-se de um mecanismo concorrencial que avalia as medidas candidatas em função do mérito, considerando, entre outros critérios, o nível de poupanças que conseguem alcançar.

Os bons resultados que o Plano tem apresentado, bem como as suas características, tornam o PPEC um objeto de interesse e de estudo para a comunidade nacional e internacional, sendo referenciado como uma boa prática em estudos da Agência Internacional de Energia, do *International Confederation of Energy Regulators* (ICER) e do *Mediterranean Regulators* (MEDREG)²⁹³. O reconhecimento pela Agência Internacional de Energia permitiu a apresentação do PPEC, em junho de 2022, num dos eventos paralelos ao G20²⁹⁴.

6.3.3.1 O PPEC do Setor Elétrico

A ERSE lançou o PPEC de energia elétrica em 2006, tendo implementado, desde essa data, seis edições exclusivamente para medidas de eficiência no consumo de energia elétrica²⁹⁵.

As medidas de eficiência no consumo de energia contempladas no PPEC promoveram a redução do consumo de energia elétrica e/ou de gás natural ou a gestão de cargas, de forma permanente, que possam ser claramente verificáveis e mensuráveis. São igualmente consideradas medidas de informação e de divulgação que, muito embora não tenham impactos diretos mensuráveis, são indutoras de comportamentos mais racionais e permitem a tomada de decisão mais consciente pelos visados no que diz respeito à adoção de soluções mais eficientes no consumo de energia.

Os recursos afetos ao PPEC são limitados, pelo que na escolha de medidas a aprovar devem ser privilegiadas as medidas que não seriam concretizadas caso não existissem os incentivos fornecidos pelo PPEC, ou seja, aquelas medidas que efetivamente contribuem para a eliminação de uma barreira de mercado. O PPEC é um mecanismo competitivo que premeia as medidas de que resultem os maiores benefícios e que estejam ao serviço de todos os consumidores.

²⁹³ «A Description of Current Regulatory Practices for the Promotion of Energy Efficiency», ICER, 2010; «Effects of the introduction of successful mechanisms to promote Energy Efficiency in non-EU countries», MEDREG, 2010; «Energy Provider-Delivered- Energy Efficiency- A global stock-taking based on case studies», AIE, 2013, e Portugal 2021 Energy Policy Review”, IEA, 2021.

²⁹⁴ Webinar «Energy Efficiency: Scaling-up strategies for sustainable and decarbonized industries», organizado pela United Nations Industrial Development Organization (UNIDO) e pela Agência Internacional de Energia.

²⁹⁵ Em <https://www.erse.pt/atividade/eficiencia-energetica/edicoes-antiores-ppec/> está disponível toda a documentação referente aos concursos já realizados.

As primeiras regras do PPEC foram aprovadas em julho de 2006, através do Despacho n.º 16122-A/2006, de 3 de agosto. As regras foram revistas em junho de 2008, através do Despacho n.º 15546/2008, de 4 de junho, após processos de consulta pública, amplamente participados por diversas entidades do setor. Posteriormente, na sequência da publicação da Portaria n.º 26/2013, de 24 de janeiro, que estabelece regras sobre os critérios e procedimentos de avaliação, a observar na seleção e hierarquização das candidaturas apresentadas aos concursos realizados no âmbito do PPEC, as regras do PPEC foram novamente revistas através da Diretiva n.º 5/2013, de 22 de março. Em 2021 foram aprovadas novas regras, com a extensão do PPEC ao setor do gás, conforme se detalha no subcapítulo 6.3.3.2.

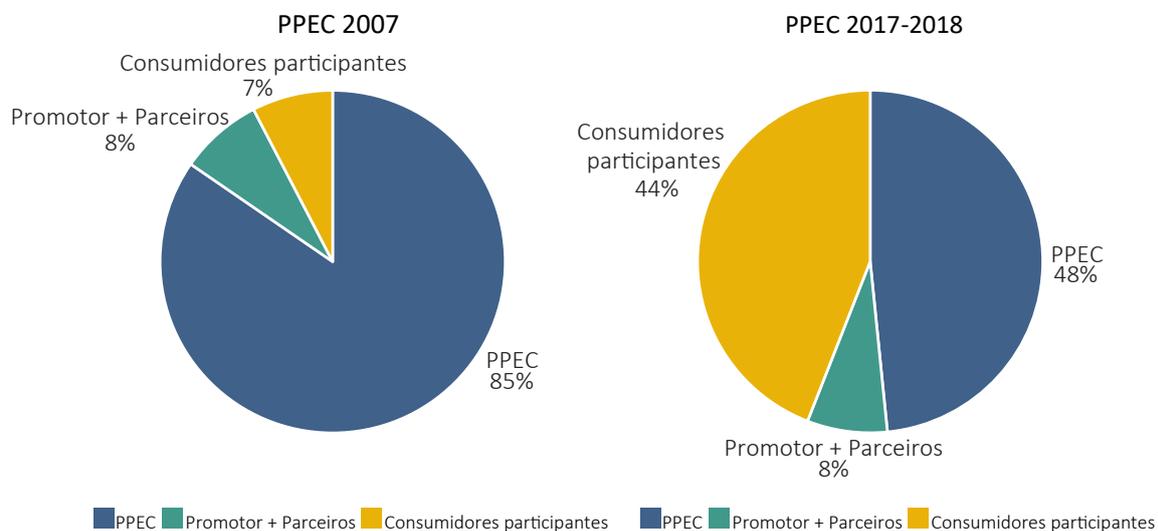
As regras previstas para o PPEC permitem selecionar as medidas de eficiência energética a implementar, tendo em conta critérios objetivos que permitem maximizar os benefícios do programa para o orçamento disponível. A maximização da relação benefício-custo dos fundos do PPEC deve, em virtude do seu efeito multiplicador e de transformação do mercado, promover um aproveitamento voluntário das medidas de eficiência no consumo mais eficazes, permitindo alcançar os maiores benefícios sociais com os menores recursos. Desde 2013 que a ERSE e a DGEG colaboram na fase de avaliação das candidaturas, considerando ser nessa fase que se integra a visão estratégica do Estado, no âmbito do setor energético, que se concretiza pela avaliação das medidas candidatas na sua componente de política energética. Terminada a análise e seleção das medidas candidatas pela ERSE e pela DGEG, segue-se a homologação da lista final pelo membro do Governo responsável pela área da Energia.

RESULTADOS OBTIDOS

Desde 2007 foram implementadas seis edições do PPEC exclusivamente para medidas de eficiência no consumo de energia elétrica, tendo a última, PPEC 2017-2018, terminado em 31 de dezembro de 2019.

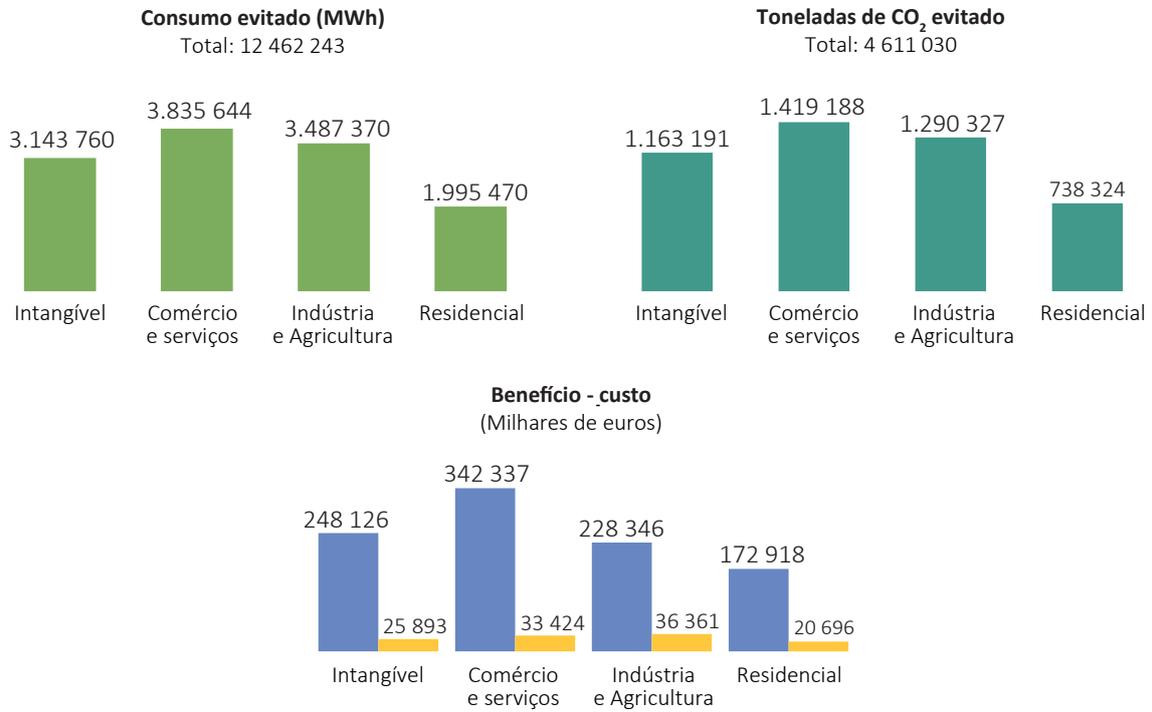
O financiamento destas edições do PPEC foi assegurado pelos consumidores de energia elétrica através da tarifa de Uso Global do Sistema, mas também por investimento privado. O PPEC tem permitido captar investimento privado para a eficiência energética, tendo aumentado o nível de cofinanciamento dos promotores, parceiros e consumidores participantes (Figura 6-14).

Figura 6-14 – Financiamento medidas PPEC



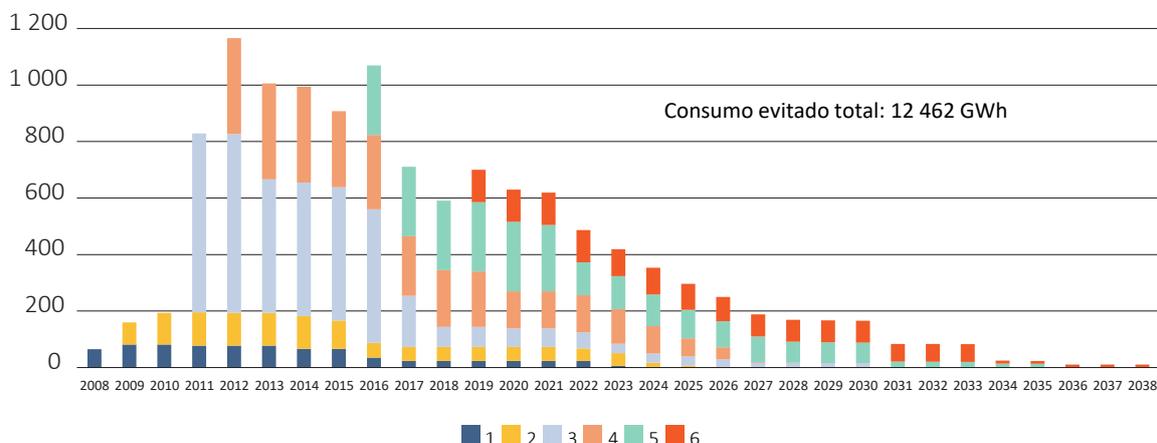
O PPEC tem trazido benefícios líquidos para todos os consumidores de energia elétrica, uma vez que os benefícios que resultam da implementação das medidas aprovadas nas primeiras seis edições do PPEC são superiores aos custos com a implementação das mesmas, conforme ilustrado na Figura 6-15. No que respeita ao consumo evitado com a implementação das medidas, estima-se que as poupanças acumuladas correspondam ao consumo anual de 5,6 milhões de famílias.

Figura 6-15 - Consumo e emissões evitados e custo e benefício social



Na Figura 6-16 ilustra-se o consumo evitado em cada ano por cada uma das seis edições do PPEC, considerando a vida útil dos equipamentos financiados pelo PPEC.

Figura 6-16 - Consumo evitado em cada ano por edição do PPEC



Estes elementos demonstram que a redução das emissões de GEE e a redução da dependência energética externa, alcançadas através de medidas do lado da procura, têm benefícios líquidos positivos. A prossecução dos objetivos de descarbonização deve ser prosseguida, atuando quer do lado da procura (eficiência energética), quer do lado da oferta (renováveis) em linha com a visão estratégia nacional e da UE.

6.3.3.2 Extensão do PPEC ao setor do gás

Num contexto de transição para um setor energético neutro em carbono e tendo em conta a experiência adquirida com as diversas edições do PPEC, a ERSE lançou uma consulta pública prévia em 2019, que visou recolher comentários dos agentes a algumas propostas efetuadas pela ERSE, mas também convidar os agentes a apresentarem outras propostas.

Assim, volvidos sete anos desde a aprovação da Diretiva n.º 5/2013, de 22 de março, que estabelece as regras do PPEC, tomando em consideração os comentários recebidos, a ERSE colocou a consulta pública uma proposta de revisão das referidas regras. Os objetivos da revisão visavam a necessária adaptação do PPEC ao contexto energético atual em geral e, em particular, às competências da ERSE no âmbito da regulação dos setores regulados, perspetivando a inclusão de medidas destinadas a clientes de gás natural.

Salienta-se a mais relevante e a que deu o mote a revisões mais profundas, que é a incorporação no PPEC de medidas destinadas a clientes de gás natural, promovendo a eficiência energética no setor do gás natural de forma integrada com a eletricidade. Este elemento exigiu, por exemplo, a adaptação da metodologia de avaliação das medidas na perspetiva da regulação, designadamente pela incorporação de um teste prévio à fase de avaliação e seriação, o teste de poupança em energia primária, visando responder a questões de comparabilidade em termos energéticos entre as medidas tangíveis avaliadas. Esta alteração exigiu também a criação de regras de repartição do orçamento global do PPEC pelos vetores energéticos em causa.

Outras novidades consistiram na introdução de um mecanismo de sobre-reserva ou *overbooking*, bem como limites à dimensão das medidas em cada um dos seis concursos. Estas novidades visam, por um lado, assegurar uma maior execução orçamental do PPEC e, por outro lado, permitir maior flexibilização da aplicação do orçamento face à inclusão do setor do gás natural sem alteração dos valores globais de financiamento.

Considerando a experiência adquirida na gestão e implementação do PPEC, foi realizada uma maior densificação de regras de aplicação, muitas das quais provenientes de regras previstas nas Orientações Técnicas anteriormente publicadas. Desta forma, pretendeu-se criar um quadro normativo acessível e transparente para todos os promotores interessados, sem ferir os princípios da segurança e legalidade jurídicas necessárias. Foram igualmente realizadas alterações ao nível do valor de participação do PPEC, nas medidas tangíveis e intangíveis, como consequência natural da evolução e exigência na implementação do PPEC ao longo do tempo.

A 7.ª EDIÇÃO DO PPEC

Na 7.ª edição do PPEC foram recebidas 75 medidas candidatas de 35 promotores. As candidaturas recebidas representam um valor total de investimento em eficiência energética de 32 milhões de euros, com um valor total candidato a financiamento do PPEC de cerca de 21,9 milhões de euros.

Os custos candidatos ao PPEC das 45 medidas intangíveis atingem o valor de 10,8 milhões de euros, cerca de duas vezes a dotação orçamental definida para esta tipologia, considerando um *overbooking* de 10%.

Os custos candidatos ao PPEC das 30 medidas tangíveis atingem o valor de 11,1 milhões de euros, não atingindo a dotação orçamental definida para esta tipologia.

Das medidas candidatas, cinco foram consideradas não elegíveis, por não cumprirem os critérios estabelecidos no Regulamento PPEC. Na 7.ª edição do PPEC foram aprovadas 48 medidas a implementar por 31 promotores, com um investimento total em eficiência energética de 23 milhões de euros, dos quais 15,1 milhões de euros serão financiados pelo PPEC.

A 7.ª edição do PPEC está em implementação desde 4 de agosto de 2022 e o conjunto das medidas pode ser consultado na página na internet da ERSE²⁹⁶.

6.4 PERDAS NAS REDES

As perdas nas redes influenciam a eficiência energética do sector elétrico. Maiores perdas, *ceteris paribus*, significam que para cada unidade de energia entregue a clientes finais foi necessário injetar mais energia à entrada das redes, e por isso ter que gerar mais energia para satisfazer o mesmo consumo. Por essas razões é importante acompanhar a evolução de indicadores (6.4.1) e parâmetros (6.4.2) de perdas.

Um dos objetivos da regulação económica é garantir que as estratégias de redução de custos dos operadores regulados não afetam negativamente o desempenho destas infraestruturas em termos de perdas. Como tal, em complemento aos incentivos à redução de custos (Capítulo 2), o regulador aplica normalmente incentivos específicos relacionados com as perdas (6.4.3).

A esta dimensão de eficiência económica está obviamente ligada uma de desempenho ambiental, designadamente ao nível das emissões de gases com efeito de estufa. Mais uma vez, se tudo o resto for constante, mais perdas significam maiores emissões para um mesmo nível de satisfação das necessidades dos consumidores.

²⁹⁶ Em <https://www.erse.pt/atividade/eficiencia-energetica/medidas-em-implementacao/>.

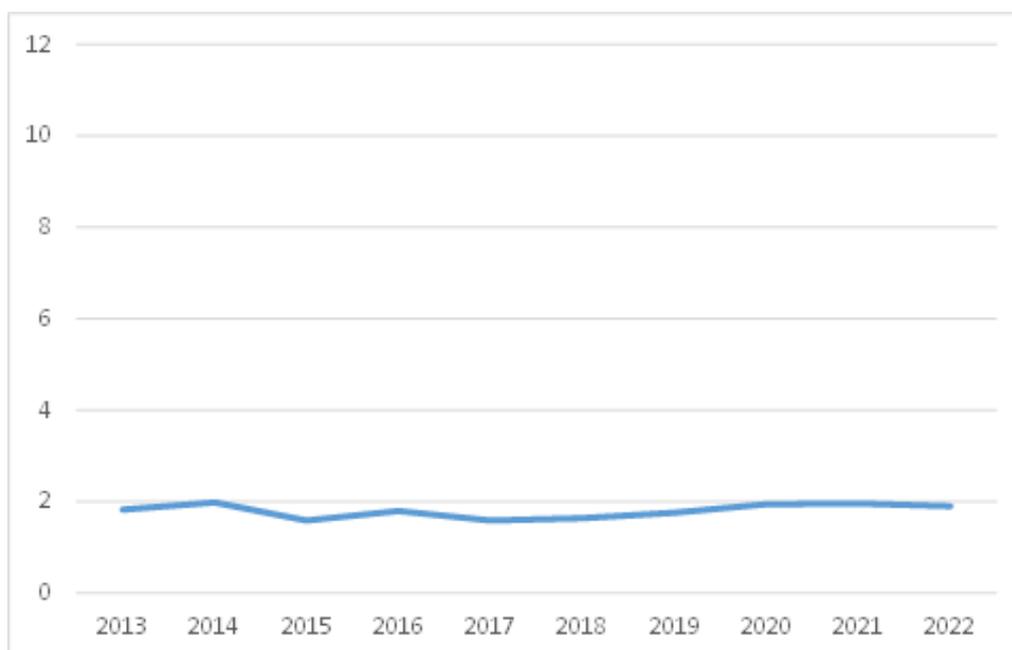
No entanto, raramente a análise pode ser feita *ceteris paribus*, pois o setor elétrico está sempre em mudança. Ainda mais numa era de transição energética. Assim, as perdas podem variar com a configuração geográfica do consumo e da produção que, por sua vez, até pode estar associada a uma maior descarbonização do setor. Pelo que a análise deve ter em conta uma multitude de fatores, designadamente, as chamadas “perdas comerciais” que também são normalmente contabilizadas sob o mesmo conceito. Mesmo não tendo estas a mesma natureza das restantes, nem tão pouco os mesmos impactes em termos de desempenho ambiental.

6.4.1 Evolução das Perdas nas Redes de Transporte e Distribuição

Na presente secção caracterizam-se a evolução das perdas nas redes de transporte e distribuição, em Portugal Continental, ao longo dos últimos anos. Os indicadores de perdas, apresentados em percentagem, são calculados com referência à emissão.

Na figura seguinte apresenta-se a evolução das perdas na rede de transporte de energia elétrica, ao longo dos últimos anos.

Figura 6-17 – Perdas no transporte de energia elétrica, em %



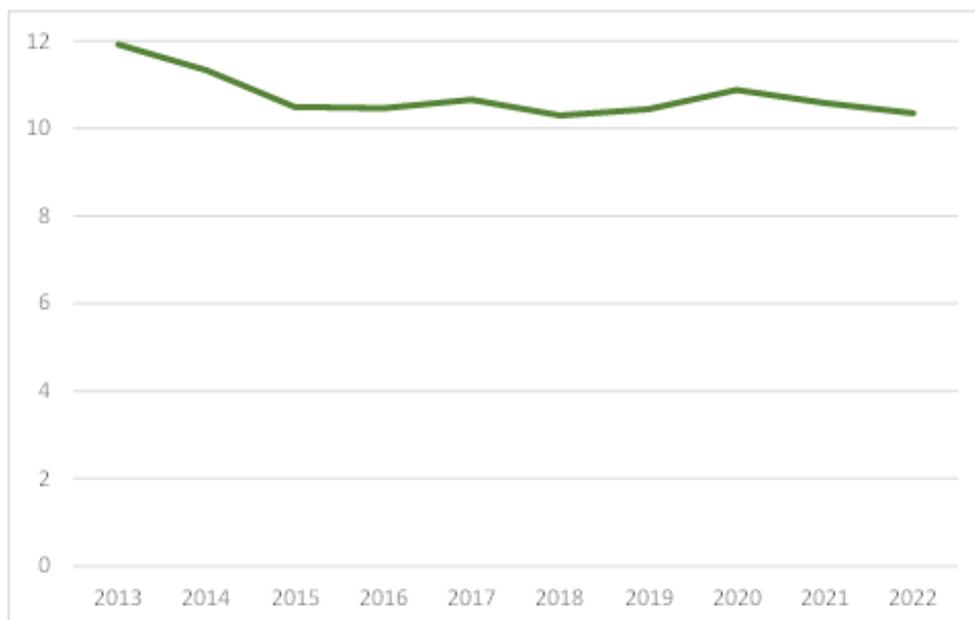
Fonte: ERSE

Na rede de transporte as perdas têm sido estáveis, mas com uma muito pequena tendência de crescimento. Tal sucede apesar do importante esforço da regulação em garantir, com sucesso, que o operador da RNT toma as medidas adequadas a uma gestão eficiente desta infraestrutura.

Refira-se, no entanto, que as perdas na rede de transporte são de muito menor dimensão do que na rede de distribuição. Tal ocorre porque nas redes de distribuição são utilizados níveis de tensão mais baixos (AT, MT e BT), sendo as perdas maiores quanto menor é o nível de tensão. Por outro lado, considerando como norma os fluxos na direção dos níveis de tensão mais elevados para os níveis de tensão mais reduzidos, tal implica que, acontecendo a injeção na rede de transporte, o abastecimento do consumo vai provocando mais perdas à medida que ocorre nos níveis de tensão inferiores.

Por outro lado, sendo as perdas técnicas na rede de distribuição tendencialmente proporcionais ao quadrado da intensidade da corrente elétrica, nos períodos de ponta do consumo as perdas, em percentagem, são superiores às que ocorrem nos períodos de menor consumo (horas de vazio e cheias). Na figura seguinte, apresenta-se o valor percentual das perdas agregadas nas redes de transporte e distribuição, para Portugal Continental.

Figura 6-18 – Perdas totais face à energia injetada na rede, em %



Fonte: ERSE

No período analisado verifica-se uma clara redução das perdas nas redes. No horizonte apresentado, a redução das perdas ocorreu sobretudo ao nível da rede de distribuição. Esta diminuição das perdas, para além de ser economicamente benéfica para os consumidores – pagam menos unidades de energia injetada para satisfazer o seu consumo - ajuda na pegada ambiental do setor elétrico, designadamente, em termos de emissões de CO₂.

6.4.2 Fatores de Ajustamento para Perdas

Nos termos do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações (RARI), a ERSE aprova anualmente os valores dos fatores de ajustamento para perdas, por período tarifário, relativos a cada rede, recebendo proposta dos operadores das redes. Os fatores de ajustamento para perdas são usados no cálculo tarifário, mas também na imputação das perdas a cada comercializador, em função da respetiva carteira de consumo. O comercializador deve comprar energia no mercado grossista para cobrir as perdas nas redes imputáveis ao seu consumo.

O Quadro 6-6 apresenta os fatores de ajustamento para perdas, expressos em percentagem, diferenciados por nível de tensão e por período horário, aprovados para 2023.

Contrariamente aos valores de perdas mencionados na secção anterior, as percentagens aqui mencionadas são referentes às entregas a clientes (saídas da rede).

Quadro 6-6 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal continental em 2023

(%)	Períodos horários (h)			
	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio
V_{MAT}^h	1,27%	1,25%	1,39%	1,31%
$V_{AT/RNT}^h$	1,70%	1,67%	1,86%	1,75%
V_{AT}^h	1,72	1,57	1,23	1,09
V_{MT}^h	4,93	4,43	3,33	2,85
V_{BT}^h	10,61	9,50	7,99	4,94

Em concreto, para efeitos de determinação da quantidade de energia elétrica que deve ser contratada pelo comercializador, os operadores de redes aplicam perfis de perdas aos valores de energia ativa dos consumos medidos nos contadores dos clientes, nos termos do RARI.

Os valores dos perfis de perdas (para cada período de 15 minutos) a aplicar no ano seguinte são determinados pelos operadores das redes de transporte e de distribuição em AT e MT, em coerência com os valores aprovados dos fatores de ajustamento para perdas.

Em termos tarifários, para efeitos de cálculo das tarifas por atividade, são aplicados os fatores de ajustamento para perdas por período tarifário aos valores dos preços das tarifas de cada nível de tensão, nos termos definidos no Regulamento Tarifário (RT).

Os fatores de ajustamento para perdas por nível de tensão com desagregação tetra-horária acima apresentados, convertidos para uma estrutura bi-horária são os apresentados no Quadro 6-7.

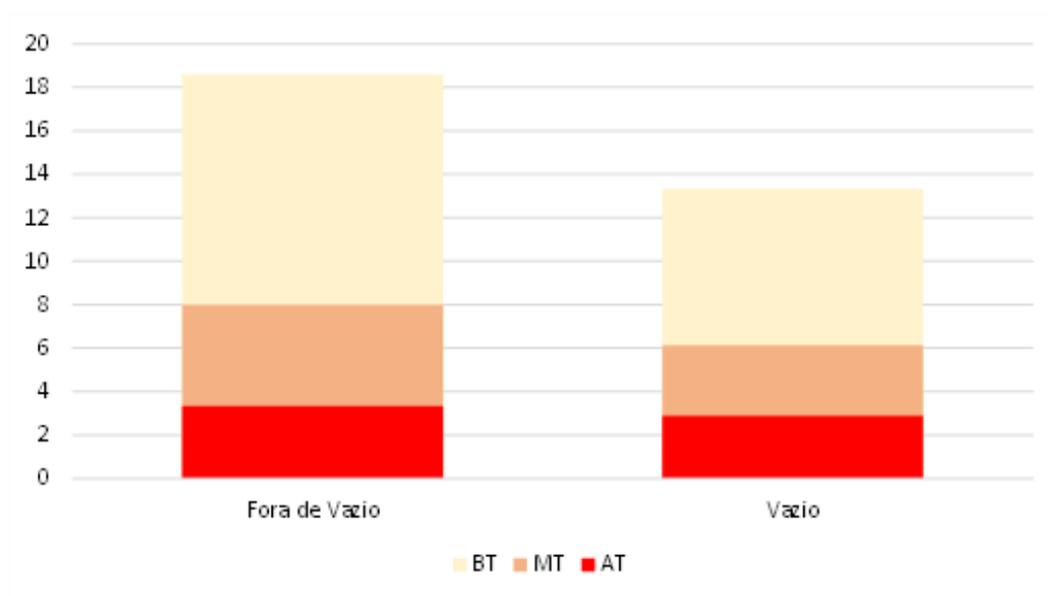
Quadro 6-7 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes com uma estrutura bi-horária

(%)	Períodos horários (h)	
	Fora de Vazio	Vazio
V_{MAT}^h	1,27	1,26
$V_{AT/RNT}^h$	1,69	1,68
V_{AT}^h	1,60	1,18
V_{MT}^h	4,53	3,16
V_{BT}^h	9,82	6,77

Estes fatores refletem a realidade das redes, em termos de perdas, caracterizada na secção anterior, para o ano a que se referem. E são utilizados com diferentes objetivos ao nível da regulação. Assim, estas variáveis de natureza paramétrica têm efeitos no cálculo tarifário, na repartição das quantidades das medições referentes a cada consumidor (perfis de consumo) e afetam direta e indiretamente vários operadores do SEN, bem como os consumidores finais de energia elétrica.

Na Figura 6-19 apresentam-se os fatores de ajustamento para perdas acumulados para 2022 (integram as perdas da rede do nível de tensão de entrega e as perdas nas redes de montante) convertidos para uma estrutura bi-horária.

Figura 6-19 - Fatores de ajustamento para perdas acumulados nas redes de Portugal continental, com uma estrutura bi-horária, em %



Tal como as tarifas de uso das redes, os fatores de ajustamento para perdas são aplicados de forma cumulativa, para diversos efeitos, às entregas por nível de tensão, de montante para jusante. Assim a energia entregue em BT considera efeitos cumulativos de perdas na rede de distribuição de MT, AT e também na RNT.

São também publicados, anualmente, fatores de ajustamento, equivalentes aos acima apresentados, para as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

6.4.3 Mecanismo de Incentivo à Redução de Perdas nas Redes de Distribuição

O mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição encontra-se estabelecido no Regulamento Tarifário da ERSE. 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 RND (componentes 2 e 3).

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

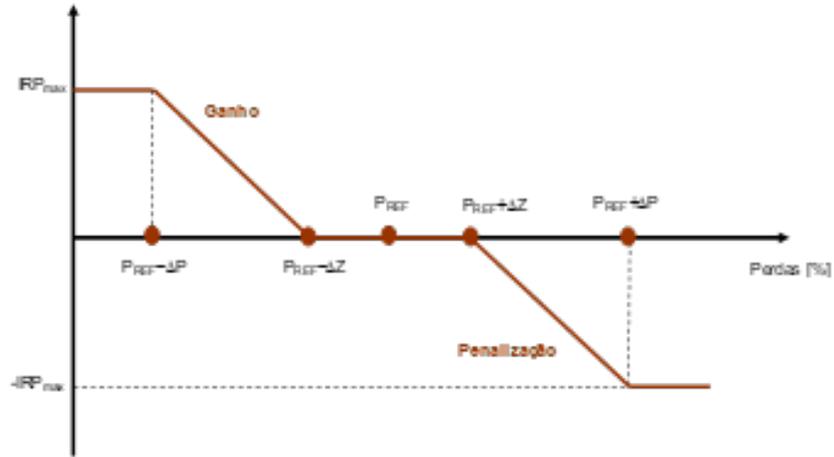
$$PP = PP_1 + PP_2 + PP_3$$

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. Corresponde a um mecanismo simétrico com valorização indexada ao valor unitário da energia em mercado, que inclui uma zona de banda neutra, tal como ilustrado na Figura 6-20.

Para efeitos de aplicação desta componente 1 do incentivo e para todo o período de regulação, optou-se por assumir um valor da energia no mercado diário de 50 €/MWh.

Figura 6-20 – Componente 1 do mecanismo de incentivo para o período de regulação 2022-2025



Fonte: ERSE

O Quadro 6-8 resume os parâmetros da componente 1 do incentivo à redução das perdas em 2022.

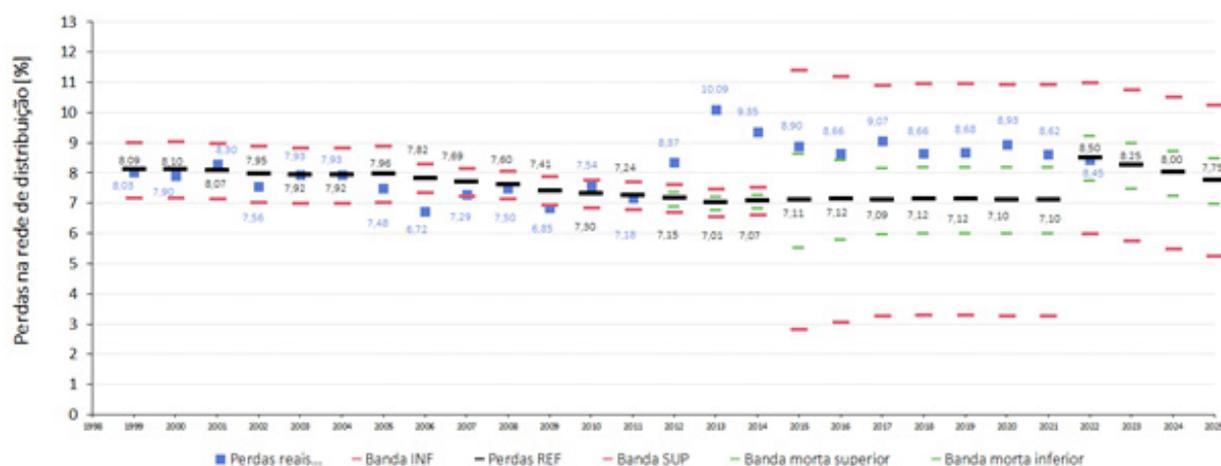
Quadro 6-8 – Parâmetros da componente 1 em 2022

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 $IRP_{max} = -IRP_{min}$ (€)
8,50	0,75	2,5	25,0	20 000 000

APLICAÇÃO EM 2022 DA COMPONENTE 1

Em 2022, o valor das perdas nas redes de distribuição referido à energia entrada foi de 8,45%, tal como ilustrado na Figura 6-21 que apresenta a evolução das perdas nas redes de distribuição, verificadas entre 1999 e 2022, no referencial de entrada.

Figura 6-21 - Evolução das perdas verificadas nas redes de distribuição no referencial de entrada



Fonte: ERSE

Sendo 8,45% o valor das perdas verificado no ano de 2022, este situa-se abaixo das perdas de referência (8,50%), mas, estando dentro da banda neutra (limite 7,75%), pelo que não houve lugar a qualquer prémio ou penalização pelo seu desempenho.

Nestes termos, a componente 1 do incentivo foi nula em 2022:

$$PP_1 = 0$$

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 indevido. 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

$$k = 25\%.$$

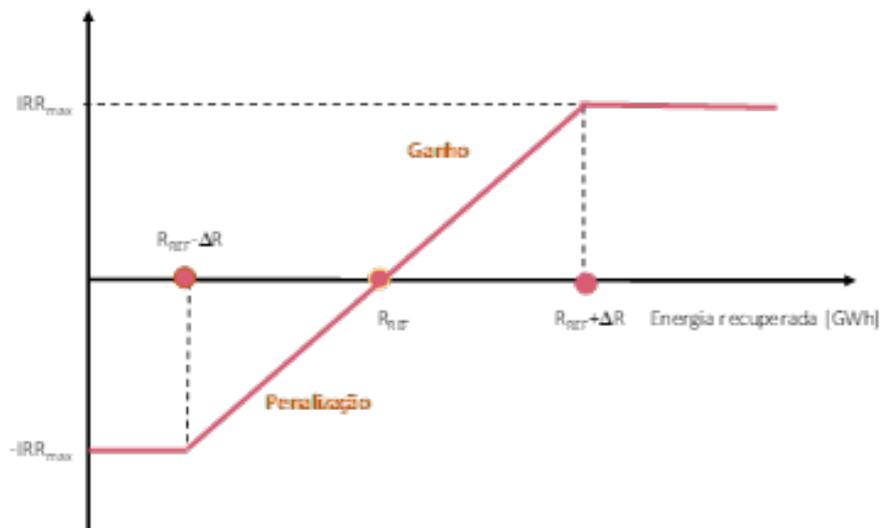
De acordo com a informação do operador da RND, o valor do montante recuperado no âmbito da componente 2 em 2022 foi de 7 082 148 €. Sendo o valor da percentagem de partilha $k = 25\%$, o prémio a receber pelo ORD no âmbito da componente 2 foi de

$$PP_2 = 7\,082\,148 \times 0,25 = 1\,770\,537 \text{ €}$$

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 indevido. 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 6-22.

Figura 6-22 – Componente 3 do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição



Fonte: ERSE

O Quadro 6-9 resume os parâmetros da componente 3 do incentivo à redução das perdas nas redes de distribuição em 2022

Quadro 6-9 - Parâmetros da componente 3 do incentivo em 2022

Valor de referência R_{REF} (GWh)	Valorização unitária da energia recuperada V_{p3} (€/MWh)	Valor máximo do prémio ou penalidade $IRR_{max} = -IRR_{min} = R_{REF} \times V_{p3}$ (€)
120	50	6 000 000

Fonte: ERSE

APLICAÇÃO DO INCENTIVO À REDUÇÃO DE PERDAS NAS REDES E DISTRIBUIÇÃO EM 2022

Nos termos atrás descritos, a aplicação do incentivo à redução de perdas na rede de distribuição ao ano de 2022 resultou num prémio no valor de:

$$PP = PP_1 + PP_2 + PP_3$$

$$PP = 0 + 1\,770\,537 + 290\,850 = 2\,061\,387 \text{ €}$$

A Figura 6-23 apresenta a evolução dos montantes resultantes da aplicação do mecanismo de incentivo à redução das perdas nas redes de distribuição desde 1999, sendo de realçar que, desde 2012 a 2021, houve lugar a uma penalização pelo facto do valor das perdas reais ocorridas ser superior ao valor limite da banda neutra. Os valores positivos representam receitas permitidas do operador de rede, os negativos são despesas.

Em 2022, o operador recebeu um prémio de 2,061 milhões de euros devido ao desempenho das componentes 2 e 3 do incentivo, dado que a componente 1 não teve qualquer contribuição pelo facto do valor das perdas ter ocorrido na banda neutra.

Figura 6-23 - Evolução dos montantes associados à aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição



6.5 MERCADOS E SUSTENTABILIDADE

Como anteriormente referido, os mercados do setor elétrico, quer a nível grossista, quer a nível retalhista, são cada vez mais impactados por condicionantes derivadas da necessidade de cumprir objetivos de sustentabilidade ambiental.

Ao nível da produção destaca-se a relevância das emissões de CO₂ (6.5.1) no mercado grossista, que, como já mencionado, é de dimensão ibérica. E assinala-se o recurso a instrumentos de mercado, como leilões (6.5.2 e 6.5.3), para efeitos de incorporação das renováveis na matriz setorial. Esta realidade completa-se com a negociação de Garantias de Origem, da produção de origem renovável (6.5.4), que, entretanto, foi implementada, com reflexos na rotulagem de energia (6.5.5) que os consumidores têm o direito de obter dos seus comercializadores.

6.5.1 EVOLUÇÃO DAS EMISSÕES DE CO₂ NO MIBEL

Esta secção tem como objetivo apresentar a análise conjunta realizada pela ERSE, enquanto membro do Conselho de Reguladores do MIBEL (constituída também pela Comissão do Mercado de Valores Mobiliários (CMVM), pela Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) e pela Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)) sobre a evolução do mercado licenças de emissões de CO₂²⁹⁷ durante as 3 fases de funcionamento do EU ETS (*EU Emission Trading System*), com enfoque no período compreendido entre julho de 2007 e setembro de 2019, geradas pelos centros electroprodutores térmicos no MIBEL, tanto em termos de volume, como em custo.

Será dado enfoque às tecnologias térmicas, nomeadamente, as centrais de carvão, as centrais de ciclo combinado (CCGT) e as centrais de fuel/gás, tendo em consideração os fatores de emissão de CO₂ aplicáveis a cada uma destas tecnologias em Espanha e Portugal.

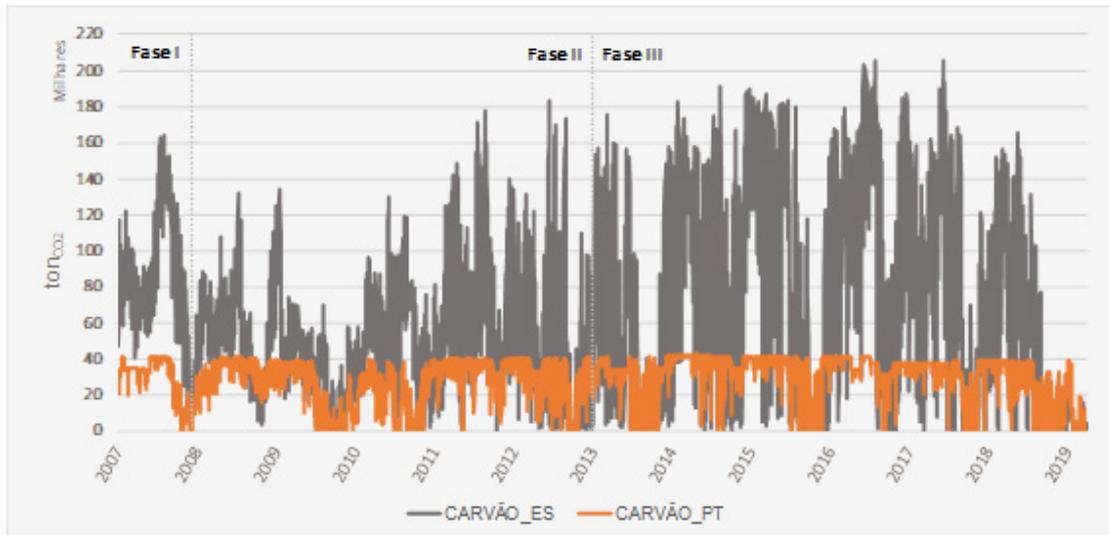
A informação apresentada será enquadrada nas três fases de implementação do EU *Emission Trading System* (EU ETS): i) Fase I (2005-2007); (ii) Fase II (2008-2012); e, iii) Fase III (2013-2020).

²⁹⁷ Para efeitos do cálculo das emissões de CO₂ geradas pelas centrais térmicas no MIBEL, utilizou-se, para o efeito, a oferta em volume de energia despachada em mercado diário do OMIE aplicado dos respetivos fatores de emissão de CO₂ por tecnologia determinados pela CNMC e pela ERSE, em cada zona de preço.

A Figura 6-24 apresenta a evolução das emissões de CO₂ (ton_{CO2}) geradas pela produção proveniente das centrais a carvão em Portugal e em Espanha. Durante todo o período analisado, torna-se evidente que em Espanha o volume de emissões de CO₂, devido ao uso desta tecnologia, é bastante superior ao volume observado em Portugal, cujas emissões oscilam entre 0 e 40 mil tonCO₂.

Figura 6-24 - Evolução das emissões de CO₂ por centrais a carvão em Portugal (PT) e Espanha (ES).

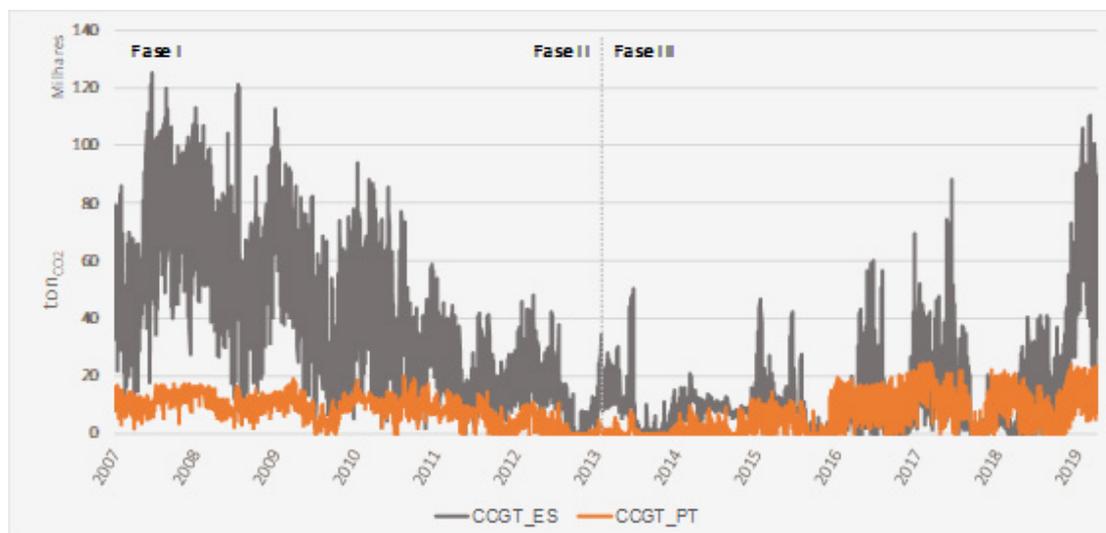
Julho 2007 - Setembro 2019



Fonte: OMIE, CNMC e ERSE.

A Figura 6-25 representa a evolução das emissões de CO₂ (ton_{CO2}) geradas pela produção proveniente das centrais a ciclo combinado a gás natural para ambos os países. Em Espanha, observou-se uma tendência acentuada na redução do volume de emissões, para a referida tecnologia, entre meados de 2007 e 2014, ano em que houve uma inversão dessa tendência, que passou a ser ascendente. Para o caso português, observa-se uma tímida tendência neste mesmo sentido, no entanto numa escala muito menor.

Figura 6-25 - Evolução das emissões de CO₂ por centrais a CCGT em Portugal (PT) e Espanha (ES).
Julho 2007 - setembro 2019

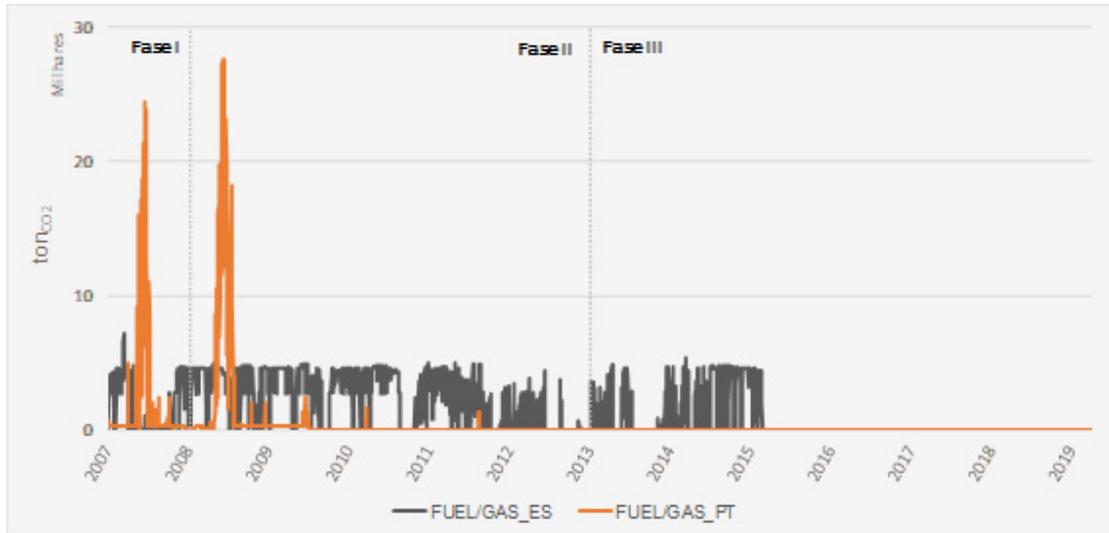


Fonte: OMIE, CNMC e ERSE

Por fim, para as emissões de CO₂ geradas pela produção proveniente das centrais a fuel/gás (ton_{CO2}), a Figura 6-26 aponta, para o caso português, na existência de dois picos no volume de emissão, um observado em 2007 e outro observado em 2008; a partir do qual, os volumes reduziram-se drasticamente, tendo-se mantido nulos, desde 2012, devido ao encerramento das centrais do Carregado e de Setúbal. Pelo mesmo motivo, observa-se em Espanha, a partir de meados de 2015, valores nulos de emissões de CO₂ para centrais a fuel/gás²⁹⁸.

²⁹⁸ Segundo a informação disponibilizada pela REE, em 2015 já não existia capacidade instalada de centrais de fuel/gás no sistema peninsular espanhol.

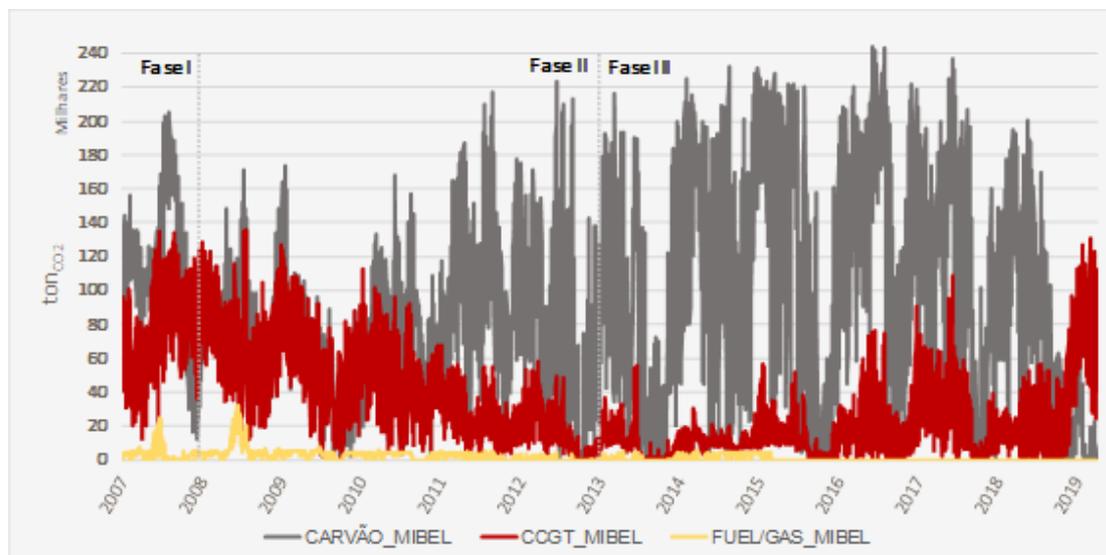
Figura 6-26 - Evolução das emissões de CO₂ por centrais a fuel/gás em Portugal (PT) e Espanha (ES).
Julho 2007 - setembro 2019



Fonte: OMIE, CNMC e ERSE

A Figura 6-27 traduz uma consolidação dos dados apresentados anteriormente, refletindo a evolução das emissões de CO₂ para as referidas tecnologias no MIBEL. Chama-se a atenção para o elevado contributo do volume de emissões de CO₂ geradas pelas centrais a carvão no MIBEL, face ao total das emissões geradas pelas restantes tecnologias térmicas. O fuel/gás no MIBEL permanece pouco relevante em termos de emissões de CO₂.

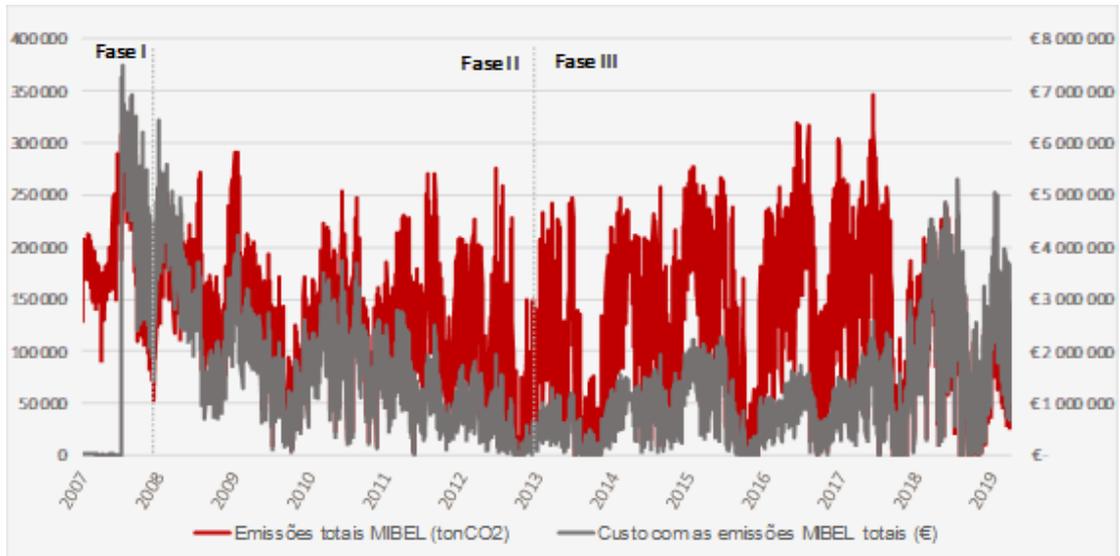
Figura 6-27 - Evolução das emissões de CO₂ por tecnologia no MIBEL.
Julho 2007 - setembro 2019



Fonte: OMIE, CNMC e ERSE

A Figura 6-28 indica que, a partir de 2018, observou-se uma tendência de queda nas emissões totais de CO₂ no MIBEL. Quanto ao custo das licenças associado às emissões de CO₂ geradas pela produção proveniente de centrais térmicas no MIBEL, esta manteve uma trajetória de queda entre 2007 e 2013 e, a partir de então, com uma tendência ascendente. Conclui-se assim, que o custo total das licenças associado às emissões de CO₂ geradas pela produção proveniente das centrais térmicas não está unicamente relacionado com o volume das emissões, mas também com o preço das licenças de emissão de CO₂, tal como discutido no subcapítulo 3.3.

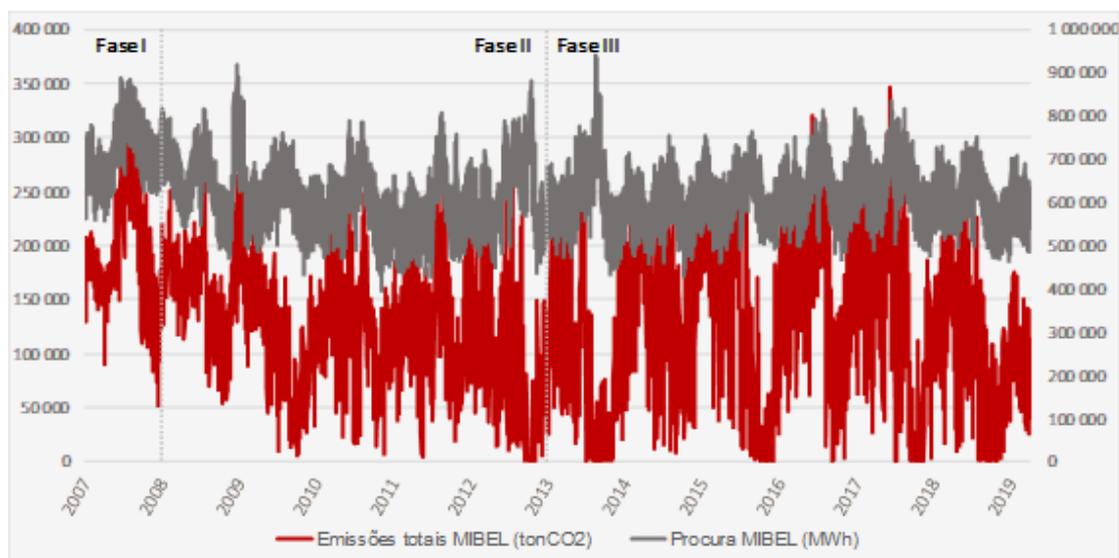
Figura 6-28 - Evolução das emissões totais de CO₂ (ton) e dos custos totais com as emissões (euros) no MIBEL. Julho 2007 - setembro 2019



A Figura 6-29 contrasta as emissões totais de CO₂ geradas pela produção proveniente de centrais térmicas com a procura total de eletricidade no MIBEL. Estas variáveis apresentam uma correlação moderada de 0,37²⁹⁹. Este facto justifica-se por muitas vezes a procura de eletricidade no MIBEL ser satisfeita por tecnologias renováveis, limpas de emissão de CO₂. Graficamente, observa-se que existem muitos momentos em que as emissões totais de CO₂ geradas por produção proveniente de centrais térmicas e a procura total de eletricidade no MIBEL parecem não apresentar qualquer tipo de relação direta.

²⁹⁹ Marôco (2011) considera que as correlações são moderadas para $0,25 \leq |r| < 0,5$

Figura 6-29 - Evolução das emissões totais de CO₂ (ton) e da procura total (MWh) no MIBEL.
Julho 2007 - setembro 2019



Fonte: OMIE, CNMC e ERSE.

A partir da análise exposta, calculou-se a relação entre os custos totais com as emissões de CO₂ para as tecnologias térmicas (euros) e a procura total de eletricidade no MIBEL (MWh). Estas relações refletem, de forma simplificada, o custo unitário que a procura total de eletricidade no MIBEL tem de suportar pelas emissões de CO₂ geradas pela produção térmica despachada no mercado diário (em euros por cada unidade de energia elétrica comprada no mercado diário).

Nos quadros seguintes apresentam-se os valores estimados por cada ano do período analisado e nas três fases de implementação do EU ETS.

Relativamente aos valores estimados para cada ano, é de salientar que o ano de 2008 apresenta o valor mais alto da razão entre o custo com as emissões de CO₂ verificadas e a procura total de eletricidade no MIBEL, devido ao facto do preço das licenças de emissão de CO₂ terem atingido o seu valor máximo (em redor de 29 €/tonCO₂), valor este acompanhado pelo movimento ascendente verificado nos mercados energéticos, em particular nos preços do petróleo tal como se assinala no subcapítulo 3.3.

Quadro 6-10 - Relação anual entre o custo com emissões de CO₂ e a procura total de eletricidade no MIBEL³⁰⁰.
(Julho 2007 - setembro 2019)

	Custo com as emissões MIBEL totais (M€)	Procura MIBEL (TWh)	Razão Custo com as emissões MIBEL (€) / Procura MIBEL (MWh)
2007	2 680 €	131	0,02
2008	1 554 795 €	265	5,86
2009	762 573 €	238	3,21
2010	588 443 €	227	2,59
2011	604 732 €	216	2,80
2012	346 733 €	228	1,52
2013	173 819 €	234	0,74
2014	238 452 €	223	1,07
2015	468 400 €	226	2,08
2016	240 163 €	233	1,03
2017	359 610 €	243	1,48
2018	687 595 €	234	2,93
2019	561 318 €	167	3,37

Fonte: OMIE, Thomson Reuters, CNMC e ERSE

No Quadro 6-11 é apresentada uma análise das mesmas series de dados, desta vez, agregadas para dois períodos de implementação do EU ETS: i) Fases I e II (2007-2012); e, ii) Fase III (2013-2019). É possível verificar que as Fases I e II apresentam o maior valor, refletindo preços das licenças de CO₂ mais elevados. Na Fase III, de facto, observou-se, entre 2013 e 2017, preços bastante baixos, apesar de em 2018, os preços das licenças de CO₂ terem retomado a sua ascensão pelas razões já explicitadas no capítulo sobre o Mercado EU ETS/CELE.

Quadro 6-11 - Relação entre o custo com emissões de CO₂ e a procura total no MIBEL

Período	Razão Custo com as emissões MIBEL (€) / Procura MIBEL (MWh)
Fases I e II	2,96
Fase III	1,75

Fonte: dados OMIE, Thomson Reuters, CNMC e ERSE

³⁰⁰ Os dados de 2007 referem-se ao segundo semestre.

Ao comparar os resultados da tabela anterior com aqueles obtidos na análise estatística para os períodos analisados, encontram-se resultados complementares tanto na ótica da análise regressiva como na ótica da procura (relação entre custo com emissões do CO₂ e a procura total no MIBEL), onde se mostra a evidência da importância da satisfação da procura de eletricidade pelas tecnologias renováveis, limpas de emissão de CO₂. O custo associado a tais emissões é, de facto, uma componente de custo no processo da formação do preço da eletricidade no MIBEL, o que reforça a importância das políticas de descarbonização seguidas por Portugal e Espanha.

6.5.2 Colocação da PRE em Mercados a Prazo

No âmbito da vigência do mecanismo regulatório de colocação a prazo de PRE, interessa analisar as condições e os resultados verificados para o conjunto dos leilões referentes a energia para entrega durante o período compreendido entre 2012 e 2022. Neste período foram realizados quarenta e um leilões de colocação a prazo de energia de PRE, envolvendo um total de cinco produtos distintos por ano (um de carga base anual e quatro de carga base trimestral).

Em 2012, decorreu a colocação de um volume total de 397 MW de potência horária. O volume colocado em energia, obtido pelo produto da potência horária pelo número de horas do ano de 2012, foi de 3 500 GWh, correspondente a cerca de 7% das necessidades de consumo.

A partir de 2013 e até 2018, decorreu a colocação de um volume total de 650 MW de potência horária, modulada em quantidade por produtos trimestrais (400 MW) e pelo produto anual (250 MW). O volume anual colocado em energia, obtido pelo produto da potência horária pelo número de horas do ano, é de 5 694 GWh (5 709 GWh em 2016), correspondente a cerca de 12% das necessidades de consumo.

Em 2019, decorreu a colocação de um volume total de 649 MW de potência horária. Esta variação deveu-se à introdução durante o último trimestre dos *contratos mini*. Uma vez que 5 MW alocados a estes contratos não foram negociados esse trimestre ficou-se pelos 395 MW. As restantes maturidades foram semelhantes ao observado no período de 2013 a 2018. O volume colocado em energia, obtido pelo produto da potência horária pelo número de horas do ano de 2019, foi de 5 685 GWh, correspondente a cerca de 11% das necessidades de consumo.

Em 2020, decorreu a colocação de um volume total de 640 MW de potência horária, repartidos em 395 MW em cada um dos produtos trimestrais e 245 MW no produto anual. O volume colocado em energia, obtido pelo produto da potência horária pelo número de horas do ano de 2020, foi de 5 622 GWh, correspondente a cerca de 12% das necessidades de consumo.

Em 2021, decorreu a colocação de um volume total de 590 MW de potência horária, repartidos em 395 MW em cada um dos produtos trimestrais e 195 MW no produto anual. O volume colocado em energia, obtido pelo produto da potência horária pelo número de horas do ano de 2020, foi de 5.168 GWh, correspondente a cerca de 10% das necessidades de consumo.

Em 2022, decorreu a colocação de um volume total de 298 MW de potência horária, repartidos em 335 MW no primeiro trimestre, 165 MW no segundo trimestre e 174 MW no produto anual. O volume colocado em energia, obtido pelo produto da potência horária pelo número de horas do ano de 2020, foi de 2.610 GWh, correspondente a cerca de 5% das necessidades de consumo.

Importa também mencionar que o perfil do volume de energia em entrega nunca foi superior ao valor da energia horária efetivamente injetada pela PRE nas redes, pelo que não se incorreu em nenhuma margem de risco de volume.

Por outro lado, é importante apurar a liquidação financeira do instrumento regulatório ao longo do período compreendido entre 2012 e 2022, sendo esta análise materializada através da comparação do preço de fecho do leilão para cada produto e hora com o correspondente preço horário do mercado diário do MIBEL. Tendo presente a situação concreta de cada um dos cinco produtos negociados nos trinta e seis leilões realizados, cabe referir que:

- a) Os períodos de 2012 a 2014, 2016, 2019 e 2020 apresentaram uma liquidação favorável para o sistema, sendo a entrega dos produtos definitiva e com *pay-off* positivo.
- b) Os períodos de 2015, 2017, 2018, 2021 e 2022 apresentaram uma liquidação desfavorável para o sistema, sendo a entrega dos produtos definitiva e com *pay-off* negativo.

- c) No período de 2012 a 2022, o preço médio de mercado diário situou-se em 58,54€/MWh, enquanto o preço médio da energia entregue nos produtos colocados em leilão foi de 56,40€/MWh, com uma margem unitária negativa para o CUR, e consequentemente para o sistema elétrico no seu todo, de 2,14€/MWh. Esta margem traduz-se num valor acumulado de 121,44 milhões de euros.
- d) O *pay-off* negativo aumentou o sobrecusto da PRE, nos termos em que, se a energia entregue tivesse sido colocada em mercado diário, a receita do CUR seria superior naquele montante.

A operacionalização dos referidos leilões permitiu ainda a disponibilização ao mercado livre de ferramentas de cobertura do risco de aprovisionamento de energia (em volume e em preço), que foram avaliadas positivamente pelos agentes de mercado.

6.5.2.1 Mecanismo de Contratualização de Energia

Uma das medidas, prevista na Secção III do Regulamento n.º 951/2021, estabelece o acesso, pelos comercializadores mais expostos e bem como clientes finais constituídos como agentes de mercado, a mecanismos complementares de cobertura dos riscos de preço de aprovisionamento de eletricidade, por recurso a energia produzida pelos produtores renováveis, através de um mecanismo competitivo simplificado que contribua para limitar perdas operacionais e de diversidade empresarial. No âmbito dos leilões extraordinários de PRE, regulamentarmente previstos, a realizar pelo CUR, são oferecidos produtos de dimensão e maturidade temporal mais reduzidas, limitados à quantidade de energia não contratualizada através de contratos bilaterais, dedicados a comercializadores de pequena dimensão e a clientes finais constituídos como agentes de mercado.

Estes leilões foram propostos e aprovados pela ERSE como mecanismo suplementar aos leilões ordinários existentes para garantir aos agentes de mercado abrangidos a aquisição de energia em condições de maior estabilidade de preço e, consequentemente, menor imprevisibilidade para os consumidores finais. Esta aquisição de energia faz-se através da execução de contratos bilaterais entre o CUR e os agentes de mercado que resultem adjudicatários em leilão com a energia proveniente de produção renovável de tarifa garantida, com um preço médio inferior ou igual ao estabelecido no preço de abertura de cada leilão.

Decorrido cerca de 3 meses do processo de estabelecimento das regras do mecanismo extraordinário de contratualização de energia, decidiu-se avaliar as condições e os resultados desses leilões. Nas subsecções seguintes é efetuada essa análise, necessariamente breve e cingida aos aspetos essenciais do mecanismo. Para efeitos de avaliação mais sistemática, considera-se o conjunto de produtos colocados em leilão, cuja entrega já foi concluída. O que resulta no período temporal compreendido entre 22 de novembro de 2021 e 31 de janeiro de 2022.

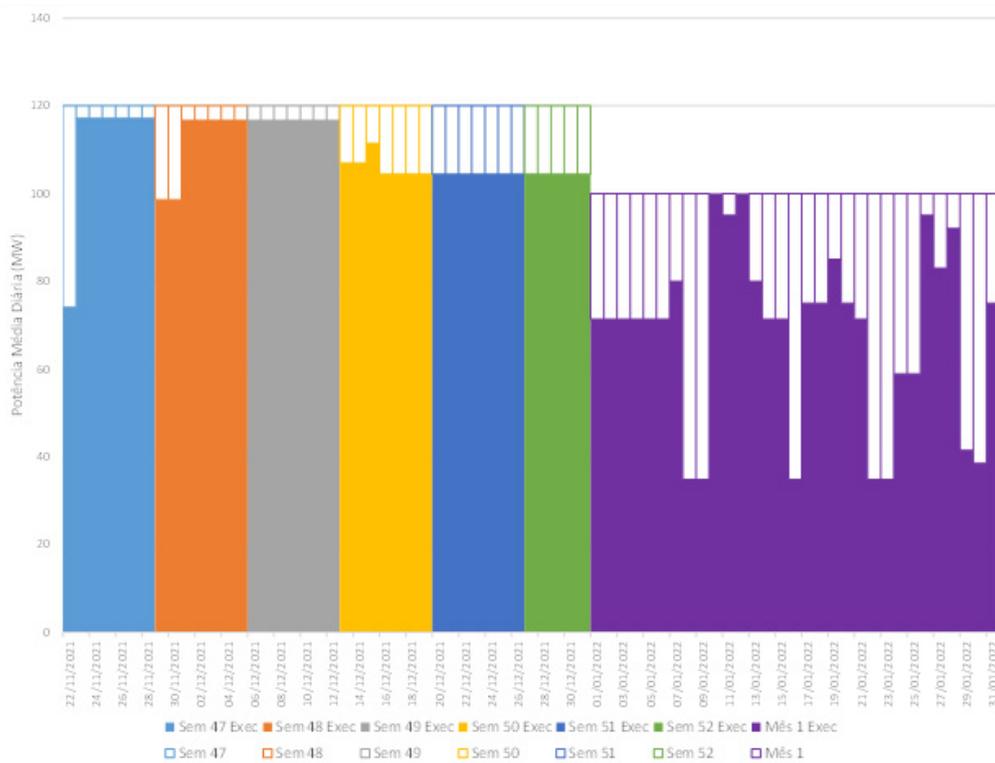
6.5.2.2 Balanço Global a 31 de janeiro de 2022 dos Produtos Já Entregues

Foram realizados até à data quatro leilões extraordinários de PRE. Destes, dois deles têm já produtos leiloados para os quais já decorreu a totalidade dos respetivos períodos de entrega, num total de sete produtos distintos (um de carga base mensal e seis de carga base semanal) completamente liquidados.

Da adjudicação em leilão desses sete produtos decorreu a colocação de um total de uma potência média horária em redor dos 111 MW, modulada em quantidade por produtos semanais (120 MW nas semanas 47 a 52) e pelo produto mensal (100 MW). O volume colocado em energia, obtido pelo produto da potência horária pelo número de horas do período em análise, é de 189,6 GWh, correspondente aproximadamente a 2% do consumo total no mercado liberalizado.

Na Figura 6-30 é apresentado graficamente o perfil de quantidades adjudicadas nos sete produtos já integralmente entregues, bem como a sua execução até 31 de janeiro de 2022.

Figura 6-30 – Volumes adjudicados e executados nos 1.º e 2.º leilões extraordinários PRE (22 de novembro de 2020 a 31 de janeiro de 2022)



Fonte: SU Eletricidade

Em termos de execução das quantidades adjudicadas, verificou-se um grau de execução médio de 82% no período e para os produtos em análise, correspondente a um volume de 155,8 GWh (para uma potência média equivalente em redor dos 91 MW). Registou-se, portanto, um total de 33,8 GWh de volume não executado face ao volume total adjudicado em leilão – esta não execução corresponde a uma potência média equivalente em redor dos 20 MW.

Da análise da execução em volume dos sete contratos integralmente entregues, verificou-se a concretização de um preço médio ponderado (por volume) executado de 179,15 EUR/MWh, cerca de 1,3% abaixo do preço médio ponderado (por volume) adjudicado em leilão. No total, para estes sete produtos já integralmente entregues, observou-se um montante final de receita faturada pelo CUR no valor de 27,92 milhões de euros.

Tendo presente a situação concreta de cada um dos sete produtos já com a respetiva entrega concluída, pode inferir-se o seguinte:

- Durante o período em análise (de 22 de novembro de 2021 a 31 de janeiro de 2022), registou-se a adjudicação de todo o volume colocado a licitação;
- Ainda assim, observou-se que, por razões distintas, o volume adjudicado não foi integralmente executado, o que se traduziu num grau de execução médio em redor dos 82%, tendo o volume remanescente não executado de 33,8 GWh (com uma potência média de 20 MW) sido colocado em mercado à vista pelo CUR;
- O preço médio adjudicado em leilão para os produtos integralmente executados no período em análise situou-se em 179,15 EUR/MWh, cerca de 1,3% abaixo do preço médio ponderado em leilão.

A existência do mecanismo de leilão permitiu disponibilizar ao mercado ferramentas de cobertura do risco de aprovisionamento de energia (em volume e em preço), que beneficiaram de grande interesse dos agentes de mercado, traduzindo-se sempre em 9 a 10 agentes adjudicatários e entre 13 a 20 agentes de mercado ofertantes.

Com efeito, os leilões concretizados asseguraram sempre a colocação dos volumes de energia disponibilizada ao mercado, a preços de fecho de leilão, resultantes de um mecanismo *pay-as-bid*, sempre superiores aos respetivos preços de abertura, com esse prémio a representar entre 56% e 162% do referido preço de reserva (ou abertura). A diversidade de expectativas dos agentes de mercado permitiu a ocorrência de um *spread* entre preços mínimo e máximo de colocação que oscilou entre cerca de 31 EUR/MWh e 110 EUR/MWh, para os quatro leilões já concretizados.

O grau de execução das quantidades adjudicadas em leilão, verificado no período de análise e para os produtos já integralmente entregues, que se situou acima de 80%, demonstra que o mecanismo é globalmente adequado para efeitos de cobertura de risco de aprovisionamento de energia.

Por outro lado, fruto da regra de liquidação aprovada – que estabelece o pagamento dos volumes executados previamente à sua entrega – além de permitir não expor o CUR (e, consequentemente, o SEN) a risco financeiro, permitiu ainda mitigar a necessidade de constituição de garantias por parte dos agentes de mercado em valor equivalente aos encargos que teriam na compra em mercado organizado com os volumes executados neste mecanismo. O valor estimado de garantias evitado nos 71 dias, entre 22 de novembro de 2021 e 31 de janeiro de 2022, é de cerca de cerca de 3,5 milhões de euros em permanência, considerando um ciclo de liquidação semanal, um volume de carga base entregue de

155,8 GWh naquele período, e um preço médio do mercado à vista para a área portuguesa do MIBEL de 221,38 EUR/MWh.

6.5.3 Leilões Solares

Com o crescente interesse no desenvolvimento de nova capacidade de geração de eletricidade renovável para dar resposta ao cumprimento dos desígnios nacionais e europeus de descarbonização e assim combater as alterações climáticas, começou também a emergir em Portugal um problema significativo de escassez de capacidade da rede elétrica para ligação de mais centros eletroprodutores.

Esta realidade conduziu a que o Governo definisse uma abordagem que procurou assegurar o cumprimento das metas da forma mais custo-eficaz, leiloando pontos de ligação à rede onde existe disponibilidade ou está prevista expansão da rede.

Assim, em 2019, a legislação base sobre o setor elétrico introduziu um novo mecanismo de leilão para atribuição de capacidade de receção da rede, para efeitos de ligação à rede de novos produtores, nomeadamente produtores renováveis de origem solar fotovoltaica. Face ao grande interesse e procura por novos pontos de ligação às redes, demonstrados por promotores de novos centros produtores de origem solar fotovoltaica, o Governo promoveu em julho de 2019 o primeiro leilão³⁰¹ para tecnologia solar fotovoltaica.

O procedimento deste 1º leilão foi determinado para pontos de injeção na RESP, agrupados por lotes, tendo sido colocada a concurso uma capacidade total de receção de 1400 MW. Este leilão resultou na adjudicação de uma capacidade de 1150 MW (862 MW na modalidade de Remuneração Garantida e 288 MW na modalidade de Remuneração Geral). Verificou-se neste leilão, para um dos lotes, a tarifa mais baixa de todo o mundo à data (14,76 €/MWh).

³⁰¹ <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/energia-eletrica/procedimentos-concursais/leilao-solar-2019/>

O sucesso desse primeiro leilão levou o Governo a organizar, em julho de 2020, um segundo leilão³⁰² para atribuição de direitos de capacidade de injeção de produção de 700 MW, distribuídos por 12 lotes localizados no sul do país, também para tecnologia solar fotovoltaica. Na prática, realizaram-se 12 leilões independentes por rondas sucessivas, em que os promotores puderam submeter as suas melhores ofertas para a potência disponível em cada uma das localizações, assumindo os vencedores compromissos por 15 anos por troca pela atribuição dos referidos direitos de capacidade de injeção de produção na rede.

Neste segundo leilão, para além de uma nova modalidade destinada a projetos incluindo armazenamento, mantiveram-se as duas modalidades disponibilizadas durante o primeiro leilão de 2019, a saber:

- Modalidade de remuneração “prémio variável por diferenças”: onde o adjudicatário vencedor do leilão recebe um prémio variável, positivo ou negativo, sobre o preço de fecho do mercado diário, afeto à área portuguesa do MIBEL, gerido pelo OMIE, prémio que permite igualar o valor de fecho do leilão;
- Modalidade de “regime geral ou de mercado”: onde o adjudicatário vencedor do leilão coloca a sua produção no mercado ou negocia-a através de contratos bilaterais e, como contrapartida, se compromete a pagar ao SEN uma contribuição monetária fixa, cujo valor é igual ao preço de fecho do leilão.

Na modalidade adicional de “prémio fixo por flexibilidade”, novidade deste leilão, destinada a projetos incluindo armazenamento integrado, o adjudicatário receberia o preço de fecho do leilão e o preço resultante da colocação da produção em mercado, por contrapartida ao pagamento ao SEN de um seguro de cobertura do risco de preços de mercado superiores a um limiar de ativação, associado ao custo marginal da produção de uma central elétrica de ciclo combinado a gás natural.

³⁰² <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/energia-eletrica/procedimentos-concursais/leilao-solar-2020/>

No conjunto das três modalidades, este segundo leilão realizado em julho de 2020 resultou na atribuição de 670 MW de capacidade de receção, repartidos por:

- 10 MW na modalidade de “prémio variável por diferenças” num único lote, com um valor de fecho do leilão de 11,44 €/MWh (que na altura correspondeu, novamente, ao recorde mundial para o mais baixo resultado de um leilão de solar fotovoltaico);
- 177 MW na modalidade de “regime geral ou de mercado”, em que os adjudicatários vencedores do leilão se comprometeram a pagar ao SEN um valor médio de fecho do leilão equivalente a 37,74 €/MWh;
- 483 MW na modalidade “prémio fixo por flexibilidade”, em que os adjudicatários vencedores do leilão se comprometeram a pagar ao SEN um valor médio de 18,94 €/MWh, equivalente ao valor médio de fecho do leilão.

De realçar que o leilão foi de tal modo competitivo, que os adjudicatários vencedores do leilão na modalidade “prémio fixo por flexibilidade” se comprometeram a pagar um prémio ao SEN, ao contrário do que estava previsto em que seria o SEN a pagar ao adjudicatário, tendo em conta que os promotores têm que suportar um custo adicional pela instalação do armazenamento e têm que cobrir o risco de ocorrerem horas com preços superiores ao custo marginal do gás natural.

Finalmente, em 2021, com o objetivo de diversificar e maximizar a implantação ao nível do território nacional de produção de energia através de fontes renováveis, assim como dinamizar novas soluções de instalação de produção de energia, mantendo, ao mesmo tempo o compromisso com as metas estabelecidas no PNEC e não descurando os princípios de concorrência na atribuição de reserva de capacidade, foi lançado um leilão³⁰³ para atribuição de capacidade de ligação à RESP para centrais solares flutuantes em albufeiras.

Este procedimento concorrencial contemplou não só a atribuição do Título de Reserva de Capacidade (TRC) como também do título de utilização privativa dos recursos do domínio público hídrico.

³⁰³ <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/energia-eletrica/procedimentos-concursais/leilao-2021-solar-flutuante/>

Foi colocada a concurso uma capacidade total de 263 MW, dividida em 7 lotes, em 7 diferentes albufeiras. O procedimento resultou na atribuição de 183 MW, dos quais cerca de 56% foram adjudicados na modalidade de Contrato por Diferenças (103 MW) e os restantes por Compensação ao Sistema Elétrico Nacional (80 MW).

Na primeira modalidade, existiram 2 lotes com preço fixo, sendo que num deles (70 MW) se verificou, novamente, a tarifa mais baixa do mundo, no valor de - 4,13 €/MWh (equivalente a um desconto próximo de 110% à tarifa de referência fixada inicialmente pelo Governo em 45 €/MWh).

É importante ainda referir que o mecanismo de leilão atribui unicamente capacidade de receção para ligação às redes dos novos produtores. Como qualquer outro novo produtor que se deseje instalar, os adjudicatários vencedores do leilão terão de assegurar todos os aspetos associados à instalação das suas centrais que lhes permitam obter a respetiva licença de produção, bem como suportar os encargos de ligação às redes, tal como previsto na regulamentação específica aplicável. Por sua vez, quando entrados em exploração, terão um tratamento igual a qualquer outro produtor em regime de mercado, tendo que fazer a programação horária das injeções que preveem realizar, pagar os desvios em que incorram e as tarifas de acesso às redes que se lhes apliquem.

6.5.4 Garantias de Origem

A Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro, que aprovou o Orçamento de Estado para 2019 veio determinar, no seu artigo 238.º os princípios de concretização do modelo de emissão e certificação das Garantias de Origem da produção de eletricidade. Nesta disposição, que altera o regime do Decreto-Lei n.º 141/2010, de 31 de dezembro, estabelece-se que compete à concessionária da RNT as competências relativas à emissão e acompanhamento das garantias e certificados de origem (EEGO).

As garantias de origem (GO) emitidas têm, por sua vez, um valor de mercado que decorre da sua utilização por entidades consumidoras de energia elétrica para efeitos de certificação de um *mix* predeterminado da produção elétrica subjacente a esse consumo.

No caso português, com a entrada em funcionamento da EEGO, em março de 2020, este sistema tornou possível a emissão de GO que foram, posteriormente, objeto de transação através de um mecanismo de leilão competitivo, tendo sido realizado à data 19 leilões, para as GO atribuíveis à produção renovável que beneficia de preço garantido administrativamente para mitigação do respetivo sobrecusto, relativamente a lotes de produção respeitante a 2020, 2021, 2022 e 2023.

Assim, para 2023, tendo em consideração a informação conhecida à data³⁰⁴ dos resultados dos leilões GO-PT relativo a lotes de produção com entrega em 2023, resulta num montante global de receitas de 80,9 milhões de euros, correspondente a um volume total de 15,2 TWh valorizadas a um preço médio ponderado de 5,33 €/MWh.

6.5.5 Rotulagem de Energia

A rotulagem de energia elétrica consiste na apresentação de informação aos consumidores sobre as origens da energia elétrica que consomem e os impactes ambientais daí resultantes.

Os principais objetivos da rotulagem são, por um lado, a diferenciação dos comercializadores de energia elétrica e das suas ofertas comerciais, proporcionando aos consumidores um critério adicional ao preço para a sua escolha, potenciando, deste modo, uma maior concorrência no mercado retalhista, pelo surgimento de novas ofertas e, por outro lado, a responsabilização dos consumidores pelas suas escolhas de consumo, permitindo que estes façam opções de consumo mais informadas, considerando os impactes ambientais da energia elétrica que consomem, e comprometendo-os na sua escolha de comercializador.

As regras aplicáveis à rotulagem de energia elétrica, designadamente, a caracterização das fontes de energia elétrica, as obrigações de prestação de informação e de reporte à ERSE e as metodologias de cálculo, estão plasmadas na Diretiva n.º 16/2018, de 13 de dezembro, que sucedeu às Recomendações anteriormente emitidas pela ERSE nesta matéria – Recomendação n.º 1/2008 e Recomendação n.º 2/2011.

³⁰⁴ Informação até ao 19.º Leilão GO-PT (realizado a 5 de dezembro de 2023).

A recomendação n.º 1/2008 começou por identificar um conjunto de boas práticas de rotulagem, de forma a concretizar os objetivos ambientais europeus no sentido de diferenciar ofertas e fornecer ao consumidor uma ferramenta de diferenciação que o tornasse igualmente agente de promoção da produção sustentável. Esta recomendação veio a ser completada em 2011, com novas regras e procedimentos que, após subseqüentes alterações regulamentares no setor elétrico, implicaram adequação e simplificação administrativa, a qual foi concretizada na Diretiva de 2018, que resultou da ampla revisão regulamentar do setor elétrico levada a cabo em 2017.

A Diretiva n.º 16/2018, de 13 de dezembro define três *mix* base para Portugal: um para o Continente e um para cada uma das Regiões Autónomas. Estes *mix*, calculados com base na informação de energia produzida, energia importada, informação sobre garantias de origem emitidas em Portugal e nos países de importação e sobre contratos bilaterais referentes à energia produzida em Portugal Continental, servem de base ao apuramento de um *mix* de cada comercializador e/ou de um *mix* de cada oferta do comercializador.

Os comercializadores, assim como as entidades concessionárias do transporte e da distribuição, ao abrigo desta Diretiva, devem igualmente manter informação disponível sobre rotulagem nas suas páginas na internet.

Os comercializadores, em particular, devem ainda disponibilizar aos seus clientes uma ficha contratual padronizada onde deve constar também informação de rotulagem, nomeadamente, o *mix* de cada oferta no último trimestre, exceto quando esta não tenha um trimestre de histórico, o *mix* do respetivo comercializador no ano civil anterior, ou dos últimos trimestres no caso de não ter atividade anterior, e o valor das emissões específicas de CO² do comercializador no último ano.

Deve igualmente ser entregue a cada cliente de eletricidade pelo seu comercializador, anualmente, um folheto sobre rotulagem de energia no qual deve estar expresso o *mix* do ano civil anterior, as emissões específicas de CO₂ do último ano, informação geral sobre impactes ambientais (segundo um formato disponibilizado pela ERSE) e medidas implementadas pelo comercializador na sua organização para a redução de impactes ambientais, não refletidas nos valores de emissões já publicados, assim como links para as páginas de rotulagem a sua página na internet e na da ERSE.

Estas regras possibilitam a oferta, por parte dos comercializadores, de ofertas ou carteira de ofertas 100% renováveis, e obrigam ao reporte trimestral, à ERSE, da informação sobre as ofertas comerciais de eletricidade assim como a manter uma base de dados auditável e promover auditorias periódicas a essa informação, cujos resultados são enviados à ERSE.

A página da ERSE existe um simulador de rotulagem disponível, com possibilidade de configurar ofertas para consumidores tipo ou para consumos à medida, conforme apresentado no capítulo 5.4.3.

6.6 SUSTENTABILIDADE ECONÓMICA E FINANCEIRA

A sustentabilidade económica e financeira do Sistema Elétrico Nacional pode estar em parte relacionada com o desempenho ambiental do setor, designadamente com o diferencial de custos dos mecanismos de suporte à produção renovável e à cogeração. No entanto, como se apresenta seguidamente (6.6.1) o diferencial de custos com a PRG (que inclui renováveis e cogeração) é apenas uma parte dos custos suportados com a produção de energia no setor elétrico. Estes incluem custos com outras tecnologias, historicamente: carvão, gás natural e grande hídrica.

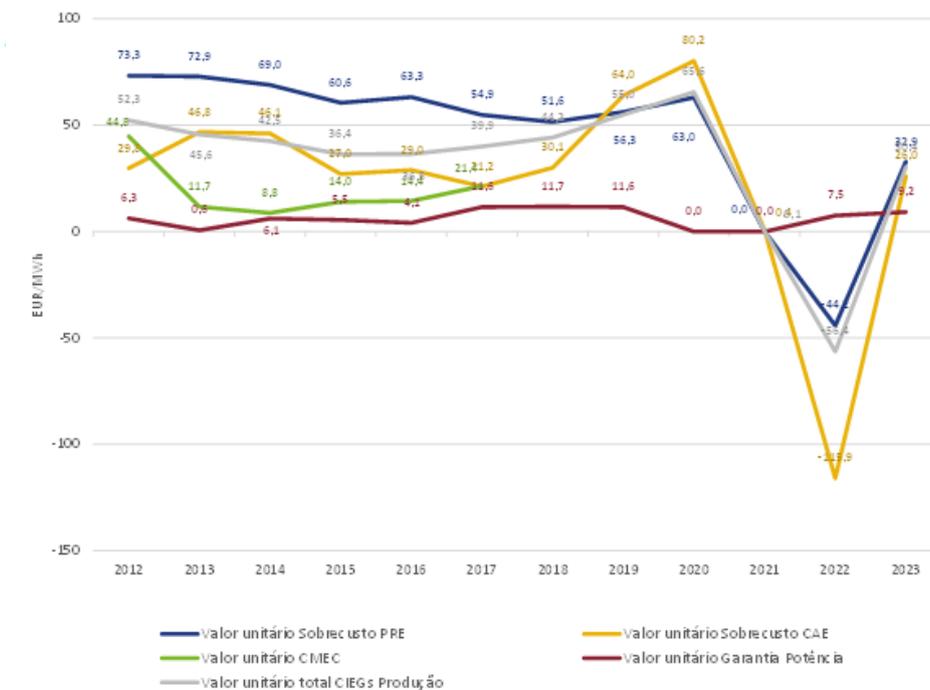
Estes diferenciais de custos, determinados no âmbito da política energética, que não da esfera de decisão da ERSE, juntam-se a outros, sendo denominados de CIEG (Custos de Interesse Económico Geral). E são recuperados nas tarifas de Acesso às Redes, tal como apresentado no (Capítulo 2).

No presente subcapítulo apresenta-se a evolução dos CIEG, presentes e futuros, cuja relevância, em termos de sustentabilidade do SEN, é determinante quando se caracteriza a evolução da dívida tarifária (6.6.4).

6.6.1 Diferenciais de Custos da Aquisição de Eletricidade

Na Figura 6-31 apresentam-se os custos unitários de CIEG associados à produção de eletricidade entre 2012 e 2023, nomeadamente os relativos à PRG, aos CAE não cessados, aos Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC) e ao incentivo à garantia de potência. Os valores apresentados correspondem aos CIEG por unidade produzida pelas respetivas instalações beneficiárias destes custos, sendo também apresentado o valor unitário médio da totalidade dos CIEG da produção.

Figura 6-31 – Custos de CIEG associados à produção de energia elétrica por unidade produzida³⁰⁵



³⁰⁵ Os valores unitários apresentados são obtidos com os custos e produções reais apurados para cada CIEG. No caso da PRE não inclui qualquer medida mitigadora, nem o efeito do alisamento quinzenal. No caso do CMEC, o valor de 2017 respeita apenas ao 1.º semestre. A partir do 2.º semestre de 2017 deixou de existir o mecanismo de revisibilidade anual, mantendo-se até 2027 um pagamento de 86,5 milhões de euros anuais respeitante à parcela fixa e ao montante de ajustamento final dos CMEC, para além de ajustamentos de valores da revisibilidade anual do passado no montante de 285 milhões de euros, conforme Despacho do Secretário de Estado da Energia de 29 de agosto de 2018, pelo que não foi apresentado para além desse ano. No caso da Garantia de Potência, o valor apresentado corresponde ao incentivo do ano (que é diferente da repercussão tarifária, que ocorre no ano seguinte) dividido pela produção real das centrais que beneficiaram do incentivo.

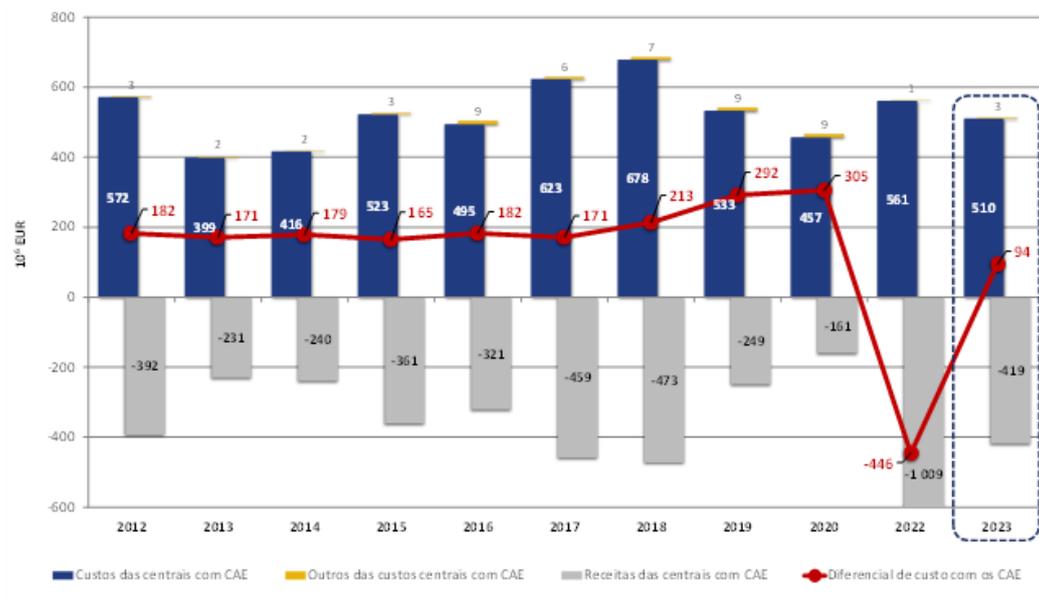
6.6.1.1 Diferencial de custo com os Contratos de Aquisição de Energia não Cessados

A evolução do diferencial de custos das centrais com CAE depende, por um lado, dos custos de aquisição da energia elétrica previstos nesses contratos, que, sucintamente, são compostos pelo encargo de potência e pelo encargo de energia, e, por outro lado, das receitas obtidas com a venda em mercado da energia produzida e serviços de sistema, que variam com as condições do mercado ibérico, nomeadamente o preço do mercado diário.

O encargo de potência, cujo propósito é remunerar o ativo da central e a sua disponibilidade, depende dos investimentos efetuados ao longo da vida útil da central, da disponibilidade declarada pelos produtores e de alguns parâmetros macroeconómicos definidos no CAE (corresponde ao CAPEX do produtor).

Quanto ao encargo de energia, que pretende compensar os custos de exploração dos produtores e depende maioritariamente dos custos de energia primária e com licenças de emissão de CO₂, associados ao regime de funcionamento das centrais (corresponde ao OPEX do produtor).

Figura 6-32 – Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE



Paralelamente, o Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de julho, atribuiu à ERSE a competência para a definição do mecanismo de incentivos à otimização da gestão dos CAE não cessados. Neste sentido, a ERSE publicou a regulamentação complementar que estabeleceu as metodologias de cálculo dos incentivos económicos à gestão otimizada dos CAE não cessados, num primeiro momento através do Despacho n.º 11210/2008, de 17 de abril, que foi posteriormente revogado pela Diretiva n.º 2/2014, de 3 de janeiro. Esta diretiva estabeleceu o incentivo ICAE, e o prémio de adequação de mercado PAM, que vigoraram até 2020. A margem operacional que determinava o valor do incentivo era obtida com a receita anual de ambas as centrais, proveniente das vendas de energia elétrica em mercado diário e em mercados a prazo, incluindo as receitas líquidas da participação nos mercados de serviços de sistema, deduzida dos custos variáveis anuais de ambas as centrais, incluindo as aquisições de gás natural e de carvão, as aquisições de licenças de emissão de CO₂ e os custos variáveis de operação e manutenção. Por outro lado, o valor anual do prémio de adequação em mercado estava, nos termos regulamentarmente estabelecidos, limitado a 300 mil euros.

De modo a adequar estes incentivos ao *phasing-out* gradual da atividade desenvolvida pela REN *Trading*, devido ao fim da vigência de ambos os contratos, em novembro de 2021, no caso da Tejo Energia, e em março de 2024, no caso da Turbogás, a ERSE publicou a Diretiva n.º 2/2021, de 19 de janeiro, que alterou o incentivo para a gestão otimizada dos CAE não cessados a partir do ano de 2021. Em 2022, o incentivo foi extinto, por não estar previsto no artigo 300.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na remuneração da atividade da REN *Trading*, uma parcela associada à otimização da gestão dos CAE. No seu lugar, foram aceites os custos de funcionamento da empresa, sujeitos a validação da sua racionalidade, situação que se manterá até ao fim da atividade da REN *Trading* em 2024.

GESTÃO OTIMIZADA DE CAE NÃO CESSADOS

A REN *Trading*, na sua qualidade de Agente Comercial, é responsável por efetuar a gestão e operacionalização da colocação em mercado grossista das centrais termoelétricas do Pego (Tejo Energia — central a carvão) e da Tapada do Outeiro (Turbogás — central de ciclo combinado a gás natural), para as quais o respetivo contrato de aquisição de energia (CAE) não foi cessado.

No quadro regulatório que incide sobre a atividade do Agente Comercial, a mencionada operacionalização da colocação em mercado da energia produzida por aqueles dois centros eletroprodutores tinha³⁰⁶ subjacente um incentivo económico, destinado a promover a gestão otimizada destes dois ativos.

Até 2012, esteve em vigor, para além de um mecanismo de otimização da gestão dos CAE, um mecanismo de otimização da gestão de licenças de emissão de CO₂ que visava otimizar a gestão das licenças de emissão de CO₂ das centrais com CAE não cessados. Decorrente de alterações legislativas no Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE), a ERSE revogou o mecanismo de otimização da gestão de licenças de emissão de CO₂ através da Diretiva n.º 1/2013, de 2 de janeiro.

Com a publicação da Diretiva n.º 2/2014, de 3 de janeiro, entrou em vigor, até 2020, um novo incentivo determinado em função da margem operacional obtida para o portfolio das duas centrais geridas pela REN *Trading*. Para efeitos de cálculo desta margem operacional era considerada a receita anual de ambas as centrais, proveniente das vendas de energia elétrica em mercado diário e em mercados a prazo, incluindo receitas líquidas da participação nos mercados de serviços de sistema, e eram retirados os custos variáveis anuais de ambas as centrais, incluindo as aquisições de gás natural e de carvão, as aquisições de licenças de emissão de CO₂ e os custos variáveis de operação e manutenção.

O período de vigência remanescente dos referidos CAE era, à entrada do ano de 2021, relativamente curto, na medida em que a cessação do CAE da Tejo Energia ocorreu no final de novembro de 2021 e a do CAE da Turbogás no final do primeiro trimestre de 2024.

Considerando a proximidade do fim dos CAE em causa, assim como a vigência de uma conjuntura de mercado elétrico com diferenças substantivas face às que ocorriam aquando da última revisão do incentivo à gestão otimizada dos CAE não cessados, entendeu a ERSE rever o incentivo.

³⁰⁶ De acordo com o artigo 300.º, n.º 2, do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual, que revogou e substituiu, entre outros, o Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, a ERSE abandonou o modelo de regulação por incentivo da atividade do Agente Comercial, adotando, em 2022, um modelo de regulação por custos aceites.

Tal se concretizou, com a publicação da Diretiva n.º 2/2021, de 19 de janeiro, e revogação da anterior Diretiva. A ERSE aprovou as novas regras do incentivo à gestão otimizada das centrais que detêm CAE não cessados (Turbogás e Tejo Energia), tarefa que incumbia à REN Trading, atuando enquanto Agente Comercial, em vigor a partir de 1 de janeiro de 2021.

O incentivo previsto na Diretiva n.º 2/2021 estava assente num prémio associado à receita da participação nos diferentes referenciais de mercado, que é função da modulação realizada com as centrais, por contraposição a um preço médio de mercado que constitui o incentivo regulatório.

O incentivo para a gestão otimizada dos CAE das centrais da Turbogás e da Tejo Energia, em euros, era calculado pela seguinte expressão:

$$I_{CAE} = k \times [(r^n - pmd_x^n) \times q]$$

em que:

- k corresponde a um escalar que replica a partilha de benefícios entre o sistema elétrico nacional e o Agente Comercial, assumindo o valor de 0,5;
- r^n corresponde ao valor da receita unitária obtida pelo Agente Comercial, em todos os referenciais de mercado, referente ao ano n a que respeita o cálculo do incentivo, expresso em euros por MWh;
- pmd_x^n corresponde ao valor do preço médio aritmético das $x\%$ horas de maior preço no mercado diário do MIBEL, área de preço portuguesa, do ano n a que respeita o cálculo do incentivo, expresso em euros por MWh, sendo definido, para 2021, $pmd_{66\%}^{2021} = 146,56 \text{ €/MWh}$;
- q corresponde ao volume de energia colocado pelo Agente Comercial do ano n a que respeita o cálculo do incentivo, expresso em MWh.

O valor do I_{CAE} , era limitado a um montante mínimo e máximo anual, sendo definido, para 2021, o seguinte intervalo de valores: $I_{CAE} \in [1 \text{ milhão de euros}; 2,5 \text{ milhões de euros}]$.

No entanto, o atual artigo 300.º, n.º 2, do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual, que revogou e substituiu, entre outros, o Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, deixou de prever na remuneração da REN Trading “os mecanismos de incentivos a aplicar à entidade concessionária da RNT, ou à entidade que a substitua, para a eficiente otimização da gestão e dos custos associados a estes contratos”, que aquele último consagrava³⁰⁷.

Não obstante a descontinuação do incentivo, a legislação vigente continua a pressupor a gestão eficiente dos CAE quando dispõe que «Nos casos previstos no número anterior, a REN Trading, deve efetuar a venda da energia elétrica adquirida no âmbito dos CAE que se mantenham em vigor através dos mercados organizados ou à celebração de contratos bilaterais, nos termos estabelecidos no Regulamento de Relações Comerciais, sempre que tal se justifique para a otimização da gestão da energia desses contratos»³⁰⁸. A repercussão de custos com os «Encargos totais suportados pela REN Trading e pela concessionária da RNT no âmbito da execução dos CAE» carece sempre, por definição, de aferição da boa execução dos contratos.

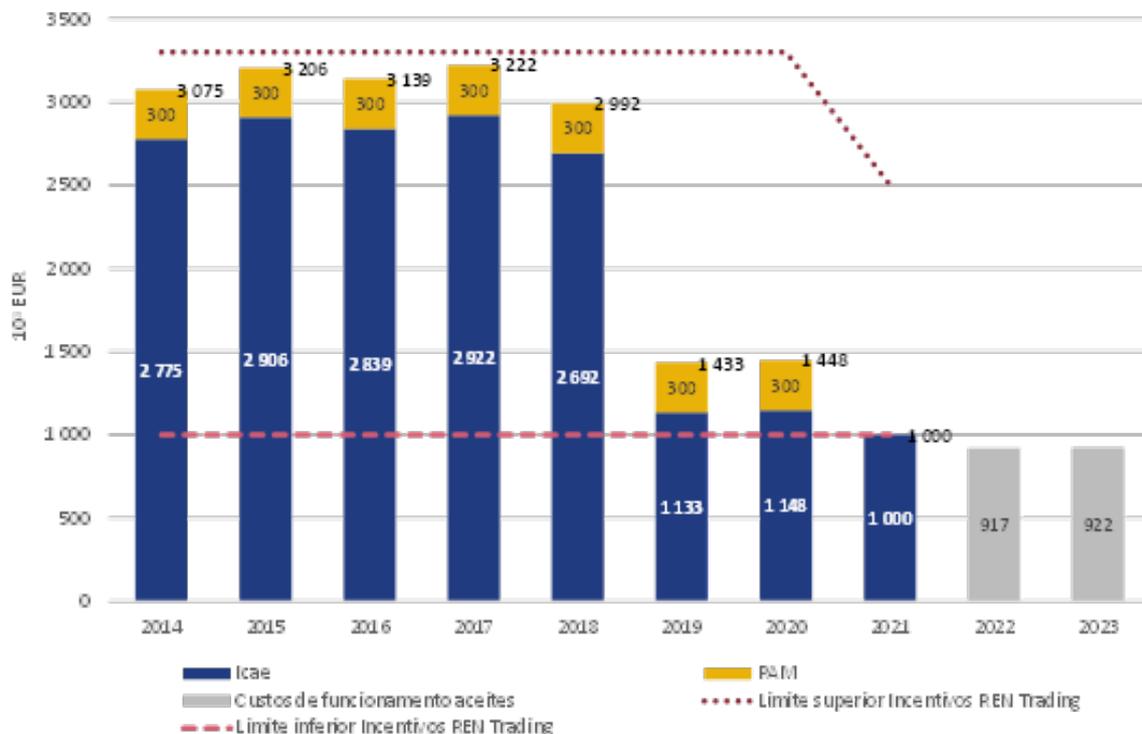
Deste modo, para além do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com os CAE não cessados, os proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial incorporam os custos de funcionamento da REN Trading efetivamente ocorridos no ajustamento definitivo de $t-2$ e estimados no ajustamento provisório de $t-1$, à semelhança do que se aplica ao ano previsional t , sujeito à posterior avaliação da ERSE da racionalidade dos custos apresentados.

Na Figura 6-33 apresentam-se os valores de incentivos recebidos pelo agente comercial de 2014 a 2021, assim como os custos de funcionamento aceites para efeitos de regulação a partir de 2022.

³⁰⁷ No artigo 70.º do Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de julho.

³⁰⁸ Artigo 300.º, n.º 2, parte final do Decreto-Lei 15/2022, de 14 de janeiro.

Figura 6-33 – Valores dos incentivos e custos de funcionamento recebidos pelo Agente Comercial



6.6.1.2 Diferencial de custo da Produção em Regime Especial com Remuneração Garantida

Pela sua importância no conjunto dos custos, analisa-se com mais detalhe o diferencial de custo da produção com remuneração garantida (PRG). O valor unitário do diferencial de custo com a aquisição da PRG resulta da diferença entre o preço médio de aquisição de energia elétrica a estes produtores, o qual decorre da legislação que define o seu regime remuneratório, e o preço médio a que o CUR coloca esta produção no mercado grossista³⁰⁹. A inclusão desta última variável nas figuras seguintes visa evidenciar a relação inversa entre o diferencial de custo da PRG e o preço de referência usado para o determinar.

³⁰⁹ Até 1 de julho de 2007 foi utilizado no cálculo do diferencial de custo da PRG o custo equivalente de aquisição de energia elétrica no Sistema Elétrico Público (tarifa de Energia e Potência e tarifa de Uso da Rede de Transporte). Após esta data, foi considerado como referência para cálculo do diferencial de custo da PRG, o custo médio unitário de aquisição do CUR em mercado. A partir de 2012, com a separação da atividade de CVEE do CUR nas funções de CVEE FC e de CVEE PRE, o diferencial de custo da PRG passou a determinar-se pela diferença entre o custo de aquisição da PRG à tarifa administrativa e a receita da venda desta produção no mercado grossista, deduzida de outros custos da função CVEE PRE.

Na Figura 6-34 apresentam-se os valores efetivamente ocorridos até 2023, quer do diferencial de custo quer do valor de referência para a sua determinação. Sublinhe-se que estes valores incorporam, igualmente, os valores diferidos por aplicação do mecanismo de alisamento estabelecido no artigo n.º 73-A do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, com as alterações introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto, e pelo Decreto-Lei n.º 79/2020, de 1 de outubro. O Decreto-Lei n.º 29/2006 foi revogado em 2022, pelo Decreto n.º 15/2022, de 14 de janeiro, passando os diferimentos a ser efetuados ao abrigo deste último diploma. Todavia, em 2022 e 2023 não ocorreu diferimento de PRG.

Figura 6-34 – Evolução do diferencial de custo PRG³¹⁰
(reais recuperados pelas tarifas)



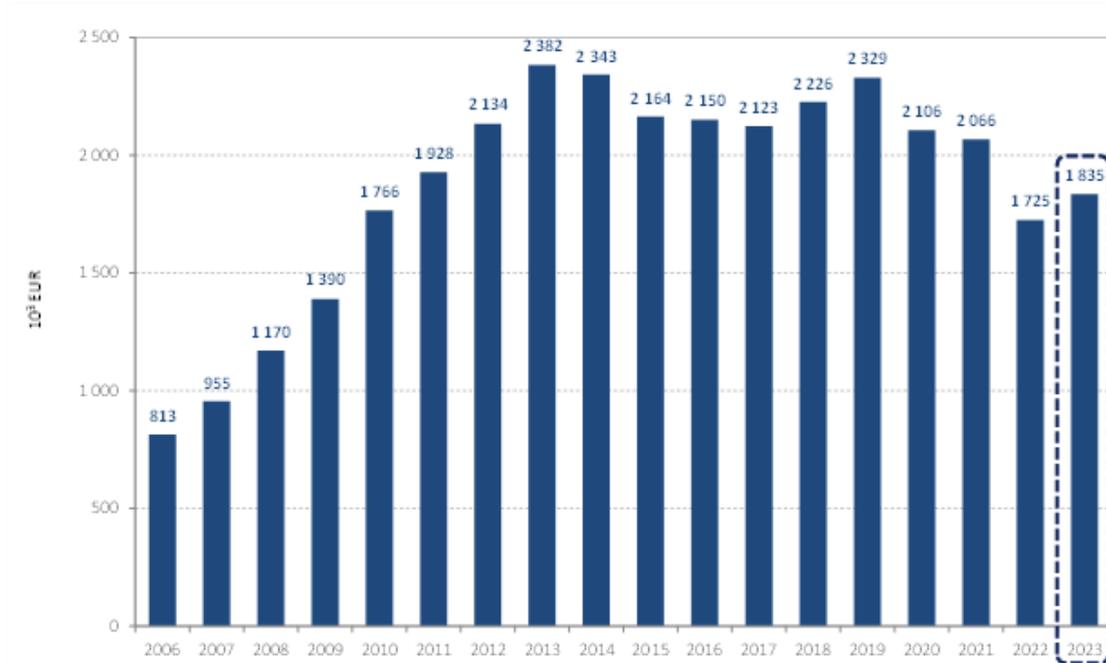
Os valores do diferencial de custo, dependentes do preço no mercado grossista, apresentam variações diferentes das que se observam no custo total com as aquisições da PRG. Conforme mostra a Figura 6-35, este custo inverteu a sua tendência crescente a partir de 2013.

³¹⁰ Até 2011 foi considerado o custo médio de aquisição de energia pelo CUR

Nos anos mais recentes, ocorreu uma estabilização do custo total com a aquisição da PRG, que se deve principalmente ao menor crescimento da potência instalada deste tipo de produtores (ver evolução da produção dos PRG 6.2) e a uma tendência de estabilização do preço médio de aquisição. No entanto, subsistem fatores que continuam a ser determinantes na evolução do custo total da PRG, designadamente por via das quantidades produzidas, que, no caso da produção renovável, são afetadas significativamente pela eolicidade e pela hidraulicidade.

Os próximos anos deverão ser marcados por uma redução gradual dos custos de aquisição aos produtores com remuneração garantida, designadamente devido ao fim dos regimes bonificados em várias tecnologias, por término do prazo, mas também devido à redução das remunerações garantidas, designadamente da eólica e da cogeração por força do quadro legal vigente. Esta redução já é observável na Figura 6-35 a partir de 2020³¹¹. Por outro lado, a ligação massiva à rede de capacidade solar com remuneração garantida com tarifas abaixo dos atuais preços de mercado, embora possa contribuir para um aumento do custo total, poderá levar a uma redução ainda mais acentuada do diferencial de custo.

Figura 6-35 – Custo total por ano com a aquisição a PRG



³¹¹ O ano de 2022 foi marcado pela transição temporária de cogeneradores para o regime de mercado, ao abrigo da derrogação do Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março, estabelecida no artigo 35.º-Y do Decreto-Lei n.º 119-A/2021, de 22 de dezembro.

6.6.1.3 Custos com a Manutenção do Equilíbrio Contratual

De acordo com o descrito na seção anterior, o Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, estabeleceu que a cessação de cada CAE confere aos seus contraentes, REN ou produtor, o direito a receber, a partir da data da respetiva cessação antecipada, uma compensação pecuniária designada por Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC). Esta compensação destina-se a garantir a manutenção do equilíbrio contratual entre as partes contraentes, subjacente ao respetivo CAE, nomeadamente garantindo a obtenção de benefícios económicos equivalentes aos proporcionados por esse contrato que não sejam adequadamente assegurados através das receitas expectáveis em regime de mercado. As centrais que aderiram a este regime participam no mercado liberalizado, obtendo receitas por essa via. Os CMEC permitem a compensação das diferenças entre o regime de mercado e o regime de remuneração garantida previstos nos CAE cessados, através de diferentes parcelas repercutidas na tarifa de Uso Global do Sistema, designadamente:

- Parcela fixa- corresponde ao apuramento, numa primeira fase, da estimativa do montante total dos CMEC, calculada à data de 1 de julho de 2007 e a ser recuperado em 20 anos. A parcela fixa dos CMEC corresponde a uma renda anual sobre o montante bruto de compensação pela cessação antecipada do conjunto dos CAE cessados, isto é, sobre o valor inicial dos CMEC. Para cada centro electroprodutor, este último montante corresponde ao valor atual, à data de cessação, da soma para cada ano do período remanescente contratado no respetivo CAE dos encargos fixos previstos subtraídos dos rendimentos previstos decorrentes da venda de energia em mercado, deduzidos dos custos variáveis de produção previstos. A taxa nominal aplicável ao cálculo da anuidade da parcela fixa dos CMEC é de 4,72%, com efeitos a 1 de janeiro de 2013, de acordo com a Portaria n.º 85-A/2013, de 27 de fevereiro. O Decreto-Lei n.º 240/2004 definiu que cabe à ERSE publicar o valor da parcela fixa dos CMEC e assegurar que este montante seja repercutido na faturação da tarifa de Uso Global do Sistema por todas as entidades da cadeia de faturação do setor elétrico;
- Parcela de Acerto ou revisibilidade anual - o mecanismo de ajustamento dos CMEC corresponde à diferença entre o valor atual das receitas que um centro electroprodutor esperaria receber antes da liberalização dos mercados, definidos nos seus respetivos CAE, e a receita realmente ocorrida. Os fatores que influenciaram a evolução dos ajustamentos dos CMEC eram os que incidiam diretamente sobre as receitas e os custos dos centros electroprodutores, dos quais se destacam pela sua relevância: o preço de energia elétrica, fator gerador de receitas; a produção das centrais, fator gerador de receitas líquidas dos custos

a evolução dos custos de exploração, nomeadamente dos custos com combustíveis e com as licenças de emissão de CO₂; a disponibilidade das centrais, que influencia o encargo fixo e a evolução da taxa de inflação, que influencia o encargo fixo. Estes ajustamentos anuais foram efetuados nos 10 primeiros anos de vigência do regime, isto é, até junho de 2017 e são recuperados na tarifa de UGS. O valor final está sujeito à homologação por parte do membro do Governo responsável pela Energia;

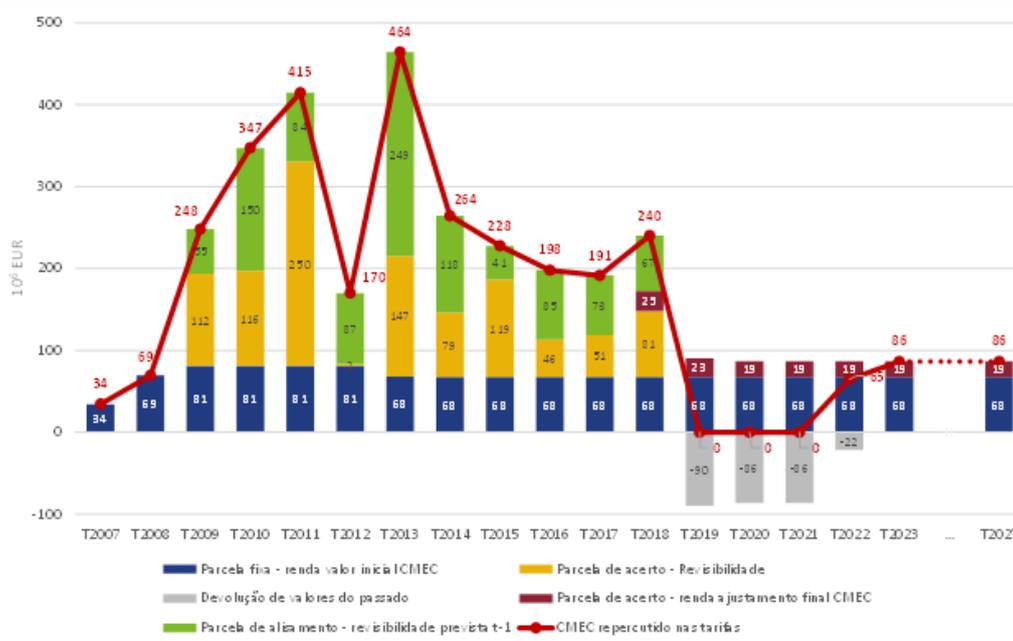
- Parcela de Alisamento - mecanismo de alisamento tarifário, com efeitos sobre a parcela dos CMEC na tarifa de UGS, com o objetivo de transmitir um preço estável de potência contratada para refletir os CMEC. Este ajuste é calculado com base na última informação recebida antes da aplicação das tarifas, devendo a informação contemplar pelo menos 6 meses de dados ocorridos. Este ajuste permite atenuar as variações tarifárias originadas por via da revisibilidade, visando igualar a tarifa de UGS em vigor até à aplicação da parcela de revisibilidade à tarifa aplicada no resto do ano. Este ajustamento é aplicado como amortecedor do impacto da revisibilidade e apenas tem implicações nas transações financeiras entre o operador da rede de distribuição e os consumidores de energia elétrica;
- Ajustamento final dos CMEC- Em 2017, conforme definido pela Lei do Orçamento de Estado, o Governo procedeu ao cálculo do ajustamento final dos CMEC nos termos estabelecidos no n.º 7 do artigo 3º do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de agosto. Este montante será recuperado nas tarifas anuais através de uma renda, determinada nos termos do Decreto-Lei n.º 240/2004. O primeiro ano de repercussão tarifária destas rendas foi 2018, cujas tarifas incluíram a renda relativa ao 2.º semestre de 2017 e ao ano de 2018 calculadas a partir do montante total apurado atualizado a 1 de julho de 2017 a uma taxa de 2,04%. Para 2019 o valor da renda anual foi calculado utilizando a taxa de 4,72% (de acordo com o estipulado no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro), passando a anuidade do ajustamento final dos CMEC para 18 949 milhares de euros ao invés de 16 452 milhares de euros.

No seguimento da publicação anual de tarifas para o setor elétrico, compete à ERSE, no âmbito das transferências dos CMEC ao abrigo do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, garantir que todas estas parcelas são repercutidas na tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) por todas as entidades da cadeia de faturação do setor elétrico e entregues a cada produtor ou aos respetivos cessionários.

Em 2018, através de Despacho do Secretário de Estado da Energia de 29 de agosto de 2018, e como resulta do Despacho de 4 de outubro de 2018, foi declarada, por integração da Informação n.º 111/DSPEE/2018 da DGEG, “a nulidade dos cálculos dos ajustamentos anuais dos CMEC e, conseqüentemente, dos respetivos atos homologatórios, na parte, e apenas na parte, em que ponderou o aspeto inovatório, aí identificado, relativo ao fator referente à disponibilidade das centrais em causa, nulidade que, para evitar interpretações díspares, e com os fundamentos então explanados, expressamente se declara.”. Assim, tendo os atos homologatórios anualmente praticados entre 2007 e 2014 sido declarados parcialmente nulos pelo órgão administrativo competente, nos termos dos artigos 162.º e 169.º do CPA Código do Procedimento Administrativo, ficam destruídos os efeitos por aqueles produzidos, no que respeita à remuneração pelos coeficientes de disponibilidade, no valor de 285 milhões de euros. Neste contexto, tendo presente o estabelecido no Despacho de 29 de agosto de 2018, o montante em causa, de 285 milhões de euros, tem de ser devolvido aos consumidores, o que por via tarifária será feito anualmente, até ao nível que garante aos consumidores de energia elétrica a neutralidade tarifária dos pagamentos de CMEC, através das parcelas de acertos e de alisamento³¹². Esta devolução ocorre a partir das tarifas de 2019.

Apresenta-se de seguida, uma figura que ilustra os montantes das principais parcelas dos CMEC já consideradas em tarifas e as previstas até ao fim da aplicação deste mecanismo.

Figura 6-36 – Montantes referentes aos CMEC repercutidos e previstos repercutir em tarifas



³¹² Nestas parcelas não se incluem os ajustamentos de faturação que pretendem compensar desvios de faturação ocorridos.

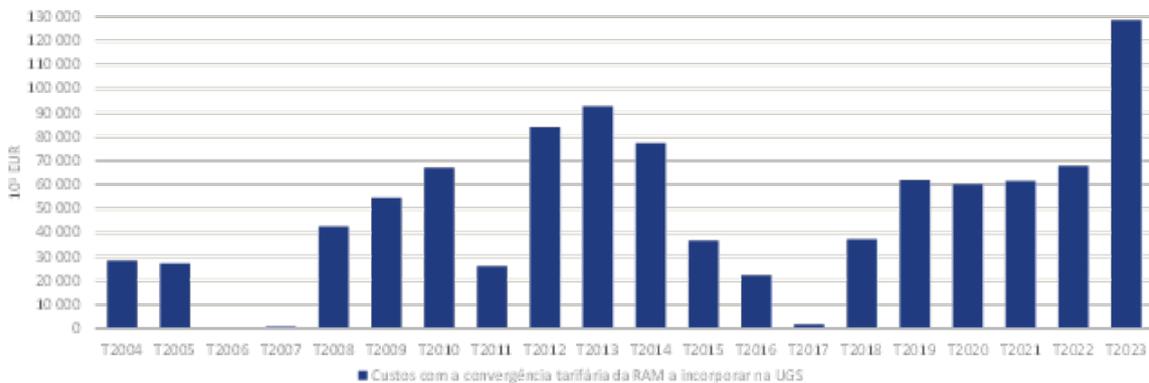
6.6.2 Convergência Tarifária das Regiões Autónomas

Para além dos sobrecustos com a aquisição de energia destaca-se, de entre os CIEG recuperados nas tarifas Acesso às Redes via tarifa de Uso Global do Sistema, a parcela referente aos custos com a convergência tarifária entre o Portugal Continental e as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

Esta convergência tarifária é determinada na Lei e está espelhada nos regulamentos da ERSE, designadamente, no Regulamento Tarifário. Os custos com a convergência tarifária visam compensar os consumidores das Regiões Autónomas por forma a que os preços médios dos fornecimentos a clientes finais nessas regiões convirjam com os praticados no Continente.

A Figura 6-37 apresenta o nível de custos com a convergência tarifária da RAM incorporados na UGS entre tarifas de 2004 e 2023.

Figura 6-37 – Custos com a convergência tarifária da RAM incorporados na UGS

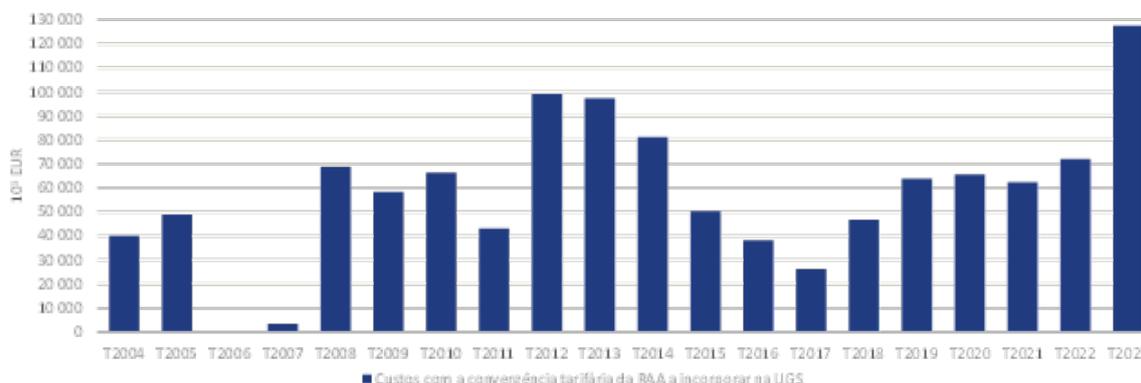


A evolução dos custos com a convergência tarifária tem vindo a ser historicamente caracterizada por um comportamento cíclico. Nos anos em que se assistiu a valores elevados, estes podem ser atribuídos, essencialmente à atividade de AGS (ver 3.7), efeito principalmente dos custos com combustíveis para produção de energia elétrica³¹³ e, recentemente, dos custos com licenças CO₂.

A Figura 6-38 apresenta os custos com a convergência tarifária da RAA incorporados na UGS, entre tarifas de 2004 e 2023.

³¹³ Principalmente fuelóleo, mas também gasóleo, e mais recentemente gás natural.

Figura 6-38 – Custos com a convergência tarifária da RAA incorporados na UGS



O comportamento dos custos com a convergência tarifária é semelhante entre a EDA³¹⁴ e a EEM.

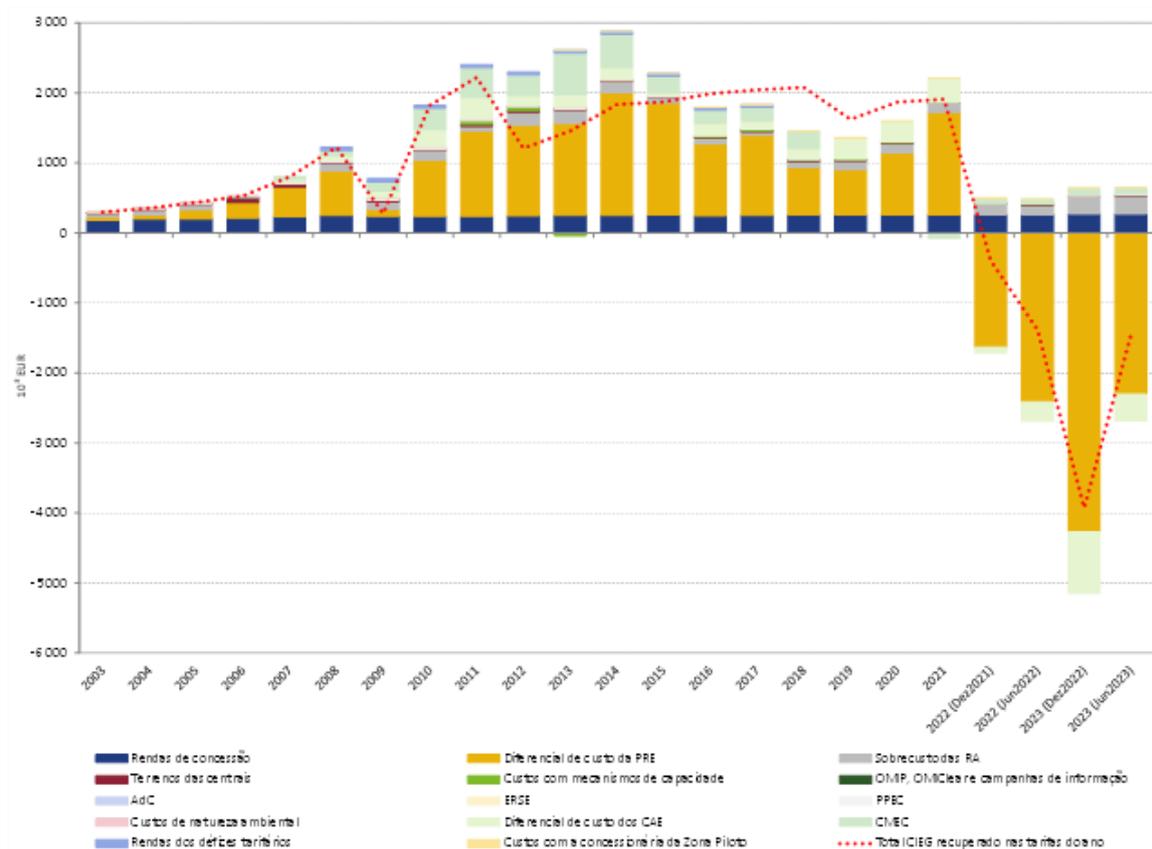
6.6.3 Evolução dos Custos de Interesse Económico Global

A Figura 6-39 mostra a evolução dos CIEG desde 2003, com exceção dos que têm sido suportados pelos produtores e que não são repercutidos através da tarifa de Acesso às Redes, designadamente os custos de financiamento da Tarifa Social. Estes CIEG dizem respeito a cada ano, podendo diferir dos incorporados nas tarifas do ano para os quais foram calculados (linha vermelha a ponteadado). Caso, por exemplo, dos diferenciais de custos com a PRE, cuja recuperação podia ser diferida ao abrigo da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal previsto no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, bem como os pagamentos referentes aos diferimentos do ajustamento anual dos CMEC, quando aplicável. Em 2022, o Decreto-Lei n.º 29/2006 foi revogado pelo Decreto n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que passa a permitir o diferimento de todos os CIEG, por um período máximo de cinco anos.

Estes custos apresentam uma tendência de crescimento até ao exercício tarifário de 2014, onde atingem o valor máximo agregado. A partir daí a tendência inverte-se e é globalmente decrescente. A partir de 2022, o valor dos CIEG do ano torna-se negativo devido à inversão do sobrecusto da PRE e do sobrecusto dos CAE, por força do forte incremento dos preços de energia elétrica nos mercados grossistas, que ultrapassaram o valor unitário da energia elétrica produzida pela PRE e pela central com CAE. Recorde-se que os sobrecustos da PRE e dos CAE resultam da diferença dos preços garantidos da energia produzida por estes centros electroprodutores e preços no mercado grossista. Com a redução dos preços de mercado, o efeito ocorrido em 2022 e 2023, em que os CIEG se tornaram num benefício a favor das tarifas, deverá inverter-se, voltando os CIEG a serem um custo.

³¹⁴ No caso da EDA, não se verifica consumo de gás natural.

Figura 6-39 – Evolução dos custos de interesse económico geral repercutidos nas tarifas desde 2003



6.6.4 Evolução da Dívida Tarifária

De um modo sucinto, a dívida tarifária é criada quando, de forma voluntária, os custos do sistema elétrico não são integralmente repercutidos nos cálculos das tarifas pagas pelos consumidores em cada ano, designadamente para assegurar a estabilidade tarifária. Desta forma, a recuperação de uma parte dos custos é diferida no tempo, o que implica a sua repercussão nas tarifas com acréscimo de juros.

As diferentes componentes da dívida tarifária são apresentadas anualmente nos documentos publicados pela ERSE, cujo respetivo enquadramento legal e montantes se resume de seguida:

1. Custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira dos anos 2006 e 2007 não repercutidos nas tarifas de 2008, que levaram à criação de dívida ao abrigo do Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de dezembro. Esta dívida, no montante de 175,3 milhões de euros, foi amortizada em 10 anos e os respetivos pagamentos terminaram em 2017;

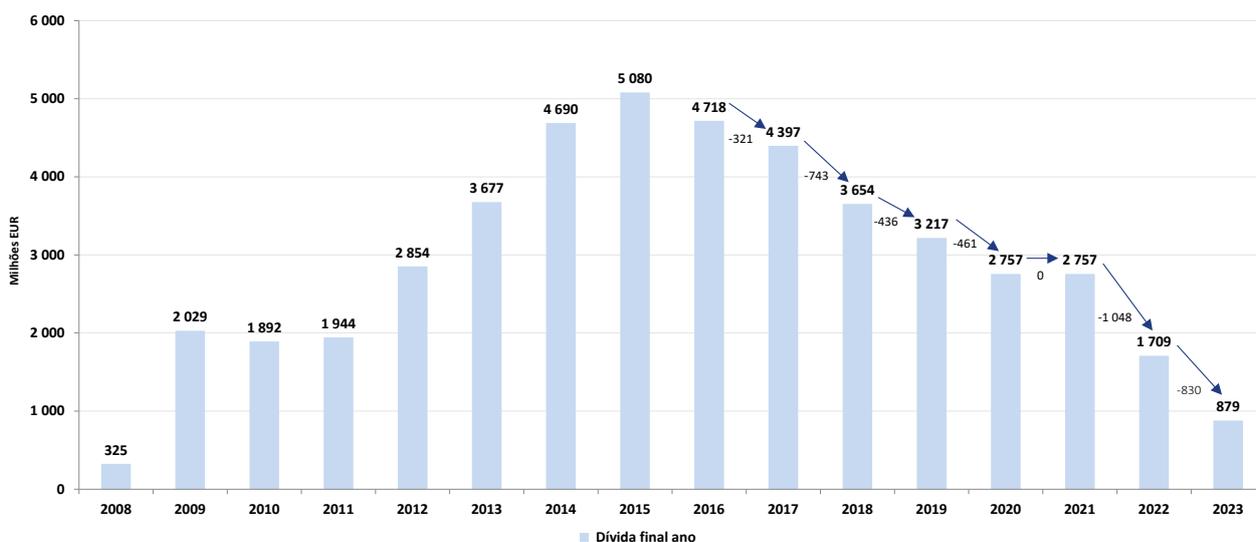
2. Défice tarifário de BT de 2006 e 2007 não repercutidos nas tarifas de 2008, que levaram à criação de dívida ao abrigo do Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de dezembro. Esta dívida, no montante de 171,3 milhões de euros, foi amortizada em 10 anos e os respetivos pagamentos terminaram em 2017;
3. Desvios de energia de 2007 e 2008 não repercutidos nas tarifas de 2009, que levaram à criação de dívida ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto no montante de 1275,7 milhões de euros. Foi definido esta dívida ser totalmente amortizada até 2024;
4. Sobrecusto da PRE com remuneração garantida do ano 2009 não repercutida nas tarifas de 2009, levaram à criação de dívida ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto no montante de 447,5 milhões de euros. Foi definido esta dívida ser totalmente amortizada até 2024;
5. Diferimentos da parcela de acerto de 2011 dos CMEC, num montante de 149,8 milhões de euros, e do ajustamento provisório de 2012 do sobrecusto CAE, num montante de 13,3 milhões de euros, ambos decorrentes da aplicação do Decreto-Lei n.º 256/2012, de 29 de novembro, que geraram dívida em 2013 e cujo pagamento ocorreu até 2015 e 2014, respetivamente:
6. Diferimentos da parcela de acerto de 2012 dos CMEC, num montante de 240 milhões de euros decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 32/2014, de 28 de fevereiro, que geraram dívida em 2014 e cujo pagamento ocorreu nos anos de 2017 e 2018;
7. Diferimento dos sobrecustos da PRE entre os anos 2012 e 2021, que resultaram na criação de dívida em cada um desses anos, ao abrigo do artigo 73º-A do Decreto-Lei n.º 29/2006, na redação vigente à data, entretanto revogada, com duração de 5 anos. O total de dívida desta natureza criada no período de aplicação desta legislação foi de 12 187,7 milhões de euros. No ano de 2023, ainda se encontram em amortização as dívidas criadas com os diferimentos do sobrecusto da PRE dos anos 2019 a 2021, sendo que em 2022 não foi criada dívida ao abrigo deste enquadramento legal.

A dívida respeitante aos pontos 1 a 6 foi criada mediante decisões do Governo, devido a situações excecionais ou decorrentes de opções de política energética que eram suscetíveis de provocar impactes tarifários significativos para os consumidores de energia elétrica. Essas situações justificaram a diluição intertemporal de custos previstos repercutir nas tarifas de eletricidade em determinado ano, e a conseqüente criação de dívida tarifária nos termos previstos nos diferentes diplomas acima identificados.

No caso da dívida referida no ponto 7 e 8, a prerrogativa existente na lei desde 2011³¹⁵, permitiu à ERSE a utilização de diferimento de sobrecustos com a PRE, sempre que por motivos de estabilidade tarifária tal se justifique nas decisões tarifárias tomadas em cada ano, o que aconteceu nos anos de 2012 a 2021 e de 2024.

A Figura 6-40 mostra a evolução da dívida tarifária do setor elétrico desde 2008.

Figura 6-40 – Evolução da dívida tarifária do setor elétrico



6.7 INCENTIVOS REGULATÓRIOS E SUSTENTABILIDADE

No atual enquadramento do setor elétrico a produção de energia é operada em regime de mercado, não sendo estes produtores objeto de regulação económica *ex ante*, contrariamente ao que acontece, por exemplo, com os operadores de rede.

Há, no entanto, algumas exceções: a geração de energia nas Regiões Autónomas, cujos custos são objeto de regulação e são repercutidos nas tarifas (6.7.1); e as centrais com CAE não cessados (6.7.2). Em ambos os casos, o regulador tem procurado implementar incentivos com um duplo objetivo: a eficiência de custos e o bom desempenho ambiental, tendo em conta os sinais preço do mercado de licenças de emissão de CO₂.

³¹⁵ Artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho e seguintes e, posteriormente, o artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

6.7.1 Incentivo Associado às Compras de Licenças de CO₂ nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira

No âmbito do Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE), as licenças de emissão de dióxido de carbono (CO₂) representam um custo variável de produção e constituem um ativo que as centrais passaram a deter a partir de 2008. Assim, considerou-se importante incluir este tema no âmbito dos incentivos de regulação. Uma vez que a atividade de produção nas Regiões Autónomas é regulada pela ERSE, o âmbito do incentivo à gestão eficiente das licenças de emissão CO₂ incluiu estas regiões.

Dadas as alterações legislativas e as incertezas associadas ao período de cumprimento (2013 – 2020), a ERSE revogou o Despacho da ERSE n.º 11210/2008, de 17 de abril, estabelecendo a Diretiva n.º 2/2014, de 3 de janeiro, o mecanismo de otimização da gestão das licenças de emissão de CO₂, no seguimento de um novo enquadramento legal do mecanismo de CELE, o que, por sua vez, ditou alterações quer no funcionamento dos mercados de emissões, quer nas valorizações das mesmas, com impacto no funcionamento do setor elétrico português.

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

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

O ano de 2021, no que ao CELE diz respeito, apresenta uma característica específica, que se traduziu inclusivamente na alteração da valorização das próprias licenças de emissão, que decorre, por sua vez, da alteração do modelo de governação do CELE, passando a incluir, por exemplo, a obrigatoriedade de aquisição de licenças de emissão para parte do setor dos transportes.

Assim, em 2021 e 2022, devido à inexistência de um quadro regulamentar relativo ao regime de incentivos para a gestão otimizada de licenças de emissão de CO₂ na RAA e na RAM, não se aplica o incentivo associado às compras de licenças de emissão de CO₂ na RAA e na RAM, tendo a continuidade sido garantida ao abrigo da Diretiva n.º 5/2023, de 16 de janeiro, sendo esta aplicável a partir de 1 de janeiro desse ano.

O mecanismo de otimização da gestão das licenças de emissão de CO₂ nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira tem como objetivo garantir que, de uma gestão eficiente das licenças de emissões, resultam ganhos para os consumidores. Como contrapartida, os consumidores partilham com as empresas, dentro de determinados limites, o risco desta gestão.

Este mecanismo é composto pelo incentivo à gestão eficiente das licenças de emissão de CO₂ e pela partilha de ganhos resultantes de operações de cobertura das necessidades das licenças de emissão de CO₂ da EDA e da EEM.

Os custos e proveitos resultantes da aplicação do mecanismo são passados para os consumidores através das tarifas de venda a clientes finais, no caso da EDA e da EEM.

BALANÇO DA APLICAÇÃO DO MECANISMO

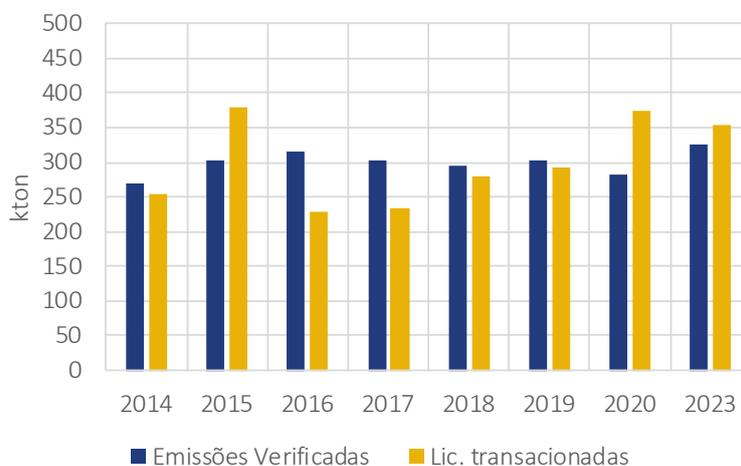
Para efeitos de análise e justificação do período de exclusão do mecanismo do incentivo, ainda assim considerou-se, no presente documento, uma avaliação do mecanismo em cada período CELE, i.e., período de cumprimento (2013-2020) e período de cumprimento (2021-2030).

Verificou-se, durante o período de aplicação do mecanismo compreendido entre 2014 e 2023, um ligeiro *deficit* de 3% relativo às licenças adquiridas em mercado quando comparado com as emissões verificadas, sendo mais expressivo na EEM (*deficit* em redor dos 5%) do que na EDA (ligeiro excedente em redor dos 0,1%).

No período CELE 2013-2020 (3ª Fase), e considerando a entrada em vigor da Diretiva n.º 2/2014, a 3 de janeiro, esta situação agrava-se no caso da EEM (*deficit* em redor dos 8%), apresentando a EDA um *déficit* de 1,3% quanto à cobertura das suas necessidades.

No período CELE 2021-2030 (4ª Fase), e considerando a entrada em vigor da Diretiva n.º 5/2023, a 16 de janeiro, a 1 de janeiro, da análise ao ano de 2023 verificaram-se, em ambas as RA, excedentes relativos às licenças adquiridas em mercado quando comparado com as emissões verificadas, em redor dos 8% e 9% (para a EDA e EEM respetivamente). Nas figuras seguintes apresentam-se as evoluções das emissões verificadas e das licenças de emissão de CO₂ adquiridas para as centrais da EDA e da EEM.

Figura 6-41 - Quantidades de emissões verificadas e de licenças transacionadas pela EDA³¹⁶, de 2014 a 2023



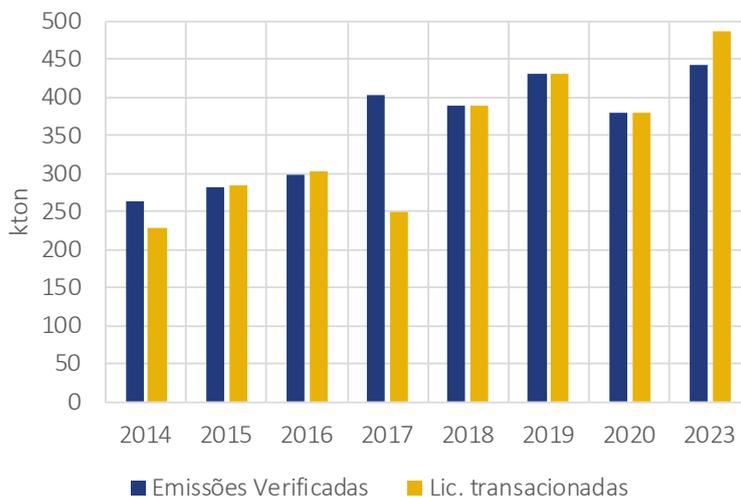
Fonte: *European Union Transaction Log*, EDA

No caso da EDA, verificou-se excedentes de licenças de emissão de CO₂, em 2015, 2020 e 2023, sendo que em 2016 e 2017, ocorreram *deficits* de licenças de emissão de CO₂ mais expressivos. A possibilidade de *banking* de licenças entre anos no mesmo período CELE, possibilita eliminar estes efeitos, sendo que, no período compreendido entre 2014 e 2020, coincidindo com a entrada em vigor da Diretiva n.º 2/2014, de 3 de janeiro, correspondente ao período CELE 2013-2020 (3ª Fase), o saldo final era de 2.068 kton de emissões verificadas contra as 2.041 kton de licenças de emissão de CO₂ transacionadas.

Devido à entrada do novo período CELE 2021-2030 (4ª Fase) e do novo quadro regulamentar em vigor desde 1 de janeiro de 2023, verifica-se, para o ano de 2023, um saldo de 325 kton de emissões verificadas contra 355 kton de licenças de emissão de CO₂ transacionadas, verificando um excedente de cerca de 30 kton.

³¹⁶ As licenças transacionadas correspondem ao volume de licenças em operações de compra.

Figura 6-42 - Quantidades de emissões verificadas e de licenças transacionadas pela EEM³¹⁷, de 2014 a 2023



Fonte: *European Union Transaction Log*, EEM

No caso da EEM, verificou-se ligeiros excedentes de licenças de emissão de CO₂, em 2015, 2016 e 2019, sendo que em 2014 e 2017 ocorreram *deficits* de licenças de emissão de CO₂. A possibilidade de *banking* de licenças entre anos no mesmo período CELE, possibilita eliminar estes efeitos, sendo que, no período compreendido, entre 2014 e 2020, coincidindo com a entrada em vigor da Diretiva n.º 2/2014, de 3 de janeiro, correspondente ao período CELE 2013-2020 (3ª Fase), o saldo final era de 2 450 kton de emissões verificadas contra as 2 268 kton de licenças de emissão de CO₂ transacionadas.

Em 2023 ocorreu um excedente mais acentuado de licenças de emissão consubstanciado pela entrada em vigor do novo período CELE 2021-2030 (4ª Fase) e, por sua vez, da Diretiva n.º 5/2023, 16 de janeiro. Assim, para o ano de 2023, o saldo é de 442 kton de emissões verificadas contra 486 kton de licenças de emissão de CO₂ transacionadas, verificando um excedente de cerca de 44 kton.

Quanto aos resultados do mecanismo de incentivo à gestão das licenças de emissão de CO₂ nas Regiões Autónomas, o total de custos aceites durante o período compreendido entre 2014 e 2023 rondou os 125 milhões de euros (dos quais 43% correspondem à EDA e 57% à EEM).

³¹⁷ As licenças transacionadas correspondem ao volume de licenças em operações de compra.

No período CELE 2013-2020 (3ª Fase), e considerando a entrada em vigor da Diretiva n.º 2/2014, a 3 de janeiro, o total de custos aceites durante o período compreendido entre 2014 e 2020 rondou os 61 milhões de euros (dos quais 44% correspondem à EDA e 56% à EEM).

No período CELE 2021-2030 (4ª Fase), e considerando a entrada em vigor da Diretiva n.º 5/2023, a 16 de janeiro, o total de custos aceites durante o período de 2023 rondou os 64 milhões de euros (dos quais 42% correspondem à EDA e 58% à EEM).

Quadro 6-12 - Resultados do Mecanismo de incentivo à gestão das licenças de emissão de CO₂ na RAA

RAA - EDA								
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2023
Pref (€/ton _{CO2})	5,95	7,67	5,35	5,84	15,92	24,86	24,73	83,49
EV (ton)	296 731	302 335	315 941	301 362	294 741	301 948	282 089	325 090
CfixT (€)	0	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000	12 250
CvarT (€/ton _{CO2})	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0
CT (€)	1 780	21 814	21 896	21 808	21 768	21 812	21 693	12 250
CA CO ₂ (€)	1 767 330	2 340 723	1 712 180	1 781 762	4 714 045	7 528 239	6 997 754	27 154 014

Fonte: EDA

Relativamente à RAA, o total de custos aceites durante o período compreendido entre 2014 e 2020, e considerando a entrada em vigor da Diretiva n.º 2/2014, a 3 de janeiro ascendeu a 26,8 milhões de euros. Relativamente à RAA, o total de custos aceites durante o período de 2023, e considerando a entrada em vigor da Diretiva n.º 5/2023, a 16 de janeiro, ascendeu a 27,2 milhões de euros.

Quadro 6-13 - Resultados do Mecanismo de incentivo à gestão das licenças de emissão de CO₂ na RAM

RAM - EEM								
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2023
Pref (€/ton _{CO2})	5,95	7,67	5,35	5,84	15,92	24,86	24,73	82,49
EV (ton)	263 397	283 315	299 281	402 821	389 996	431 716	379 594	442 317
CfixT (€)	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000	17 500
CvarT (€/ton _{CO2})	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,005
CT (€)	21 580	21 700	21 796	22 417	22 340	22 590	22 278	19 712
CA CO ₂ (€)	1 588 793	2 194 726	1 622 949	2 374 892	6 231 076	10 755 050	9 409 637	36 948 758

Fonte: EEM

No que respeita à RAM, o total de custos aceites durante o período compreendido entre 2014 e 2020 ascende a 34,2 milhões de euros. À semelhança do que se referiu para a RAA, no caso da RAM, se para o ano de 2023 se considerar uma análise equivalente, o total de custos aceites ascenderia a 36,9 milhões de euros.



7. A Dimensão Internacional

ÍNDICE

7. A Dimensão Internacional	553
7.1 Os Pilares do Mercado Europeu de Energia	533
7.2 Reguladores Europeus	548
7.2.1 O Papel da Regulação Independente no Mercado Interno da Energia	548
7.2.2 Uma Regulação Partilhada	549
7.2.3 Fóruns de Energia da Comissão Europeia	555
7.2.3.1 Fórum Europeu de Regulação de Eletricidade (Fórum de Florença)	556
7.2.3.2 Fórum de Infraestruturas Energéticas (Fórum de Copenhaga)	557
7.2.3.3 Fórum dos Consumidores de Energia (Fórum de Dublin)	558
7.2.4 Perspetivas e Desafios Regulatórios	559
7.3 Uma Rede para a Europa	562
7.3.1 Os Códigos de Rede	562
7.3.2 A Operação das Redes e a ENTSO-E	568
7.3.3 As Redes Europeias e o Regulamento RTE-E	573
7.3.4 A Associação dos Operadores de Redes de Distribuição	576
7.4 Mercado Grossista Europeu	576
7.5 Comércio Internacional de Licenças de Emissão de CO ₂	582
7.6 Cooperação Internacional	587
7.6.1 Instituições Multilaterais	588
7.6.2 Articulação com Outras Organizações Internacionais	595

7. A DIMENSÃO INTERNACIONAL

O modelo do mercado energético aplicado em Portugal resulta de dois grandes eixos. Por um lado, surge da evolução progressiva das necessidades socioeconómicas do território, assim como da sua geografia e dos seus recursos naturais e, por outro lado, advém da evolução do enquadramento regulamentar e do mercado estabelecido pela União Europeia (7.1). A escolha europeia de um modelo de mercados energéticos liberalizados tem sido decisiva para o desenvolvimento do setor em Portugal. A cooperação estreita de Portugal com Espanha, e a criação de mercados ibéricos para a eletricidade (MIBEL) e para o gás natural (MIBGAS), com o objetivo da integração dos sistemas energéticos dos dois países, tem sido essencial para a integração da península no mercado único europeu de energia que se quer cada vez mais descarbonizado (7.4 e 7.5).

É neste contexto que a ERSE tem desenvolvido a sua ação regulatória, apoiada por um acompanhamento permanente do marco regulatório europeu e pela sua participação nas estruturas europeias, de que faz parte ativa, (7.2) que regulam, a vários níveis, uma rede (7.3) que é, cada vez mais, comum a todos os europeus.

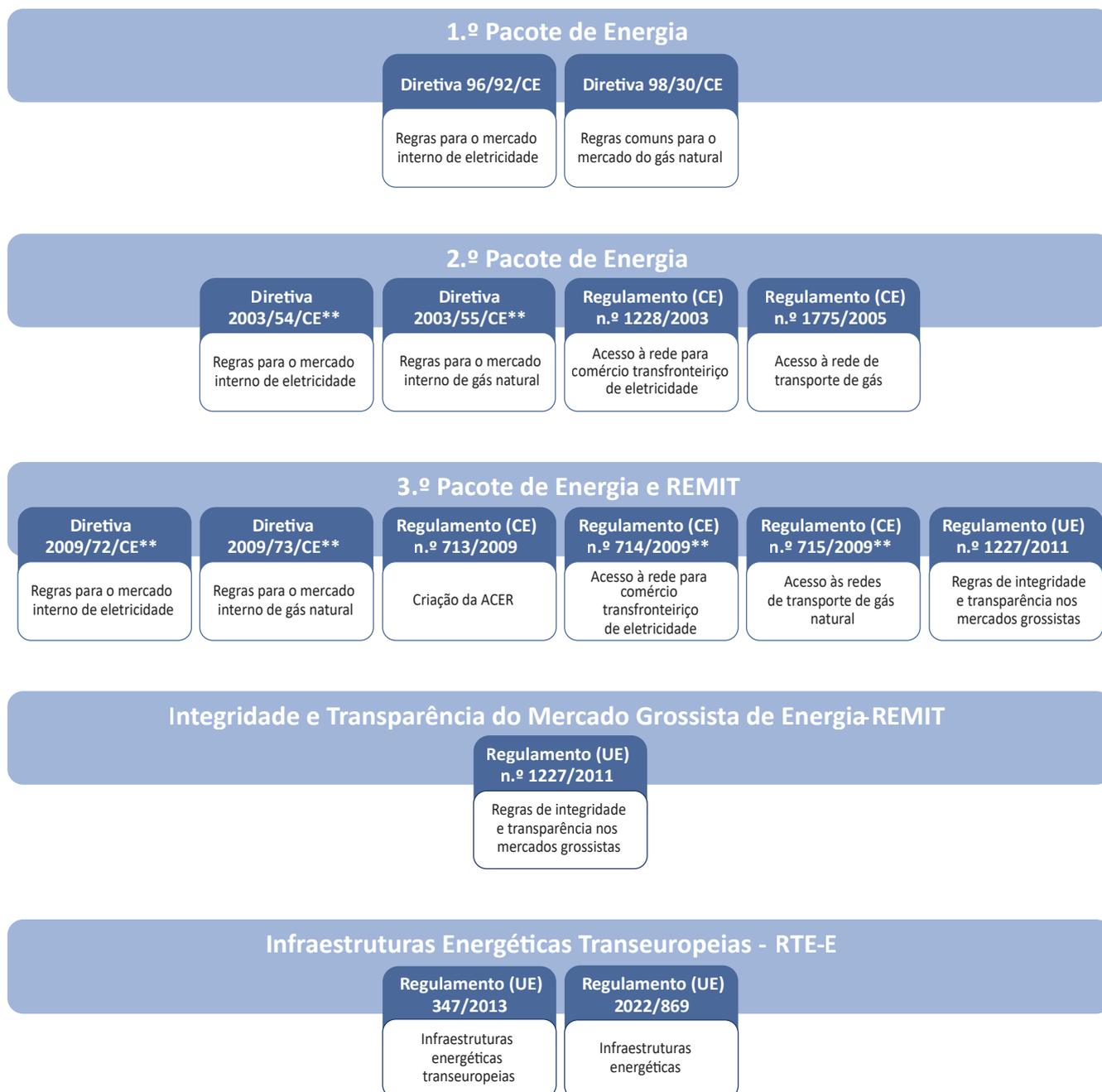
No entanto, como eventos recentes têm vindo a demonstrar, a interdependência dos mercados de energia não se esgota no espaço europeu nem nas instituições da União Europeia, e a cooperação com reguladores de outras geografias é cada vez mais útil e necessária (7.6).

7.1 OS PILARES DO MERCADO EUROPEU DE ENERGIA

A regulamentação energética europeia é estabelecida por um conjunto de leis e regulamentos que visam garantir a segurança energética; promover a eficiência energética, a utilização de fontes de energia renovável e a redução das emissões de gases com efeito estufa; fomentar a concorrência e a integração do mercado energético europeu; e proteger os interesses dos consumidores. Desde 1996, a regulação do setor energético tem testemunhado uma evolução gradual, decorrente, não só da vontade coletiva de um setor liberalizado e integrado por todo o território europeu, mas também em virtude da (auto)imposição de objetivos de descarbonização, com vista a promover uma Europa mais sustentável e resiliente energeticamente.

Esta evolução tem sido marcada pela implementação de sucessivos pacotes legislativos, descritos abaixo, a um ritmo cada vez mais acelerado, dos quais decorrem obrigações para o quadro de atuação das entidades reguladoras nacionais.

Figura 7-1 – Evolução dos Pacotes de Energia Europeus



Pacote de Energia Limpa para Todos os Europeus

Diretiva (UE) 2018/844* Desempenho energético dos edifícios	Regulamento (UE) 2018/1999 Governança da União da Energia e da ação climática	Diretiva (UE) 2018/2001** Energia de fontes renováveis	Diretiva (UE) 2018/2002* Eficiência energética	Regulamento (UE) 2019/941 Preparação para riscos no setor da eletricidade	Regulamento (UE) 2019/942** ACER
		Regulamento (UE) 2019/943** Regras para o mercado interno de eletricidade	Diretiva (UE) 2019/944** Regras comuns para o mercado interno da eletricidade		

Pacto Ecológico Europeu e Objetivo 55

Regulamento (UE) 2021/1119 Lei europeia em matéria de clima	Regulamento (UE) 2023/839 Uso do Solo, Florestas e Agricultura	Regulamento (UE) 2023/851* Normas de Emissões de CO ₂ para Veículos Ligeiros	Regulamento (UE) 2023/857* Partilha de Esforços	Regulamento (UE) 2023/955 Fundo Social para o Clima	Regulamento (UE) 2023/956 Mecanismo de Ajustamento Carbónico Transfronteiriço
Regulamento (UE) 2023/957* Reformas no CELE e emissões dos transportes marítimos	Diretiva (UE) 2023/958* Emissões do setor da aviação	Diretiva (UE) 2023/959* Criação do CELE2	Diretiva (UE) 2023/1791** Eficiência Energética	Regulamento (UE) 2023/1804 Infraestruturas para Combustíveis Alternativos	Regulamento (UE) 2023/1805 FuelEU Transportes Marítimos
Regulamentos (UE) 2023/2405 REFuelEU Aviação	Diretivas (UE) 2023/2413* Energias Renováveis	Diretiva (UE) 2024/1275** Desempenho Energético dos Edifícios	Regulamento (UE) 2024/1787 Redução das Emissões de Metano do Setor de Energia	Diretiva (UE) 2024/1788** Descarbonização do Gás e Promoção do H2	Regulamento (UE) 2024/1789** Descarbonização do Gás e Promoção do H2

Resposta à Crise dos Preços de Energia

Regulamento (UE) 2022/1032* Armazenamento de gás	Regulamento (UE) 2022/1369 Redução da procura de gás	Regulamento (UE) 2022/1854 Intervenção de emergência para fazer face aos elevados preços de energia	Regulamento (UE) 2022/2576 Reforço da solidariedade através de compras conjuntas	Regulamento (UE) 2022/2577 Aceleração das Energias Renováveis	Regulamento (UE) 2022/2578 Mecanismo de correção de mercado
--	--	---	--	---	---

Desenho dos Mercados de Eletricidade

Regulamento (UE) 2024/1106* Proteção contra manipulações no mercado grossista de energia	Diretiva (UE) 2024/1711* Melhoria da configuração do mercado da eletricidade	Regulamento (UE) 2024/1747* Melhoria da configuração do mercado da eletricidade
--	--	---

* Revisão da Legislação
** Reformulação da Legislação

Enquanto os primeiros pacotes de 1996/98 e 2003 estabeleceram as bases essenciais para o modelo europeu dos setores de eletricidade e gás natural, os pacotes sucessivos de 2009 e 2019 consolidaram e reforçaram o seu funcionamento e prepararam o caminho para um sistema energético integrado e descarbonizado. Destaca-se também a relevância da legislação europeia no que respeita ao planeamento das redes de infraestruturas energéticas transeuropeias (RTE-E) e à supervisão da integridade e transparência dos mercados grossistas da energia (REMIT). A regulação setorial tem também evoluído, desde o seu estabelecimento inicial e da primeira legislação comunitária, com alargamento das suas responsabilidades e ações de supervisão e regulação, enquanto garante do funcionamento dos mercados em benefício dos consumidores europeus.

De referir ainda, os esforços comunitários durante este período- entre 2004 e 2013- para promover a eficiência energética, designadamente através da Diretiva 2012/27/UE, a utilização de energia de fontes renováveis com a Diretiva 2009/28/CE, e o desempenho energético dos edifícios na Diretiva 2010/31/UE. Estas Diretivas têm sido alvo de alterações substanciais ao longo dos anos e no contexto dos objetivos europeus para a transição energética, visando a descarbonização da sociedade, conforme explicado abaixo.

Em julho de 2021, a Comissão Europeia propôs o Pacote “Fit-for-55”, que procurou preparar a União e o seu setor energético para alcançar a sua meta de redução de 55% das emissões de CO₂ até 2030. Em dezembro de 2021, a Comissão Europeia propôs também um pacote legislativo para o desenvolvimento de mercados de hidrogénio e para a descarbonização dos mercados de gás. Pouco meses depois, a invasão russa da Ucrânia, com início em fevereiro de 2022, gerou uma grave crise de preços de energia e alterou de forma estrutural muitas das bases dos mercados energéticos europeus. Numa primeira fase, a Comissão Europeia colocou em prática um conjunto de medidas de emergência em resposta a esta situação de crise energética. Contudo, num segundo momento, a Comissão avançou com uma intervenção legislativa no setor energético mais profunda e estrutural, somando-se aos pacotes atrás mencionados, propondo uma Reforma do Desenho de Mercado de Eletricidade e uma revisão do Regulamento REMIT, para fazer face às novas condições estruturais dos mercados energéticos europeus e continuar o caminho para a neutralidade carbónica.

Figura 7-2 - Percurso legislativo do mercado energético europeu



1.º PACOTE DE ENERGIA

- Regras para o mercado interno de eletricidade- Diretiva 96/92/CE, de 19 de dezembro;
- Regras para o mercado do gás natural- Diretiva 98/30/CE, de 22 de junho.

Estas Diretivas marcam o início do processo de liberalização dos mercados nacionais de energia. Com elas procurou garantir-se a criação de sistemas transparentes e não discriminatórios de autorizações para novas instalações de produção e de instalações de gás natural, assim como a separação (*unbundling*) contabilística das atividades de produção, transporte e distribuição, a fim de evitar discriminações, subsidiação cruzadas e distorções da concorrência.

2.º PACOTE DE ENERGIA

- Regras para o mercado interno de eletricidade- Diretiva 2003/54/CE, de 26 de junho;
- Regras para o mercado interno de gás natural- Diretiva 2003/55/CE, de 26 de junho;
- Acesso à rede para comércio transfronteiriço de eletricidade - Regulamento (CE) 1228/2003, de 26 de junho;
- Acesso à rede de transporte de gás natural - Regulamento (CE) 1775/2005, de 28 de setembro.

Estes diplomas vieram estabelecer as regras comuns para o mercado interno da eletricidade e do gás, reforçando e aprofundando as regras já estabelecidas com o primeiro pacote. Confirmaram o direito de escolha dos consumidores num mercado liberalizado, no qual as atividades em regime de concorrência se encontram separadas daquelas em regime de monopólio natural, como é a operação de redes de transporte e de distribuição. Para tal, reforçou-se a obrigação de separação das empresas a nível jurídico, além de contabilista. O 2.º Pacote de Energia intensificou ainda as preocupações com a segurança de abastecimento, permitindo a imposição de obrigações de serviço público e de proteção de consumidores, podendo designar-se comercializadores de último recurso (CUR) para proteger os consumidores vulneráveis. É também através deste pacote legislativo que é estabelecida a obrigação dos Estados-Membros designarem entidades reguladoras independentes.

3.º PACOTE DE ENERGIA

- Regras para o mercado interno de eletricidade- Diretiva 2009/72/CE, de 13 de julho;
- Criação da ACER- Regulamento (CE) 713//2009, de 13 de julho;
- Acesso à rede para comércio transfronteiriço de eletricidade- Regulamento (CE) 714/2009, de 13 de julho;
- Acesso às redes de transporte de gás natural- Regulamento (CE) 715/2009, de 13 de julho.

Mantendo a linha traçada pelo pacote anterior, o 3.º pacote visa impulsionar a realização do mercado interno, e aprofunda os fundamentos dos vários princípios definidos anteriormente. Em particular, este pacote reforça as regras em matéria de *unbundling* e, nesse contexto, explicita as condições para a certificação dos operadores de rede; alarga os poderes e a independência das entidades reguladoras; formaliza as estruturas de cooperação a nível europeu, por um lado, entre as entidades reguladoras, e, por outro lado, entre os operadores das redes de transporte; e aprofunda de forma significativa a proteção dos consumidores e os seus direitos no mercado retalhista.

A criação da Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER), da Rede Europeia dos Operadores das Redes de Transporte para a Eletricidade (ENTSO-E) (ver 7.3.2) e da Rede Europeia dos Operadores das Redes de Transporte para o Gás (ENTSOG), assim como a definição de códigos de rede transfronteiriços, constituem um ponto fulcral no aprofundamento do mercado interno de energia. Estas novas estruturas e regras comuns vão intensificar a cooperação e coordenação das redes e dos mercados energéticos europeus.

Da mesma forma, a introdução de planos decenais não vinculativos, de desenvolvimento das redes a nível comunitário (ver subcapítulo 2.2.1 e seguintes) contribuiu para uma maior transparência e um planeamento coordenado dos sistemas energéticos europeus. Estes planos foram posteriormente alvo de medidas mais detalhadas através do Regulamento (UE) 347/2013, de 17 de abril, relativo às orientações para as infraestruturas energéticas transeuropeias, apresentadas mais à frente.

INTEGRIDADE E TRANSPARÊNCIA - REMIT

- Regras relativas à integridade e transparência nos mercados grossistas de energia- Regulamento (UE) 1227/2011, de 25 de outubro.

Em 2011, assiste-se ao estabelecimento de regras sobre a integridade e transparência dos mercados grossistas, concedendo às entidades reguladoras e à ACER a competência da supervisão dos mercados grossistas. Com o objetivo geral de garantir um mercado de energia justo, transparente e competitivo na União Europeia, em prol dos interesses dos consumidores, este Regulamento pretende evitar práticas abusivas que ponham em risco a concorrência dos mercados. Entre as várias medidas previstas neste ato, destaca-se:

- **Obrigação de registo:** todos os participantes no mercado grossista de energia devem registar-se na ACER, para que esta entidade possa monitorizar as atividades e transações no mercado;
- **Comunicação de informação privilegiada:** os participantes no mercado devem comunicar à ACER qualquer informação privilegiada que possa afetar o preço da energia;
- **Proibição de manipulação de mercado:** o Regulamento proíbe qualquer tipo de manipulação do mercado grossista de energia, incluindo a manipulação do preço da energia através de práticas abusivas, tais como o abuso de informação privilegiada ou a criação artificial de preços;
- **Obrigações de transparência:** o REMIT impõe obrigações de transparência aos participantes no mercado, incluindo a obrigação de publicar informações sobre transações e preços de energia;
- **Sanções:** o Regulamento estabelece sanções para os participantes no mercado que não cumpram as regras, incluindo multas, proibições de negociação e outras medidas disciplinares; e
- **Cooperação entre as autoridades:** o REMIT exige que as autoridades competentes dos Estados-Membros e a ACER trabalhem em conjunto para garantir a aplicação efetiva do Regulamento em toda a UE.

REDES TRANSEUROPEIAS DE ENERGIA - RTE-E

- Regras relativas às redes transeuropeias de energia- Regulamento (UE) 347/2013, de 25 de abril;
- Regras relativas às redes transeuropeias de energia- Regulamento (UE) 2022/869, de 30 de maio.

Este Regulamento estabelece as orientações para as infraestruturas energéticas transeuropeias e tem como principais objetivos a garantia da segurança, da sustentabilidade e da competitividade do fornecimento de energia na União Europeia. Aliado a estas finalidades, o Regulamento visa garantir que as infraestruturas energéticas transeuropeias estejam em consonância com a estratégia energética da UE. O Regulamento RTE-E, juntamente com o Regulamento (UE) 2021/1153, de 7 de julho, que cria o Mecanismo Interligar a Europa (MIE), estabelece a possibilidade de assistência financeira da UE para projetos designados como Projetos de Interesse Comum (PIC). Para serem elegíveis, estes projetos devem ainda fazer parte do último plano decenal de desenvolvimento de redes (PDIRT), previsto pelo 3.º Pacote de Energia.

Entre as várias medidas aqui previstas, destaca-se:

- **A promoção da integração dos mercados de energia**, através da criação de infraestruturas que possibilitem a interconexão das redes de energia dos Estados-Membros e a livre circulação de energia na União Europeia;
- **A priorização das fontes de energia renovável** na construção de novas infraestruturas energéticas transeuropeias, com o objetivo de aumentar a participação de fontes limpas e renováveis no mix energético da UE;
- **O aumento da eficiência energética** através da adoção de medidas para aumentar a eficiência energética das infraestruturas existentes e das novas infraestruturas, com o objetivo de reduzir o consumo de energia na União Europeia;
- **O reforço da segurança do abastecimento energético**, através da promoção da diversificação das fontes de energia e da interconexão das redes de energia dos Estados-Membros;
- **A promoção da inovação tecnológica**, através da promoção de projetos de investigação e desenvolvimento de novas tecnologias e da criação de incentivos para a adoção de tecnologias mais eficientes e sustentáveis, incluindo redes de eletricidade inteligentes; e
- **O maior envolvimento dos cidadãos e das comunidades locais** mediante a conceção e implementação das infraestruturas energéticas transeuropeias, com o objetivo de aumentar a aceitação social das mesmas.

O texto inicial do Regulamento (2013) foi revisto pelo Regulamento (UE) 2022/869, que adapta alguns dos requisitos e classificações de projetos, procurando apoiar melhor a modernização das infraestruturas energéticas transfronteiriças da Europa e os objetivos do Pacto Ecológico da UE. Em particular, foram incluídos critérios de sustentabilidade obrigatórios para que um projeto seja designado como Projeto de Interesse Comum. Explicita-se a obrigação global de qualquer projeto elegível ter de contribuir para “assegurar a atenuação das alterações climáticas, nomeadamente para alcançar as metas da União para 2030 em matéria de energia e de clima e o seu objetivo de neutralidade climática até 2050, o mais tardar, e para assegurar as interligações, a segurança energética, a integração do mercado e do sistema e as condições de concorrência que beneficiem todos os Estados-Membros, bem como preços da energia acessíveis”³¹⁸. Também foram revistos os 11 corredores prioritários da RTE-E que abrangem agora a eletricidade, as redes de energia de fontes renováveis ao largo e as infraestruturas de hidrogénio. Foi ainda estabelecida uma nova categoria de Projeto de Interesse Mútuo, para projetos com países extracomunitários que também contribuem para as metas ambientais da União, e estabelecida uma nova categoria de infraestruturas para as redes de gás inteligentes.

PACOTE “ENERGIA LIMPA PARA TODOS OS EUROPEUS” - CEP

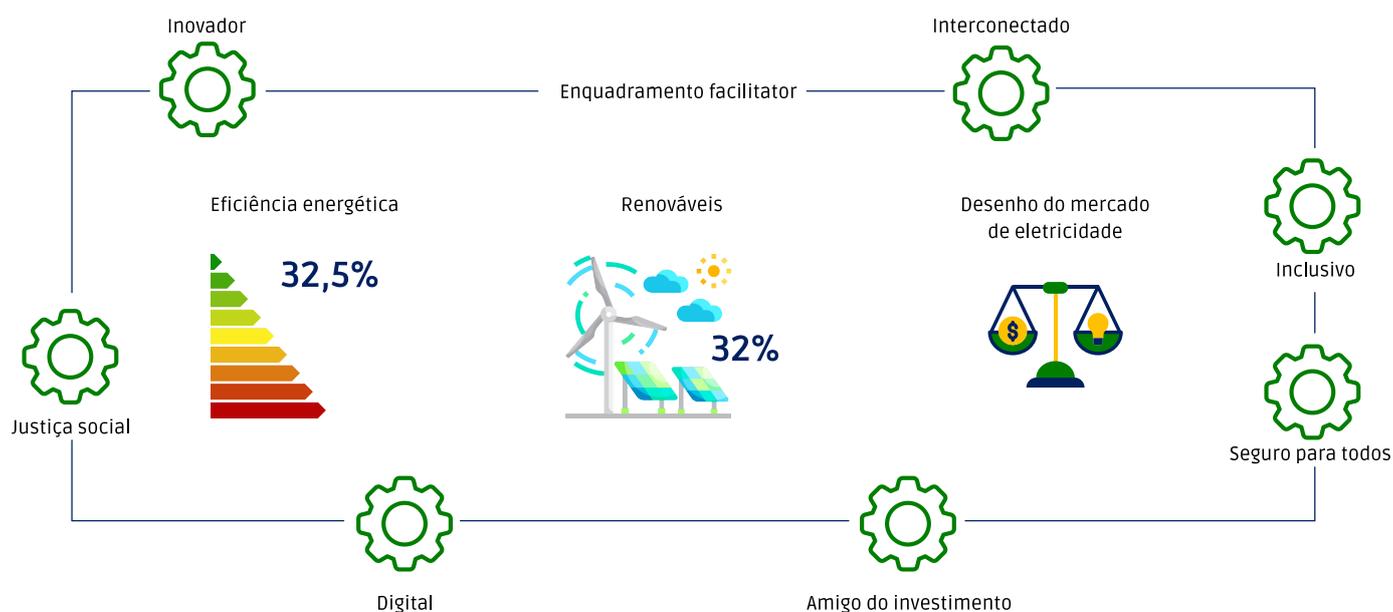
- Governação da União da Energia e da Ação Climática – Regulamento (UE) 2018/1999, de 11 de dezembro;
- Energia de fontes renováveis- Diretiva (UE) 2018/2001, de 11 de dezembro
- Eficiência energética- Diretiva (UE) 2018/2002 de 11 de dezembro;
- Regras para o mercado interno de eletricidade- Regulamento (UE) 2019/943, de 5 de junho;
- Regras comuns para o mercado interno da eletricidade- Diretiva (UE) 2019/944, de 5 de junho;
- Preparação para riscos no setor da eletricidade- Regulamento (UE) 2019/941, de 5 de junho;
- Criação da ACER – Regulamento (UE) 2019/942, de 5 de junho;
- Desempenho energético dos edifícios- Diretiva (UE) 2018/844, de 30 de maio.

³¹⁸ Considerando n.º 65, Regulamento (UE) 2022/869, de 30 de maio

Em junho de 2019, a União Europeia dá por concluído o processo legislativo relativo ao Pacote “Energia Limpa para todos os europeus” (Pacote Energia Limpa), com oito peças legislativas. Este Pacote estabelece as pré-condições regulamentares para assegurar a transição para as energias limpas, reforçando o compromisso assumido no Acordo de Paris, de redução dos gases com efeitos de estufa e promoção de fontes renováveis. Nesse sentido, salienta-se o reforço dos objetivos ambientais europeus:

- Redução de 40% das emissões de gases com efeito de estufa (GEE) em relação aos níveis de 1990;
- Quota de 32% de fontes de energia renováveis (FER) no cabaz energético a UE;
- Quota de 32,5% de eficiência energética, em relação a um cenário de referência estabelecido em 2007.

Figura 7-3 – Pacote Energia Limpa



Fonte: Adaptado da Comissão Europeia

Com o Pacote Energia Limpa, são introduzidas medidas para assegurar a transição energética para as energias limpas, garantindo um maior envolvimento e proteção dos consumidores, medidas relativas ao estabelecimento de mecanismos de capacidade e respetivos princípios e, ainda, a criação de centros de coordenação regional, para auxiliarem a coordenação dos operadores de redes de transporte.

No que respeita à regulação e aos mercados de eletricidade, este pacote legislativo é composto por uma revisão do Regulamento e da Diretiva relativos à eletricidade, tornando o mercado da eletricidade da UE mais interligado, flexível e centrado no consumidor. Introduzem-se os conceitos de autoconsumo e comunidades de energia, assim como obrigações sobre o acesso a preços dinâmicos. O Regulamento relativo à preparação para riscos no setor da eletricidade assegurará a segurança do aprovisionamento de eletricidade em situações de crise. O pacote inclui também uma revisão do papel e do funcionamento da ACER, incluindo um reforço da supervisão regulamentar das entidades europeias.

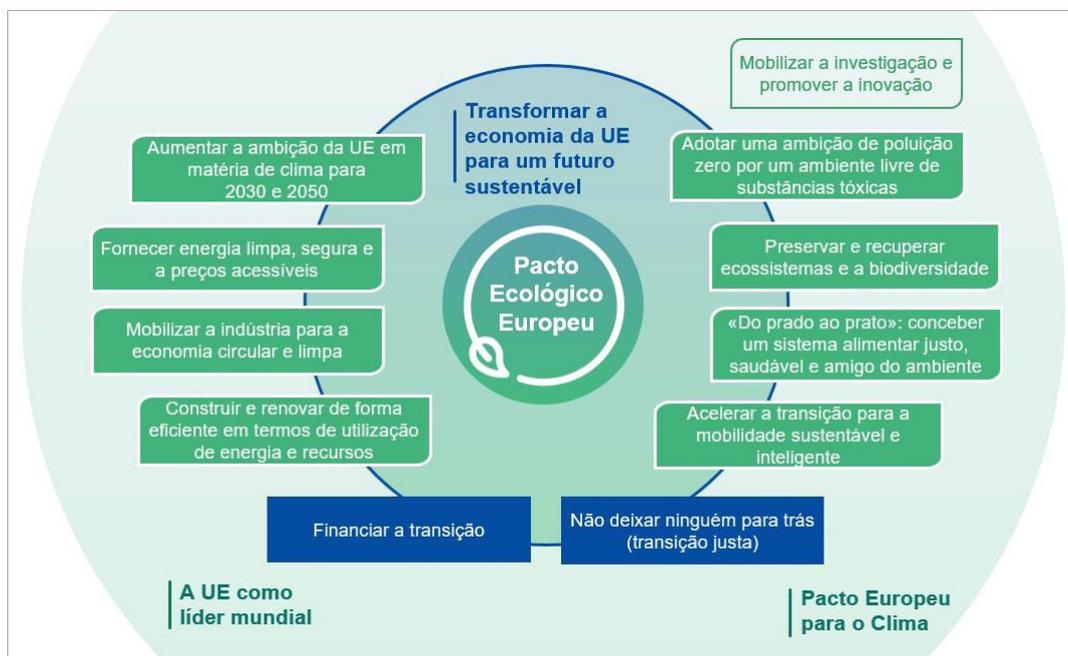
PACTO ECOLÓGICO EUROPEU

- Lei europeia em matéria de clima- Regulamento (UE) 2021/1119, de 30 de junho.

Em dezembro de 2019, a Comissão apresentou o Pacto Ecológico Europeu, que estabelece o compromisso de alcançar a neutralidade climática até 2050. O Pacto Ecológico Europeu é uma estratégia abrangente que aborda a transição para uma economia sustentável, a proteção da biodiversidade, a redução da poluição e a mitigação das mudanças climáticas.

Este Pacto inclui várias iniciativas importantes, como a Lei do Clima da União Europeia, que estabelece o objetivo de reduzir as emissões de gases com efeito estufa em, pelo menos, 55% até 2030, em comparação com os níveis de 1990. Neste contexto, a Comissão Europeia tem, desde então, vindo a reforçar o seu quadro legislativo com vista a assegurar a concretização dos compromissos assumidos.

Figura 7-4 – Pacto Ecológico Europeu



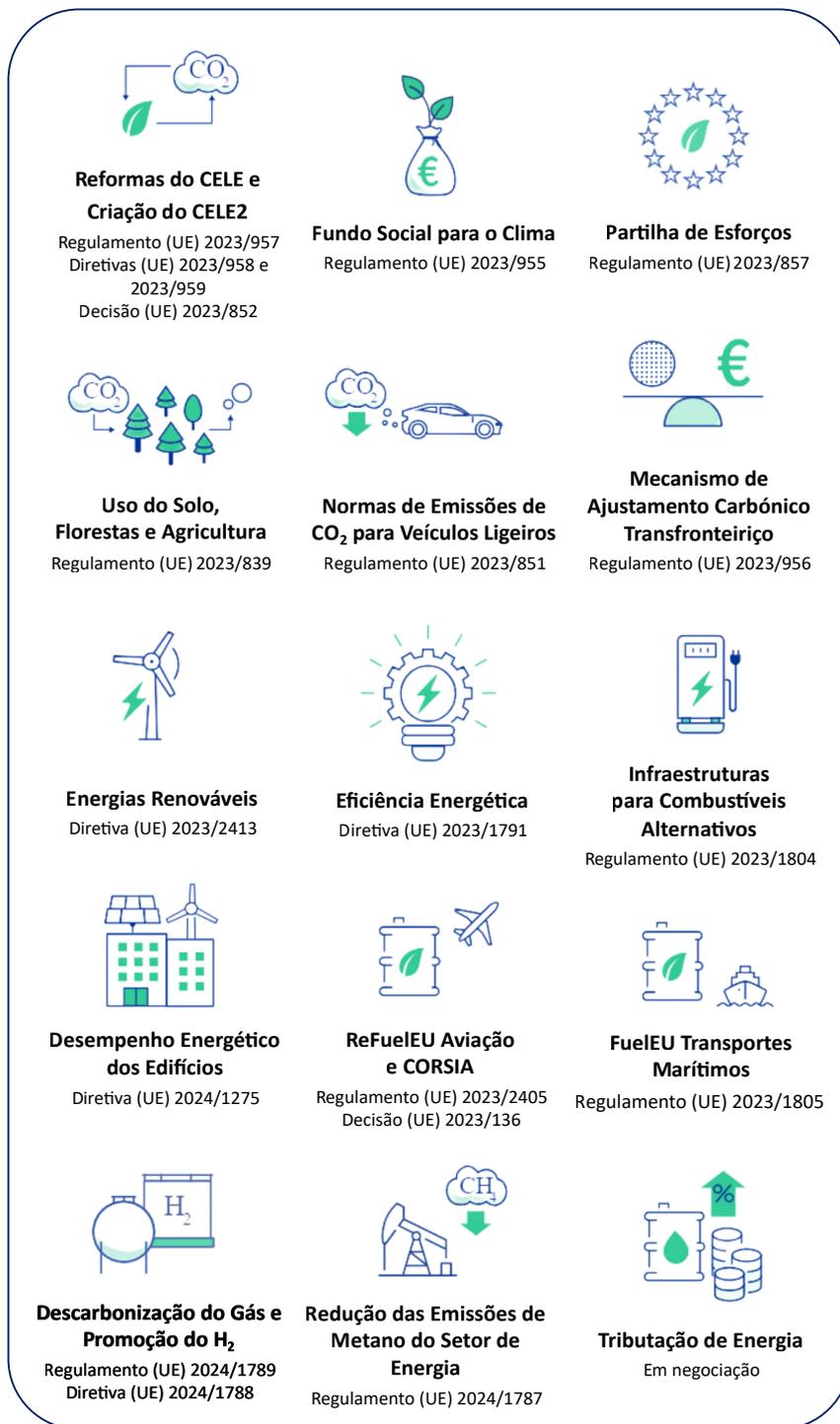
Fonte: Adaptada da Comissão Europeia

PACOTE OBJETIVO 55

Em linha com os compromissos assumidos no Pacto Ecológico Europeu, em 2021, a Comissão Europeia apresenta o Pacote Objetivo 55, com uma abordagem holística e transversal a outros setores económicos, onde todos os domínios de intervenção pertinentes devem contribuir para o objetivo final relacionado com o clima. Este Pacote faz parte do esforço da UE para alcançar a meta de reduzir as emissões de gases com efeito de estufa em, pelo menos, 55% até 2030 e tornar a economia neutra em carbono até 2050.

Este pacote não se esgota na energia, abrangendo medidas para o clima, ambiente, transportes, indústria, agricultura e financiamento sustentável, tendo em vista a descarbonização da sociedade.

Figura 7-5 – Pacote Objetivo 55



Fonte: Adaptada da Comissão Europeia

CRISE ENERGÉTICA E REGULAMENTOS DE EMERGÊNCIA

- Mecanismo de correção de mercado – Regulamento (UE) 2022/2578, de 22 de dezembro;
- Aceleração das Energias Renováveis – Regulamento (EU) 2022/2577, de 22 de dezembro;
- Reforço da solidariedade através de compras conjuntas – Regulamento (UE) 2022/2576, de 19 de dezembro;
- Intervenção de emergência para fazer face aos elevados preços de energia – Regulamento (UE) 2022/1854, de 6 de outubro;
- Redução da procura de gás – Regulamento (UE) 2022/1369, de 5 de agosto;
- Armazenamento de gás – Regulamento (EU) 2022/1032, de 20 de junho de 2022.

Para fazer face aos elevados preços registados a partir do verão de 2021, que se agravaram com a invasão da Ucrânia, a UE procurou introduzir medidas de mitigação dos impactos desta subida nas famílias e nas empresas. Esta atuação resultou na aprovação de um conjunto de **regulamentos de emergência**, à luz do artigo 122.º do TFUE.

No que diz respeito aos mercados de eletricidade, estas medidas incidiram particularmente em medidas de redução da procura de eletricidade (Regulamento (UE) 2022/1854); de alargamento de preços regulados a pequenas e médias e empresas e autorização de preços regulados abaixo do custo durante períodos de crise energética (Regulamento (UE) 2022/1854); de limitação de receitas excessivas (Regulamento (UE) 2022/1854); e a introdução de um mecanismo de correção de mercado, desenhado para limitar preços de gás natural que, tendo em conta a natureza marginalista dos mercados de produção de eletricidade, tem impacto direto nos mercados de eletricidade (Regulamento (UE) 2022/2578). Estas medidas foram desenhadas para serem soluções temporárias de resposta à crise energética, com a duração prevista de um ano (até 31/12/2023). Ainda assim, algumas destas medidas foram prorrogadas para além desse prazo (como o mecanismo de correção de mercado) e outras foram incorporadas em nova legislação (como a redução de procura de eletricidade e as medidas relativas a preços regulados).

O FUTURO DO MERCADO DE ELETRICIDADE – EMD

- Regras para o mercado interno de eletricidade- Diretiva 2024/1711, de 13 de junho;
- Acesso à rede para comércio transfronteiriço de eletricidade- Regulamento (UE) 2024/1747, de 13 de junho;

- Regras de integridade e transparência nos mercados grossistas (REMIT 2)
- Regulamento (UE) 2024/1106, de 11 de abril.

A crise energética revelou a necessidade de se proceder a alguns ajustes às regras em vigor, sobre o desenho de mercado, motivando a apresentação de três propostas legislativas em março de 2022, que foram aprovadas até ao fim de 2023. Estas alterações têm o intuito de fortalecer as regras então em vigor e melhorar a transparência e integridade do mercado energético europeu, enquanto contribuem para acelerar a descarbonização do setor energético na Europa.

Para além da incorporação de alguns elementos das medidas de emergência aprovadas durante a crise energética, a Reforma do Desenho de Mercado de Eletricidade, que corresponde a uma revisão da Diretiva 2019/944 e do Regulamento 2019/943, teve como principais objetivos reorientar o mercado europeu de eletricidade para um futuro descarbonizado, reforçar a participação e proteção dos consumidores de energia e garantir a estabilidade de preços nos vários segmentos de mercado. Neste sentido, importa destacar algumas das principais medidas concretas desta reforma: novas regras sobre mercados a prazo, mercados *day-ahead* e intradiário; novas regras de regulamentação e desenho de *power purchase agreements* e *two-way CfDs*; promoção da integração de novas fontes de energia renováveis e avaliação das necessidades de flexibilidade do mercado de eletricidade; definição de regras para a partilha de energia; e reforço das proteções aos consumidores, especialmente a consumidores vulneráveis e em situações de crise energética.

Paralelamente, foi também proposta uma revisão do Regulamento (UE) n.º 1227/2011 sobre integridade e transparência dos mercados grossistas de energia (REMIT). Esta revisão do Regulamento REMIT teve como principais medidas a atribuição de novas competências à ACER; o reforço da cooperação entre ACER e entidades reguladoras nacionais dos Estados-Membros nestes domínios; e novos aspetos sancionatórios. Adicionalmente, foram também integradas medidas no sentido de melhorar o processo de recolha e divulgação de informações privilegiadas e transparência do mercado, reforçar a transparência do mercado através da aplicação de uma referência de preço do GNL para efeitos de *benchmark* e adaptar o âmbito do REMIT às circunstâncias atuais e evolutivas do mercado, nomeadamente, através da inclusão de novos mercados de balanço de eletricidade, mercados acoplados e *algorithmic trading*, do alargamento da aplicação do REMIT a produtos financeiros e de novas obrigações de reporte.

7.2 REGULADORES EUROPEUS

O modelo europeu consagra a regulação económica independente (7.2.1) e promove a cooperação entre as entidades reguladoras nacionais (7.2.2). Esta cooperação é essencial para navegar na paisagem complexa e dinâmica do setor energético europeu. As entidades reguladoras trabalham de forma transparente, institucional e inclusiva, com todos os intervenientes do setor para enfrentar desafios como a segurança energética, a integração do mercado e a transição para uma economia neutra em carbono (7.2.3).

7.2.1 O Papel da Regulação Independente no Mercado Interno da Energia

O papel da regulação económica, enquanto ferramenta chave para contrariar falhas de mercado e simular um ambiente concorrencial no contexto de situações de monopólio natural, tem sido reconhecido e valorado no desenho do mercado interno de energia europeu, desde os seus primórdios em 1996. De forma progressiva, os pacotes legislativos de energia descritos na secção anterior, têm reforçado e alargado as competências e funções das entidades reguladoras setoriais, privilegiando a independência e uma governança transparente e imparcial.

Essencialmente, o papel da regulação é proporcionar confiança a todos os interessados, sejam estes agentes económicos, consumidores, instituições financeiras, ou sociedade geral, sobre o funcionamento do setor. Enquanto árbitros e supervisores do setor, as entidades reguladoras garantem que as normas são imparciais, eficientes e equilibradas. A nível europeu, o 2.º Pacote de Energia estabeleceu o requisito da total independência regulatória *vis-à-vis* os interesses do setor da eletricidade e do gás. Em 2009, com o 3.º Pacote de Energia, este requisito foi alargado para abranger ainda a independência das instâncias políticas, devendo as entidades reguladoras ser juridicamente distintas e funcionalmente independentes de qualquer outra entidade pública ou privada, de modo a garantir que possam exercer os seus poderes de modo imparcial e transparente. O Pacote Energia Limpa de 2019 aprofundou e esclareceu estes princípios, também no que respeita ao funcionamento da Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia (ACER). De facto, o setor energético depende de investimentos de longo prazo (30-40 anos), com evoluções e tendências que se estendem muito para além de qualquer ciclo eleitoral. Por isso, a regulação deve fixar regras estáveis e tomar decisões que proporcionem confiança aos agentes interessados, e garantam a segurança do abastecimento para a sociedade.

Tendo em conta o modelo de mercado liberalizado europeu, nos quais existe uma separação das atividades concorrenciais- produção e comercialização- e monopolistas- operação de redes de transporte e distribuição de energia-, a regulação assenta na defesa dos seguintes princípios para o funcionamento dos setores de eletricidade e de gás.

Figura 7-6 - Princípios da regulação



7.2.4 Uma Regulação Partilhada

Fruto do acervo comunitário, para o setor da energia, e das obrigações e responsabilidades partilhadas pelas entidades reguladoras nacionais – de forma individual e coletiva – desde muito cedo que existe uma vontade de cooperação e coordenação a nível europeu para uma regulação em rede. De facto, esta cooperação surgiu de forma voluntária, através do Conselho Europeu de Reguladores de Energia (CEER), ainda antes da obrigação europeia de cada Estado Membro estabelecer uma entidade reguladora independente.

Num primeiro momento, esta cooperação regulatória permitiu a partilha de experiências e lições para entidades de um mesmo setor que se encontravam em fase de consolidação.

Com o tempo, a colaboração estreita tornou-se incontornável, de modo a permitir:

- Regulação multinível (nível nacional e nível europeu);
- Processos de tomada de decisão partilhadas;
- Partilha de experiências (*peer assessment*) e credibilização;
- Espaço de objetivos comuns dos reguladores, influência mútua num quadro de *expertise*;
- Catalisador de independência (reputação independência e profissionalismo / capital de prestígio).

A coordenação regulatória europeia é promovida através da cooperação das entidades reguladoras europeias no âmbito das atividades do CEER e da ACER.

No seio deste trabalho, a ERSE tem assegurado um envolvimento a diferentes níveis, incluindo-se o apoio técnico, nos diferentes grupos de trabalho, mas também assegurando um papel estratégico, contribuindo para a reflexão das estratégias a desenvolver, garantindo o alinhamento com as políticas e prioridades europeias.

Esta cooperação tem-se revelado essencial para promover uma interpretação e implementação coordenada e harmonizada no que diz respeito às regras para a integração do mercado único europeu. Permite ainda promover os princípios e a importância de uma regulação setorial independente, transparente e credível. Através dos órgãos técnicos e de decisão do CEER e da ACER, as entidades reguladoras europeias desenvolvem boas práticas, estabelecem normas regulamentares e defendem modelos regulatórios e de mercado que garantem o funcionamento eficiente do sistema energético, em benefício dos consumidores de energia.

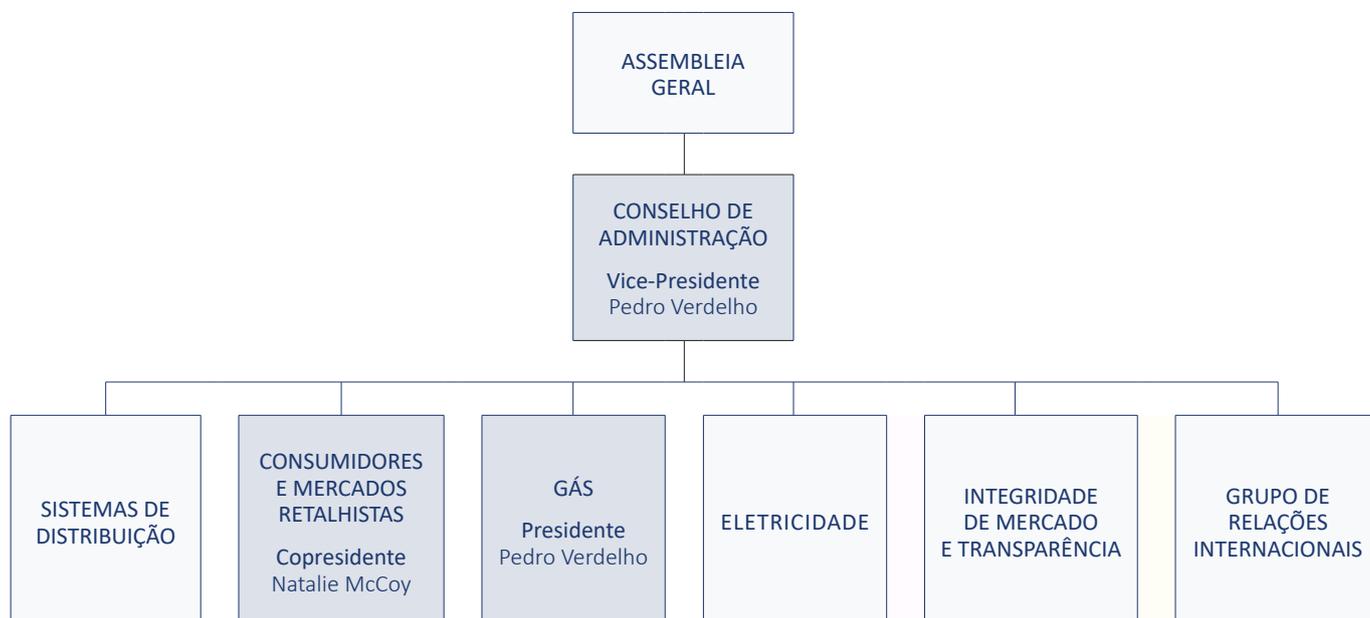


O CEER, do qual a ERSE é membro fundador, encontra-se estabelecido como uma associação sem fins lucrativos, com sede em Bruxelas e de acordo com o direito belga. Estabelecido em 2000, reúne entidades reguladoras de 39 países europeus, e tem como objetivos:

- Desenvolver o mercado da energia para benefício do consumidor;
- Servir de fórum para a troca de conhecimentos e experiências entre reguladores;
- Promover soluções para os problemas comuns a todos os países envolvidos, e cuja resolução requer uma ação coordenada;
- Publicitar e defender a visão dos reguladores de energia junto de diversos atores europeus do setor.

A estrutura orgânica do CEER é composta por uma assembleia geral, um conselho de administração, grupos de trabalho e um secretariado. O desenvolvimento dos objetivos do CEER é efetuado pelos grupos de trabalho especializados em função da matéria, tais como eletricidade, gás natural, consumidores, distribuição, REMIT, entre outros. Através destes grupos, o CEER desenvolve análise técnicas, recomendações, posicionamentos estratégicos e formações profissionais sobre uma grande variedade de questões regulatórias ligadas à implementação da legislação europeia ou, ainda, ao desenho futuro do mercado interno de energia. Na sua essência, o CEER defende a independência regulatória para alcançar um bom funcionamento dos mercados em prol dos consumidores.

Figura 7-7 – Estrutura orgânica do CEER



Fonte: ERSE

O envolvimento da ERSE no CEER passa pela participação e colaboração nos diferentes grupos de trabalho técnico, mas estende-se também à liderança de alguns dos grupos de trabalho e envolvimento na Presidência e Vice-Presidência desta organização. Adicionalmente, a ERSE é convidada regularmente para intervenções na qualidade de formadora nos cursos técnicos promovidos pela *Training Academy* do CEER.

Para além de ter assumido a Presidência do CEER desde a sua fundação até 2005, a ERSE desempenhou o cargo de Presidente do Grupo de Trabalho da Eletricidade (EWG), em 2005, Presidente do Grupo de Trabalho *Implementation, Benchmarking and Monitoring Group* (IBM WG) de 2008 a 2012, Presidente do Grupo de Trabalho *Market Integrity and Transparency* (MIT WG), entre 2012 e 2013, e Presidente do Grupo de Trabalho do Gás (GWG), entre 2016 e 2017, cargo que desde março de 2019 voltou a desempenhar. Desde o final de 2017 e até 2020, a ERSE foi Vice-presidente do Grupo de Trabalho de Consumidores e Mercados Retalhistas (CRM WG), tendo assumido a Copresidência a partir de 2020. Em março de 2021, a ERSE assumiu a Vice-Presidência do CEER. Desde maio de 2018, colidera ainda o grupo de trabalho do CEER “*Wholesale Energy Market Workstream*” do *Market Integrity and Transparency Working Group*, e ainda o “*Gas Decarbonisation Workstream*”, que esteve ativo entre 2017 e 2024.



A ACER é uma agência especializada da União Europeia, estabelecida em 2011, que apoia o trabalho das 27 entidades reguladoras nacionais, e incentiva a coordenação e cooperação mútuas.

A estrutura orgânica da ACER está definida pelo Regulamento da UE (UE) 2019/942. É constituída por um Conselho de Administração, um Conselho de Reguladores, um diretor, uma câmara de recurso e grupos de trabalho regulatórios.

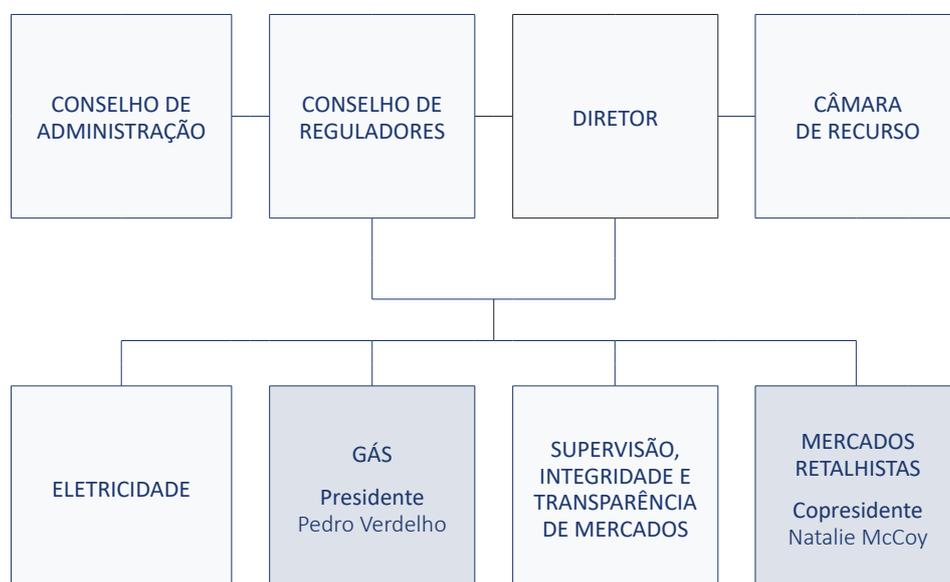
A ACER é responsável por:

- Mediar conflitos entre entidades reguladoras;
- Publicar regras que garantem uma boa prática regulatória a nível europeu;
- Emitir pareceres, recomendações, ou decisões vinculativas sobre assuntos da sua competência;
- Monitorizar o desempenho e o desenvolvimento dos mercados europeus de energia;
- Monitorizar a transparência e integridade do mercado grossista de energia através no âmbito do REMIT.

A ERSE coopera ativamente no âmbito das tarefas desenvolvidas pela ACER, designadamente através da participação nas reuniões do Conselho de Reguladores, e da disponibilização de técnicos para acompanhar, liderar e participar na elaboração de trabalhos conjuntos. Acresce a estas a coordenação de alguns grupos de trabalho. Destaca-se aqui a liderança que a ERSE assume, desde 2019, do grupo de trabalho dedicado ao gás, e, desde 2021, do grupo de trabalho dedicado aos assuntos de mercado retalhista.

A legislação europeia prevê competências específicas para a ACER e as entidades reguladoras europeias no que respeita a regulamentação transfronteiriça. Em particular, no 3.º Pacote de Energia estabelecem-se os códigos de rede para o transporte de gás e eletricidade na Europa, assim como a sub-regulamentação associada com estes códigos, nomeadamente termos, condições e metodologias para permitir a implementação dos próprios códigos, descritos a seguir. Deste aprofundamento da regulação em rede, surge a necessidade de tomadas de decisão conjuntas e coordenadas a nível regional e europeu.

Figura 7-8 – Estrutura orgânica da ACER



Fonte: ERSE

O Conselho de Administração da ACER é composto por nove membros, nomeados pelas principais instituições da União Europeia (dois nomeados pela Comissão Europeia, dois nomeados pelo Parlamento Europeu e cinco nomeados pelo Conselho da União Europeia). Membros do Parlamento Europeu e membros do Conselho de Reguladores da ACER não podem ser membros do Conselho de Administração. O mandato dos membros do Conselho de Administração tem a duração de quatro anos, renovável uma vez. De entre os seus membros e por maioria de dois terços, os membros do Conselho de Administração elegem um Presidente e um Vice-Presidente, para mandatos com a duração de dois anos, renováveis uma vez. Para além das suas funções na administração e funcionamento da Agência, compete ainda ao Conselho da Administração a nomeação do Diretor da ACER, a nomeação formal dos membros do Conselho de Reguladores e a nomeação formal dos membros da Câmara de Recurso. O Diretor da Agência é responsável pela administração e representação da Agência. É nomeado pelo Conselho de Administração, sob proposta da Comissão Europeia e tendo em consideração o parecer positivo do Conselho de Reguladores. O mandato do Diretor é de cinco anos, podendo este ser prolongado por um período não superior a cinco anos. Nos nove últimos meses de mandato do Diretor, a Comissão Europeia avalia o mandato do Diretor e decide sobre o seu prolongamento ou sobre uma nova proposta ao Conselho de Administração, tendo em conta as necessidades da Agência.

Todos os reguladores dos países da União Europeia integram o Conselho de Reguladores, ou *Board of Regulators* (BoR), sendo a ERSE representada pelo seu Presidente ou membro do Conselho de Administração.

À semelhança do que acontece no CEER, a ERSE tem garantido a Presidência do Grupo de Trabalho de Gás e a Co-presidência do Grupo de Trabalho para os Mercados Retalhistas, que trabalha sobretudo questões relacionadas aos consumidores

7.2.3 Fóruns de Energia da Comissão Europeia

Ao longo dos anos, a Comissão Europeia tem criado vários fóruns setoriais para debater a criação e aprofundamento dos mercados internos da eletricidade e do gás na Europa. Nestes encontros, são abordadas questões como a concorrência, a transparência do mercado, a gestão dos congestionamentos e o desenvolvimento das infraestruturas europeias. São também analisados os progressos registados no desenvolvimento de legislação para harmonizar as regras da UE em matéria de transporte e comércio de energia através dos códigos de rede europeus e da sua aplicação. Os participantes são as entidades reguladoras nacionais, os Estados-Membros, a Comissão Europeia, os operadores de redes de transporte, os comercializadores de eletricidade e/ou de gás³¹⁹, os consumidores, os utilizadores das redes, as bolsas de energia e ainda as organizações não governamentais e representantes da sociedade civil. Os fóruns reúnem-se uma ou duas vezes por ano.

Estes fóruns são mais uma ferramenta de diálogo e consulta da Comissão Europeia, que estabelece a agenda e os temas de debate em função dos desenvolvimentos do setor e das iniciativas legislativas que esteja a prever. As conclusões que resultam de cada encontro:

- Propõem análises ou trabalhos técnicos que deverão ser preparados pelos participantes sobre temas de relevância;
- Identificam os temas que tenham reunido o acordo de todos os interessados;
- Preveem as áreas de melhoria ou futura intervenção legislativa identificadas durante as discussões; e
- De forma geral, servem para assinalar as prioridades e intenções da Comissão Europeia numa ou outra área da política energética europeia.

³¹⁹ A generalidade dos fóruns aborda temas de eletricidade e gás, mas o Fórum de Florença é dedicado à eletricidade e o Fórum de Madrid é dedicado ao gás.

7.2.3.1 Fórum Europeu de Regulação da Eletricidade (Fórum de Florença)

O Fórum Regulatório Europeu de Eletricidade, também conhecido como Fórum de Florença, foi iniciado em 1998 pela Comissão Europeia, e constitui um encontro anual decisivo para a promoção do mercado interno de eletricidade.

O Fórum reúne participantes e oradores, incluindo entidades reguladoras nacionais, governos dos Estados-Membros, a Comissão Europeia, Operadores de Rede de Transmissão (ORT) e de Distribuição (ORD), associações de eletricidade, consumidores, e utilizadores da rede. Este diversificado grupo representa todas as partes interessadas do setor e reflete o compromisso do Fórum em abordar as complexidades do mercado de eletricidade na Europa, promovendo um diálogo construtivo e cooperativo para superar os desafios da transição energética e garantir o fornecimento de energia sustentável e acessível para todos.

A título de exemplo, a sessão de 2023, realizada em Roma, Itália, concentrou-se em temas cruciais como o comércio transfronteiriço de eletricidade, especialmente a gestão da capacidade de interconexão limitada, além de discutir a organização dos mercados de eletricidade visando atingir os objetivos de descarbonização e facilitar a integração da eletricidade renovável.

O Fórum destacou a importância da implementação da legislação existente, instando todas as partes a maximizar as capacidades de comércio transfronteiriço pelos ORT, o que apoiou a segurança do fornecimento e reduziu a volatilidade durante a crise energética. Sobre a reforma do desenho do mercado eletricidade não foram elaboradas conclusões, devido ao processo legislativo em curso.

O Fórum reconheceu ainda a importância crítica do relatório de monitorização da ACER sobre o limite mínimo de 70% para o comércio transfronteiriço, destacando a necessidade de uma abordagem harmonizada. Chamou a atenção para a revisão da zona de licitação e a importância da adequação dos recursos, acolhendo a iniciativa de acelerar o processo de aprovação para Mecanismos de Capacidade.

Sublinhou-se, também, a urgência de desenvolver uma maior flexibilidade e gestão da procura no sistema elétrico, realçando a importância da participação dos *stakeholders* no desenvolvimento do novo código de rede para a gestão de procura. Olhando para o futuro, o Fórum reconheceu a necessidade da preparação do sistema para a meta de zero emissões líquidas e elogiou os esforços dos países da Comunidade Energética e dos ORT para integrar-se ainda mais o mercado elétrico europeu, destacando o trabalho para manter os sistemas elétricos ucraniano e moldavo a operar de forma segura.

7.2.3.2 Fórum de Infraestruturas Energéticas (Fórum de Copenhaga)

O Fórum de Infraestruturas de Energia, ou Fórum de Copenhaga, que reúne desde 2015, é uma iniciativa anual organizada pela Comissão Europeia em estreita colaboração com o Ministério Dinamarquês do Clima, Energia e Serviços Públicos. O Fórum serve como plataforma para a discussão das estratégias e políticas que visam a modernização da infraestrutura energética na Europa. O objetivo central é abordar os desafios e oportunidades relativos à garantia do mercado interno de energia, promovendo a sua eficiência, essencial para alcançar os objetivos da transição energética e descarbonização da União.

Na edição de 2023, discutiram-se tópicos vitais para o avanço da infraestrutura energética europeia. Entre os principais temas estiveram o desenvolvimento e a integração do hidrogénio na matriz energética, a viabilidade de projetos de infraestrutura, a necessidade de reforços na rede e a integração de renováveis *offshore*.

O Fórum destacou a importância de aprofundar o conhecimento sobre a oferta e procura de hidrogénio, desenvolver financeiramente projetos de infraestrutura de hidrogénio, e abordar a colaboração entre ORT e ORD para o planeamento das redes elétricas. Além disso, enfatizou-se a promoção da inovação e dos investimentos necessários para uma integração maior de sistemas de energia renováveis e o aprofundamento das redes elétricas inteligentes. Estas discussões refletem o compromisso contínuo do Fórum com a modernização da infraestrutura energética da Europa, sublinhando a colaboração entre as diversas partes interessadas para enfrentar os desafios da transição energética.

7.2.3.3 Fórum dos Consumidores de Energia (Fórum de Dublin)

O *Citizens' Energy Forum* ou Fórum de Dublin, estabelecido em 2008, é uma iniciativa anual da Comissão Europeia, que conta com a participação ativa do CEER e visa a discussão dos assuntos relacionados com os consumidores de energia europeus. Nos últimos quatro anos, o Fórum tem-se debruçado essencialmente sobre a transição energética e a forma como os consumidores podem e devem ser incentivados a desempenhar um papel ativo na mudança.

As iniciativas da União Europeia têm sido amplamente abordadas e discutidas, desde o Pacote de Energia Limpa, o Novo Acordo para os Consumidores, o Pacto Ecológico Europeu, ou a Nova Agenda do Consumidor, o Mecanismo para a Transição Justa e o Fundo para a Transição Justa.

Um dos aspetos mais frisados tem sido o facto de a inclusão de todos os consumidores de energia na transição ser fundamental. Para tal, é necessário que as instituições nacionais e europeias (entidades reguladoras, organizações de defesa dos direitos dos consumidores e instituições de poder local) trabalhem em permanente cooperação para garantir que nenhum consumidor fica para trás, em especial, os consumidores vulneráveis.

Clarificar a informação prestada aos consumidores é também crucial para gerar confiança nas opções que lhes são apresentadas: fomentar as políticas que reduzam os riscos de *greenwashing* e que esclareçam de forma simples e eficaz sobre as vantagens e os meios disponíveis para se tornarem agentes da mudança são outras das conclusões que têm sido retiradas do Fórum.

Paralelamente, tem sido salientada a importância da realização de ações de proximidade, de âmbito nacional, regional e local, no envolvimento dos consumidores no processo de transição.

As consequências da pandemia da Covid-19 e o seu impacto na inclusão dos consumidores no processo de transição energética foram também abordadas nos últimos Fóruns, tendo-se concluído ser essencial que a recuperação económica seja encarada como uma oportunidade de captar investimento público e privado para apoiar os consumidores na adoção de “soluções verdes”.

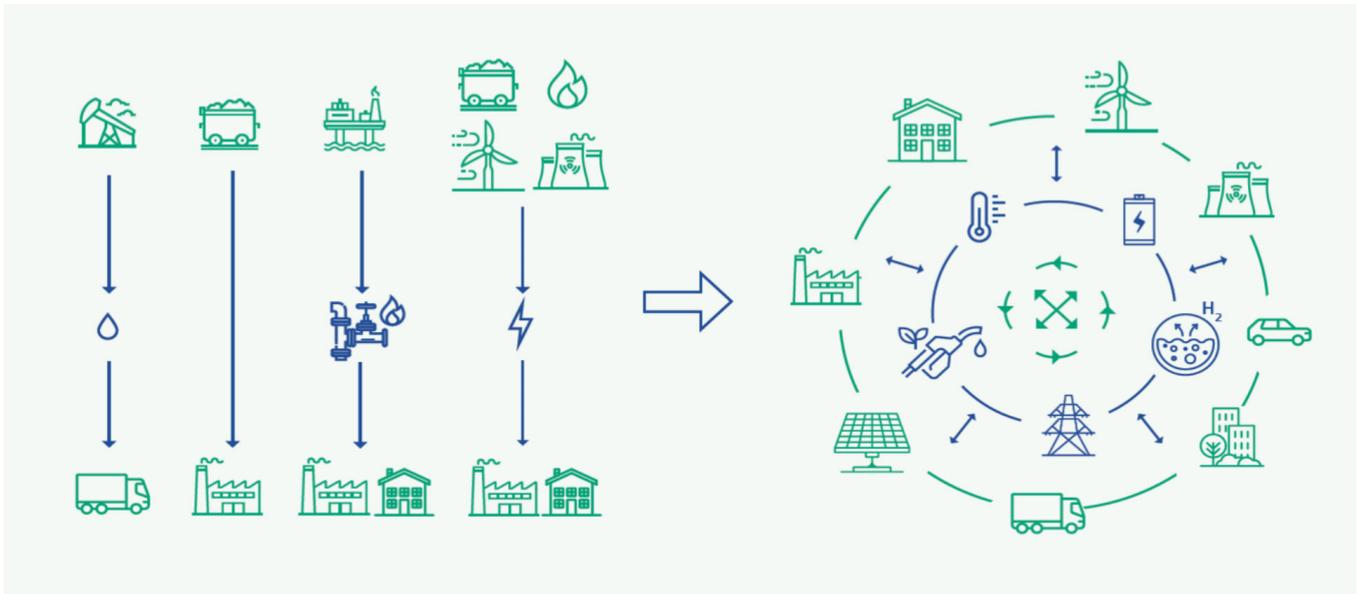
Nas últimas sessões do Fórum, concluiu-se ainda que a legislação que tem sido emanada das diferentes instituições europeias e nacionais, com vista à transição energética, por si só, não é passível de conduzir à mesma: é necessário criar dinâmicas de discussão pública e envolvimento dos cidadãos, para que estes percebam o que está em causa e de que modo podem ser agentes ativos do processo de mudança.

7.2.4 Perspetivas e Desafios Regulatórios

Nos últimos anos, o setor energético tem testemunhado uma grande evolução, não só motivada pelo surgimento de novas tecnologias e atores, mas também com o intuito de atingir as ambiciosas metas de descarbonização assumidas pela União Europeia. A estes fatores acresce ainda o desafio impulsionado pela invasão da Ucrânia, de garantir uma maior independência energética, mediante o reforço da segurança e resiliência da rede energética.

Para responder convenientemente aos desafios ambientais, sociais e políticos, é necessária uma visão holística do sistema energético, ou seja, uma perspetiva de integração de sistemas energéticos. Esta é a direção estabelecida pelo Pacto Ecológico Europeu, e os reguladores estão empenhados em contribuir para alcançar em conjunto uma sociedade neutra em carbono no quadro das políticas públicas europeias e nacionais.

Figura 7-9 Estratégia da União Europeia para a integração de sistemas energéticos



Fonte: Comissão Europeia

A integração de vetores energéticos (eletricidade, gás, calor, entre outros) e setores de atividade (indústria, mobilidade, serviços, agricultura), assegurará a descarbonização total da sociedade ao menor custo, em particular dos setores energéticos intensivos, na indústria de processos de alta temperatura, no transporte pesado de mercadorias terrestre e marítimo, na aviação, entre outros.

Esta integração de sistemas - um sistema de sistemas - permitirá aprofundar a economia circular da energia e será uma opção incontornável numa situação de descarbonização total da nossa sociedade. A atual organização em silo, em que cada vetor energético e setor de atividade é analisado e tratado de forma isolada, é geradora de ineficiências ao longo da cadeia de valor, situação não compatível com uma sociedade neutra em carbono.

A transição energética para um contexto de economia de baixo carbono ou neutra em carbono acarreta ainda um redesenho dos mercados de energia como hoje os conhecemos, em vários níveis, desde o leque e tipologia de intervenientes aos referenciais de contratação ou produtos em negociação.

No plano do desenvolvimento estratégico da regulação, importa, pois, uma adaptação dinâmica a um contexto evolutivo dos mercados de energia, sendo simultaneamente capaz de antecipar algumas tendências e responder a desafios decorrentes da reorganização funcional do setor da energia.

Num quadro de reorganização do setor energético, que obriga necessariamente a mudanças no perfil regulatório, o aspeto central da regulação permanece muito orientado para a procura da eficiência no funcionamento dos diferentes referenciais de mercado, sejam de índole grossista ou retalhista, de modo a transmitir sinais de preço ajustados aos diferentes agentes. Em rigor, este aspeto é até reforçado num contexto de transição energética, que traz consigo uma maior multiplicidade de agentes e modelos de negócio e, conseqüentemente, maior complexidade.

Considerando a maior complexidade que o modelo de transição energética em regime de mercado aberto implica, a regulação presta especial atenção à promoção de uma adequada e eficaz participação de todos os agentes no mercado, em particular dos consumidores, que são, cada vez mais, simultaneamente destinatários do desenho de mercado e participantes ativos na mudança e no funcionamento desse mesmo mercado.

Neste contexto, a regulação dedica uma especial atenção ao redesenho de regras e de condições de participação, que promovam a redução de barreiras de mercado desnecessárias e uma real concorrência orientada para a sustentabilidade de longo prazo e não apenas no curto prazo.

A alteração da estrutura dos mercados requer hoje, e no futuro próximo, uma flexibilidade de atuação que, por sua vez, pede um contexto de regulação mais orientado para a inovação, de produto e de processo, capaz de endereçar a mudança de paradigma operacional e funcional ao menor custo social possível. Pode e deve, inclusivamente, perspetivar-se que a existência de um mercado com resposta mais ajustada e flexível venha a requerer que o próprio contexto tradicional de regras a nível europeu deva incluir maior subsidiariedade no seu desenho e implementação, potenciando uma alocação mais sistémica e eficiente dos recursos e da integração dos mercados no espaço da União Europeia.

7.3 UMA REDE PARA A EUROPA

A rede transeuropeia de energia (RTE-E) é a infraestrutura base para a realização do mercado interno de energia, garante a segurança de abastecimento e aumenta a eficiência e a resiliência do setor elétrico europeu.

Esta secção tem o objetivo de descrever a rede transeuropeia de energia e o seu funcionamento. Importa por isso descrever o processo de operação e integração das diferentes redes nacionais que conformam a rede europeia e também o mecanismo de cooperação dos diferentes operadores da rede de transporte (ORT) na gestão da rede.

A evolução desta realidade acabou por levar à criação dum conjunto de regras técnicas, conhecidas como os *códigos de rede* (7.3.1). Estas regras, juridicamente vinculativas, regem todas as transações do mercado de eletricidade transfronteiriço e a operação do sistema.

Por forma a enfrentar os desafios da transição energética, a rede europeia precisa de ser continuamente acompanhada numa escala continental, nos subcapítulos 7.3.2 e 7.3.3 apresenta-se o funcionamento do planeamento e desenvolvimento da rede transeuropeia.

Finalmente, apresenta-se no subcapítulo 7.3.4 a organização de cooperação ao nível da UE dos operadores das redes de distribuição de eletricidade instituída em 2021.

7.3.1 Os Códigos de Rede

O 3.º Pacote de Energia (2009) estabeleceu a obrigação de criar códigos técnicos harmonizados para um funcionamento integrado das redes de transporte transfronteiriças de eletricidade e gás natural na Europa. Estes códigos seriam elaborados pelas Redes Europeias dos Operadores das Redes de Transporte de Eletricidade e de Gás (ENTSO-E e ENTSOG, nas suas siglas em inglês), com base em “orientações-quadro” definidas pela ACER. Com a revisão introduzida pelo Pacote de Energia Limpa, o papel da ACER na elaboração e supervisão destes códigos é reforçado.

Os códigos de rede abordam questões ligadas ao funcionamento do mercado, do sistema e a regras de ligação à rede. Até 2024, foram aprovados nove códigos de rede europeus para a eletricidade e quatro códigos de rede europeus para o gás. O Pacote de Energia Limpa estabeleceu novos domínios para códigos de rede no setor elétrico, nomeadamente a área da cibersegurança e a da participação da procura.

Figura 7-10 – Códigos de Rede e Orientações para a eletricidade

<p>MERCADO</p> <p>Atribuição de capacidade e a gestão de congestionamentos Regulamento (UE) 2015/1222</p> <p>Atribuição de capacidade a prazo Regulamento (UE) 2016/1719</p> <p>Orientações relativas ao equilíbrio do sistema elétrico Regulamento (UE) 2017/2195</p>	<p>OPERAÇÃO</p> <p>Operação de redes de transporte de eletricidade Regulamento (UE) 2017/1485</p> <p>Estados de emergência e de restabelecimento em redes de eletricidade Regulamento (UE) 2017/2196</p>
<p>CONEXÕES</p> <p>Requisitos da ligação de geradores de eletricidade à rede Regulamento (UE) 2016/631</p> <p>Ligação do consumo Regulamento (UE) 2016/1388</p> <p>Ligações de corrente contínua de alta tensão Regulamento (UE) 2016/1447</p>	<p>CIBERSEGURANÇA</p> <p>Regras setoriais para cibersegurança dos fluxos transfronteiriços de eletricidade Regulamento (UE) 2024/1366</p>

Fonte: ENTSO-E

O processo de elaboração dos códigos de rede resultante do 3.º Pacote de Energia é detalhado no Regulamento (CE) 714/2009, de 13 de julho. Após consulta à ACER, à ENTSO-E e a outras partes interessadas, a Comissão Europeia propõe uma lista anual de prioridades, identificando áreas possíveis para o desenvolvimento de códigos de rede. Na sequência do pedido da Comissão, a ACER redige um conjunto de orientações-quadro, não vinculativas, indicando os princípios fundamentais para a elaboração dos códigos de rede. A partir destas orientações, a Comissão solicita à ENTSO-E a elaboração de uma proposta para os diferentes códigos de rede, sendo estes submetidos à análise da ACER, que recomenda a sua adoção à Comissão, após ter avaliado se quer propor qualquer alteração à proposta da ENTSO-E.

Figura 7-11 – Processo de criação dos Códigos de Rede



Embora inicialmente os nove regulamentos tenham sido concebidos como códigos de rede, durante o processo de elaboração entendeu-se que alguns deveriam assumir o papel de orientações. Ambos, códigos de rede e orientações, são regulamentos da Comissão Europeia e como tal têm o mesmo peso legal: são diretamente aplicáveis e são sujeitos ao mesmo processo de adoção formal. No entanto, estas duas tipologias de regulamentos diferenciam-se na sua base legal, no nível de envolvimento das partes interessadas, nos procedimentos de alteração, nas matérias e âmbitos de aplicação e na introdução de mais regras durante a fase de implementação.

É neste último aspeto que ocorre a maior diferença entre os códigos de rede e as orientações. Em termos gerais, os códigos de rede são mais detalhados do que as orientações, uma vez que estas delegam parte da sua redação ao processo de implementação, conferindo-lhes maior flexibilidade, mas também um risco maior em relação à complexificação do processo.

As orientações incluem processos em que os ORT e os Operadores de Mercado são obrigados a elaborar os Termos e Condições ou Metodologias (TCM), comumente conhecidos como metodologias ou manuais de procedimentos. Na sua maioria, estes TCM são sujeitos à elaboração conjunta entre todos os ORT e Operadores de Mercado a nível europeu ou pelos ORT e Operadores de Mercado respeitantes no nível regional ou nacional.

Dependendo do alcance destas TCM, o 3.º Pacote de Energia previu a sua aprovação por parte do conjunto de entidades reguladoras nacionais, no caso das TCM de aplicação europeia, ou pelas entidades reguladoras competentes nos níveis regionais e nacionais. Em alguns casos, a aprovação é da competência da ACER. A implementação dos TCM prevista na primeira geração de códigos de rede e orientações continuará até ao ano 2025, aproximadamente.

De acordo com o Regulamento (CE) 714/2009, de 13 de julho, a criação de códigos de rede e orientações podem ser divididos segundo a sua área de influência: coordenação e funcionamento de mercados, operação de sistema, e regras de acesso às redes e às interligações.

COORDENAÇÃO E FUNCIONAMENTO DE MERCADOS

Dentro do primeiro grupo encontramos três orientações. A primeira, o Regulamento (UE) 2015/1222, de 24 de julho, estabelece orientações relativas à Atribuição de Capacidade e à Gestão de Congestionamentos (CACM GL, na sua sigla em inglês). As CACM GL promovem a integração eficiente dos mercados de eletricidade europeus, diários e intradiários, estabelecem os critérios para a delimitação das zonas de oferta, e otimizam o cálculo e a atribuição de capacidade interzonal.

A segunda orientação, o Regulamento (UE) 2016/1719, de 26 de setembro, aborda a Atribuição de Capacidade a Prazo (FCA GL, na sigla em inglês). De maneira a avançar em direção a um mercado de eletricidade integrado, deverão ser desenvolvidas, tanto para produtores, consumidores ou retalhistas, opções de cobertura de risco que permitam diminuir o risco associado aos preços futuros na sua zona de operação, compreendendo a harmonização das regras atuais em relação aos leilões de atribuição de capacidade a prazo. Neste sentido, os principais objetivos das FCA GL são a harmonização das regras de atribuição de capacidade interzonal a longo prazo e o estabelecimento de uma plataforma de atribuição única a nível europeu, a fim de facilitar a atribuição de direitos de transporte aos participantes de mercado.

Por fim, a última das orientações em matéria de coordenação de mercados é expressa através do Regulamento (UE) 2017/2195, de 23 de novembro. Estas orientações visam o Equilíbrio do Sistema Elétrico (EB GL, na sigla em inglês). As EB GL, estabelecem um conjunto de regras técnicas, operacionais e de mercado em relação à gestão do funcionamento dos mercados de regulação de eletricidade, isto é, regras relativas à contratação de capacidade de regulação, à ativação de energia de regulação e à liquidação financeira aplicável aos agentes de mercado responsáveis pela liquidação dos desvios. As EB GL procuram também a harmonização de metodologias no espaço europeu para a atribuição de capacidade na interligação, para efeitos de regulação, promovendo o crescimento do comércio transfronteiriço e a utilização eficiente das redes existentes.

OPERAÇÃO DE SISTEMA

Na área de operação de sistema, encontramos orientações e códigos de rede. As primeiras são estabelecidas através do Regulamento (UE) 2017/1485, de 2 de agosto, que engloba disposições sobre a Operação de Transporte de Eletricidade (SO GL, na sigla em inglês). As SO GL definem uma série de requisitos mínimos comuns para a operação das redes no espaço europeu, para a cooperação transfronteiriça entre ORT e para a utilização das características pertinentes dos ORD e utilizadores de rede significativos (URS), de forma

a garantir a segurança operacional da rede de transporte interligada. Trata-se de uma harmonização dos *standards* técnicos usados pelos operadores de rede e URS.

O segundo regulamento dedicado à operação de sistema, o Regulamento (UE) 2017/2196, de 24 de novembro, institui um código de rede relativo aos Estados de Emergência e de Restabelecimento em Redes de Eletricidade (ER NC, na sigla em inglês). O ER NC estabelece um conjunto comum de princípios e requisitos mínimos para os procedimentos e medidas a executar especificamente nos estados de emergência, apagão, restabelecimento, e outros estados especificados nas SO GL. O ER NC também contempla a suspensão e reativação das atividades de mercado.

REGRAS DE ACESSO ÀS REDES E ÀS INTERLIGAÇÕES

Relativamente às regras de acesso às redes e às interligações encontramos três códigos de rede. O primeiro entrou em vigor com a publicação do Regulamento (UE) 2016/631, de 14 de abril, relativo aos requisitos da Ligação de Geradores de Eletricidade à Rede (RfG NC, na sigla em inglês). O RfG NC abrange os requisitos da ligação de produtores, síncronos e assíncronos, promove a robustez da rede elétrica europeia e a igualdade de condições em termos dos requisitos de ligação. Alguns exemplos dos aspetos técnicos incluídos no RfG NC são as bandas de frequência, os limites de tensão e as capacidades de religação e resincronização.

O segundo código de rede a ser publicado foi o relativo à Ligação do Consumo (DC NC, na sigla em inglês), estabelecido através do Regulamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto. O DC NC estabelece uma interpretação uniforme dos requisitos de ligação à rede aplicáveis às instalações de consumo e às redes de distribuição, incluindo as redes de distribuição fechadas, contribuindo, desta maneira, para a manutenção e o restabelecimento da segurança das redes.

O terceiro código de rede foi publicado através do Regulamento (UE) 2016/1447, de 26 de agosto, e é relativo aos Requisitos de Ligação à rede de Sistemas de Corrente Contínua em alta tensão e de módulos do parque gerador ligados em corrente contínua (HVDC NC, na sigla em inglês). O HVDC NC estabelece os requisitos necessários para o bom funcionamento das redes de corrente contínua de alta tensão de longa distância, tal como os códigos anteriores. O principal objetivo do HVDC NC é aumentar a robustez do sistema de redes de transporte através da harmonização das regras técnicas.

Tal como referido, a publicação do Pacote Energia Limpa propôs uma revisão significativa do Regulamento 714/2009. Esta revisão tem três componentes, uma de carácter ambiental ou de preparação das redes face à crise climática e à transição verde e duas de carácter organizacional.

Se o 3.º Pacote de Energia veio introduzir as últimas disposições no sentido da liberalização do setor, o Pacote de Energia Limpa introduz a sustentabilidade como futuro motor de mudança do setor. Desta maneira, a primeira revisão inclui provisões que modificam várias orientações e códigos de rede nesta direcção, além de incluir novas áreas para o desenvolvimento de orientações e códigos de rede de segunda geração. Alguns exemplos das modificações introduzidas e de novas áreas para o desenvolvimento de regras a nível europeu são os mecanismos de gestão da procura, a agregação de energia e a figura do agregador, a armazenagem, a redução da procura e serviços de sistema não associados à frequência.

O processo de elaboração das orientações e dos códigos de rede também foi alterado pelo Pacote Energia Limpa, uma vez que modificou as responsabilidades dos atores a intervir no processo. Estabeleceu-se, através do Regulamento (UE) 2019/943, de 5 de junho, a criação de uma entidade europeia dos operadores de redes de distribuição, a EU DSO Entity³²⁰ (na sigla em inglês), com o objetivo de envolver esta entidade na criação de códigos de rede e orientações, melhorando assim o equilíbrio de responsabilidades entre os diferentes atores. O Regulamento acima referido também alterou o período de tempo no qual a Comissão é obrigada a apresentar uma lista de prioridades para a criação de novos códigos de rede.

Finalmente, o Regulamento (UE) 2019/942, de 5 de junho, relativo à revisão dos poderes e responsabilidades da ACER, alterou o processo de elaboração dos TCM, das orientações e dos códigos de rede. Em relação aos TCM, a ACER foi estipulada como a entidade responsável no estabelecimento de TCM de dimensão pan-europeia. Em relação às orientações e aos códigos de rede, o Regulamento (UE) 2019/943, de 5 junho, distingue entre a adoção destas orientações e dos códigos de rede através de atos de execução e atos delegados. Dependendo do tipo de ato, as instituições europeias e as partes interessadas envolvidas no processo de elaboração terão direitos e possibilidades de intervenção diferentes.

³²⁰ Do inglês «European Union Distribution System Operator Entity», Entidade Europeia dos Operadores da Rede de Distribuição de Eletricidade.

Após a aprovação de cada um destes códigos de rede, seguiu-se um longo processo de implementação das regras estabelecidas pelos mesmos. Em algumas áreas, esta implementação, nomeadamente dos TCM, ainda está a decorrer. Em outras, procede-se à atualização e revisão dos códigos de rede e das orientações, no seguimento das alterações legislativas do Pacote Energia Limpa e do Desenho do Mercado³²¹.

7.3.2 A Operação das Redes e a ENTSO-E

A operação das redes consiste na gestão dos fluxos de eletricidade, incluindo a contratação e utilização de recursos de flexibilidade, em consonância com a gestão flexível das redes definindo, para essa gestão, as normas operacionais e o respetivo prazo para a sua implementação, bem como a adequação aos códigos europeus, assegurando a sua interoperabilidade com as redes a que estejam ligadas, bem como os procedimentos destinados a garantir a sua concretização e verificação.

A operação das redes inclui também as condições em que o operador da RNT, em articulação com o gestor global do SEN, monitoriza as indisponibilidades dos centros eletroprodutores de maior capacidade instalada e monitoriza as cotas das albufeiras onde se localizem aproveitamentos hidroelétricos com elevada capacidade instalada, podendo, nos casos em que a garantia de abastecimento esteja em causa, alterar os planos de indisponibilidades dos centros electroprodutores.

Os Operadores da Rede de Transporte (ORT) europeus começaram formalmente a cooperar, em 1951, com a fundação da União para Coordenação da Produção e do Transporte de Eletricidade (UCPTE), que incluía ORT de oito países da Europa Ocidental. Este esforço conjunto tinha como objetivo desenvolver a atividade económica através de um uso mais eficaz dos recursos energéticos, possibilitado pela interligação das redes elétricas. Com a liberalização dos mercados de eletricidade e a reestruturação do setor, a organização mudou o nome para UCTE em 1999, focando-se exclusivamente no transporte de eletricidade.

³²¹ Legislação europeia sobre Desenho de Mercado de Eletricidade: Diretiva (EU) 2019/944, de 5 de junho, e Regulamento (UE) 2019/943, de 5 de junho

Posteriormente, a UCTE contribuiu para a criação da ETSO, que reuniu associações de ORT de diferentes regiões da Europa, incluindo Irlanda, norte da Europa e Reino Unido. Enquanto a UCTE se concentrava em regras técnicas, a ETSO focou-se em procedimentos económicos e legais para facilitar o transporte e comércio internacional de eletricidade. Em 2001, a ETSO tornou-se uma associação internacional formada por 32 ORT. Com a introdução do 3.º Pacote de Energia, as tarefas operacionais da ETSO foram transferidas para a ENTSO-E em 2009.

A ENTSO-E, associação de entidades concessionárias das redes de transporte de eletricidade, foi criada em 2009 na sua forma atual, sucedendo a diversos mecanismos e iniciativas de cooperação pré-existentes, destinados a fomentar a cooperação na gestão de interligações entre operadores de redes elétricas de países interligados. Em 2023, integra 40 parceiros de 36 países e é responsável pela promoção de uma gestão coordenada do sistema elétrico europeu.

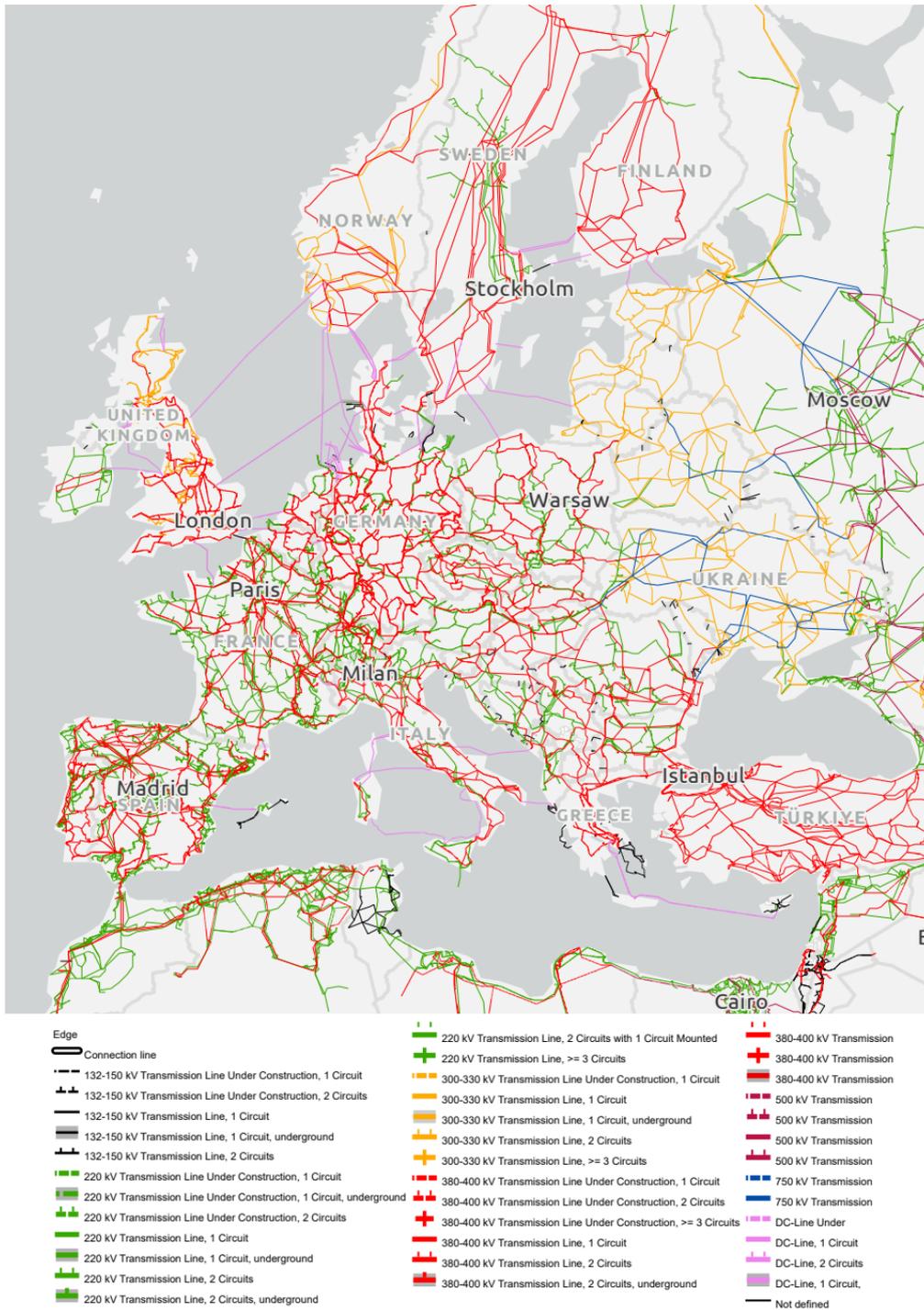
A rede europeia encontra-se detalhadamente mapeada em diversas fontes, de que é exemplo a ferramenta interativa disponibilizada pela ENTSO-E. Na Figura 1-11, apresenta-se um mapa da rede transeuropeia de transporte de energia elétrica.

Observa-se que a rede transeuropeia é uma vasta e complexa infraestrutura que conecta os sistemas de transporte de eletricidade dos Estados-Membros.

Tal como apresentado no mapa, a rede transeuropeia é composta por linhas de alta e muito alta tensão, que geralmente operam em tensões que variam entre 220kV e 400 kV. Estas linhas transportam grandes volumes de eletricidade a longas distâncias, minimizando as perdas de energia elétrica.

Aprecia-se, também, o alto grau de interligação entre os diferentes Estados-Membros, estas interligações são chave para o comércio de eletricidade entre diferentes áreas de geração, permitindo o equilíbrio entre a oferta e a procura entre diferentes zonas de geração de eletricidade e possibilitando a consecução do mercado interno de energia.

Figura 7-12 – Mapa da Rede Europeia



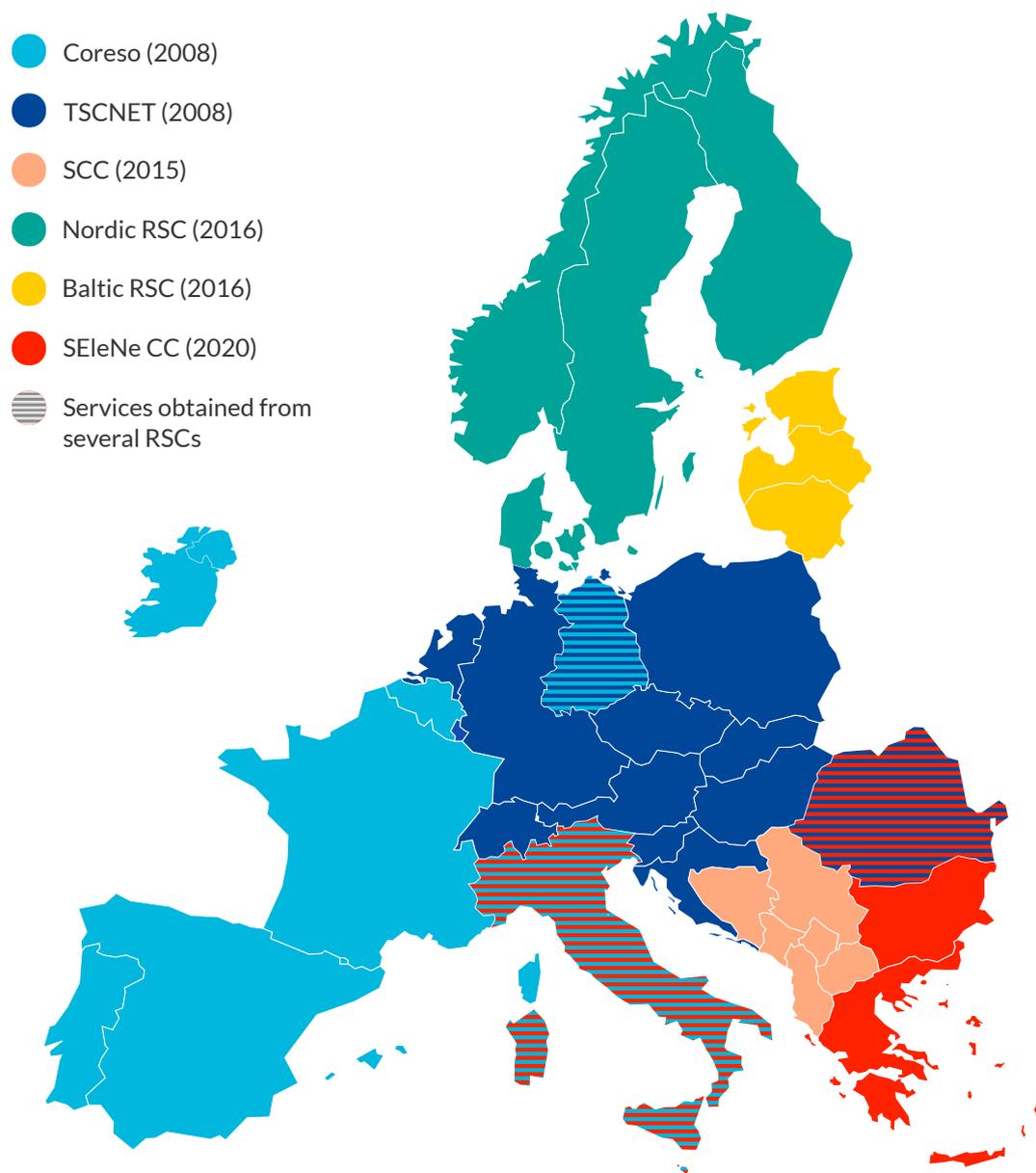
Fonte: ENTSO-E (Interconnected Network of ENTSO-E- 2023)

O 3.º Pacote de Energia clarificou e densificou ainda o papel das Entidades Reguladoras Nacionais e dos ORT, tornando a ENTSO-E responsável pela adoção dos Planos Decenais de Desenvolvimento da Rede de Transporte à escala da UE. O Regulamento (UE) 2019/941 relativo à preparação para riscos no setor da eletricidade estabeleceu um quadro comum para regras de identificação e avaliação de riscos, no qual a ENTSO-E foi responsabilizada por estabelecer uma metodologia comum para identificar cenários de crise elétrica regional e avaliar possíveis problemas de adequação sazonal e de curto prazo, com processo sujeito a consulta pública e aprovação pela ACER. O Regulamento também instituiu a monitorização a nível da UE das crises elétricas, impondo que a autoridade competente do Estado-Membro realize uma avaliação *ex-post* de cada crise e o seu impacto.

A operação das redes inclui o acesso dos operadores das redes à informação das características técnicas das instalações ligadas às redes nacionais de transporte ou de distribuição que os habilitem à realização de análises e estudos técnicos necessários para o desempenho das suas funções.

A ENTSO-E foi criada para melhorar a cooperação entre os ORT e superar as limitações das suas iniciativas voluntárias, tendo sido encarregue de funções no âmbito da UE. Por forma a garantir a melhor gestão possível, criaram-se diferentes Centros Regionais de Coordenação (RCC, na sigla em inglês), que a partir de 1 de junho de 2022 substituíram as antigas Coordenações Regionais de Segurança, ou RSCs. Os diferentes RCCs, apresentados na Figura 7-13, devem garantir a segurança de abastecimento em tempo real, elaborar modelos e realizar cálculos da capacidade da rede, elaborar planos comuns relativos às interrupções de serviço, realizar previsões correspondentes à adequação de recursos de geração/procura (*Generation Adequacy*) e desenvolver e manter um modelo de rede comum.

Figura 7-13 – Zonas abrangidas pelos Centros Regionais de Coordenação (RCC - ENTSO-E)



Fonte: ENTSO-E (RCCs)

As redes de eletricidade europeias são operadas de acordo com regras que ajudam a regular o papel dos operadores das redes e a determinar como o acesso às redes é atribuído aos utilizadores em toda a UE. No passado, essas regras de operação e comercialização eram elaboradas nacionalmente. Dado que as redes nacionais se encontram progressivamente mais interligadas entre os Estados-Membros, as regras são maioritariamente definidas ao nível da UE de forma a gerir eficazmente os fluxos de eletricidade no mercado interno da energia. A definição de estas regras é apresentada na próxima secção.

7.3.3 As Redes Europeias e o Regulamento RTE-E

A europeização do planeamento da rede viu-se amplamente reforçada no 3.º Pacote de Energia com o estabelecimento da ENTSO-E e o desenvolvimento de Planos Decenais de Desenvolvimento das Redes de Transporte de eletricidade (PDIRT-E) à escala nacional e do plano decenal não-vinculativo de desenvolvimento da rede à escala da União Europeia (TYNDP, na sigla em inglês).

Entre os diferentes Estados-Membros, existem diferenças significativas no tamanho e na topologia das redes de eletricidade. Os operadores de redes de transporte (ORT) nacionais preparam, tipicamente, os PDIRT-E num processo que envolve as entidades reguladoras independentes nacionais ou as entidades governamentais – em Portugal, os Ministérios - relevantes. Os PDIRT-E, que são vinculativos para os ORT, incluem as necessidades de desenvolvimento da rede nos médio e longo prazos e consideram diferentes cenários de evolução. O TYNDP é a ferramenta homóloga no âmbito europeu.

Embora não vinculativo, o TYNDP visa fornecer aos participantes do mercado uma previsão da evolução do sistema de transporte europeu ao longo de um período de dez anos e indicar que investimentos nas infraestruturas chave necessitam de ser efetuados, nomeadamente, na construção de novas ou no melhoramento das existentes.

Uma inovação regulatória importante para promover novas infraestruturas transfronteiriças de eletricidade foi permitir que terceiros, nomeadamente parceiros privados, se constituíssem como investidores. O Regulamento (CE) 1228/2003, relativo às condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço de eletricidade, abriu a porta para o investimento de terceiros no transporte de energia elétrica. Em troca, os investidores privados recebem rendas de congestionamento, isto é, um valor correspondente ao diferencial de preço entre as duas zonas de licitação em cada ponta da interligação, multiplicado pela capacidade congestionada da interligação.

Uma das ferramentas mais importantes para permitir o estabelecimento de uma verdadeira rede de transporte de eletricidade europeia foi o conceito de Redes Transeuropeias, estabelecidas no Regulamento (UE) 2022/869, relativo às orientações para as infraestruturas energéticas transeuropeias, conhecido como Regulamento RTE-E. O Regulamento RTE-E tornou o TYNDP a base para definir quais os projetos de transporte de eletricidade a serem incluídos na lista de Projetos de Interesse Comum (PIC).

Um PIC é entendido como um projeto necessário para executar corredores e domínios prioritários das infraestruturas energéticas e uma lista de PIC é definida a cada dois anos pela ENTSO-E desde a aplicação do Regulamento em 2013.

Os projetos que obtêm o estatuto de PIC beneficiam de uma maior celeridade no processo de concessão de licenças, isto é, através de uma única autoridade nacional competente; de uma avaliação ambiental melhorada, de um processo de concessão de licenças que não deve exceder 3,5 anos e da possibilidade de receber assistência financeira sob o Mecanismo Interligar a Europa (MIE³²²).

A ENTSO-E disponibiliza no seu site uma ferramenta de visualização³²³ dos projetos que foram objeto de classificação PIC, segundo a sua tipologia, país ou fase de financiamento, tanto na vertente de transporte como de armazenamento de energia.

³²² No Inglês CEF – Connecting Europe Facility

³²³ <https://tyndp.entsoe.eu/european-projects>

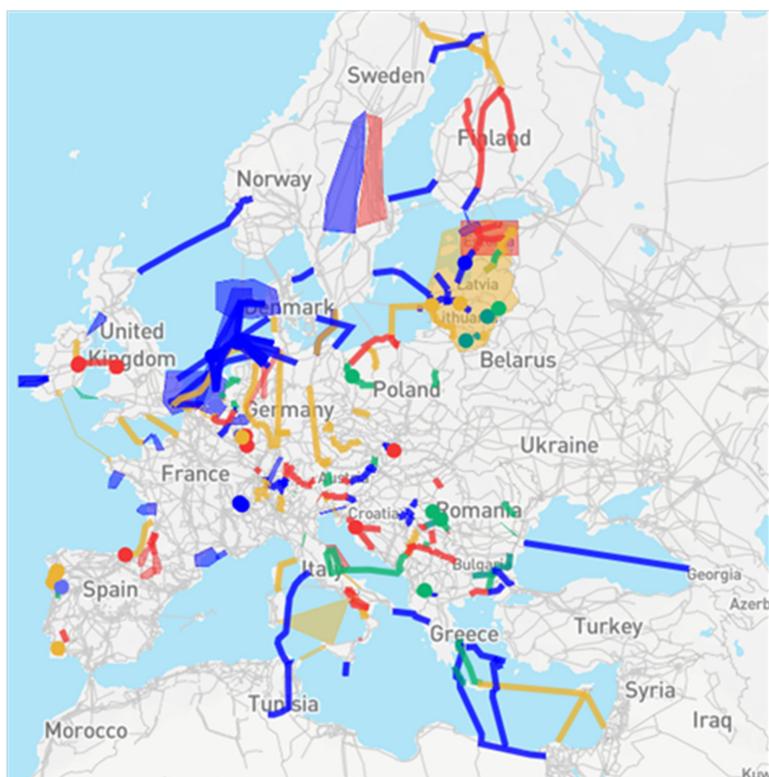
Na Figura 7-14, assinalam-se os PIC para 2022 identificados para a rede europeia. O PDIRT de 2022 testou a resposta de 141 projetos de transporte e 23 projetos de armazenamento aos cenários definidos para 2030 e 2040.

Destaca-se no âmbito nacional o PIC 2.16.3, cujo objetivo principal consiste em introduzir os reforços de rede necessários para permitir a conexão de nova geração renovável, hidroelétrica com bombagem e eólica, que está prevista no norte de Portugal. O projeto inclui um conjunto de novas linhas aéreas de 400 kV que formarão um novo eixo entre o município de Vieira do Minho e o município de Ribeira de Pena.

No âmbito ibérico, destaca-se o PIC 2.17, ainda em fase de licenciamento, este projeto tem o objetivo de aumentar a interligação entre Espanha e Portugal, prevê a construção de uma interligação de linha aérea de 400 kV entre Fontefría, Espanha, e Ponte de Lima, Portugal.

Além dos PIC, existe na legislação europeia igualmente a figura dos Projetos de Mútuo Interesse (PMI) – que diferem dos PIC por poderem envolver países terceiros. Estes são igualmente listados de dois em dois anos no mesmo processo que envolve a definição dos PIC.

Figura 7-14 – Projetos de Interesse Comum listados pela ENTSO-E em 2022



Fonte ENTSO-E

7.3.4 A Associação dos Operadores de Redes de Distribuição

Os ORD de eletricidade europeus registam desde há várias décadas uma importante atividade associativa, através de entidades como a EURELECTRIC, a GEODE, a CEDEC e a E.DSO, com o objetivo principal de aprofundar o desenvolvimento das redes inteligentes. Após a publicação do Pacote Energia Limpa, estabeleceu-se pela primeira vez uma disposição instituindo a criação de uma nova estrutura oficial da UE para os ORD de eletricidade³²⁴. Esta nova estrutura foi formalmente estabelecida em junho de 2021, sob o nome EU DSO Entity.

Esta entidade visa fortalecer a cooperação entre os ORD na gestão das redes, melhorar o diálogo técnico com outras partes interessadas e incrementar a partilha de boas práticas. A adesão à entidade foi aberta a todos os operadores da rede de distribuição de eletricidade.

A EU DSO Entity é uma entidade especializada com o objetivo de defender os interesses europeus. Entre as suas tarefas no setor elétrico, encontram-se a integração dos recursos energéticos distribuídos e outros recursos incorporados, como o armazenamento de energia. Esta entidade deve também contribuir para a digitalização dos sistemas de distribuição, incluindo a implementação de redes inteligentes. Além disso, participa no desenvolvimento de códigos de rede e na avaliação da adequação dos recursos da UE em coordenação com a ENTSO-E, quando relevantes para as redes de distribuição.

7.4 MERCADO GROSSISTA EUROPEU

O processo de liberalização e abertura ao mercado do setor elétrico passou quase em simultâneo por três grandes alterações estruturais, desde a separação de atividades (*unbundling*) ao longo da cadeia de valor (produção, transporte, distribuição e comercialização), passando pela privatização das empresas antes detidas direta ou indiretamente pelos Estados e a liberalização com a abertura à concorrência progressiva das partes que não são consideradas monopólios naturais (os monopólios de rede, transporte e distribuição), i.e. a produção de energia elétrica e a comercialização.

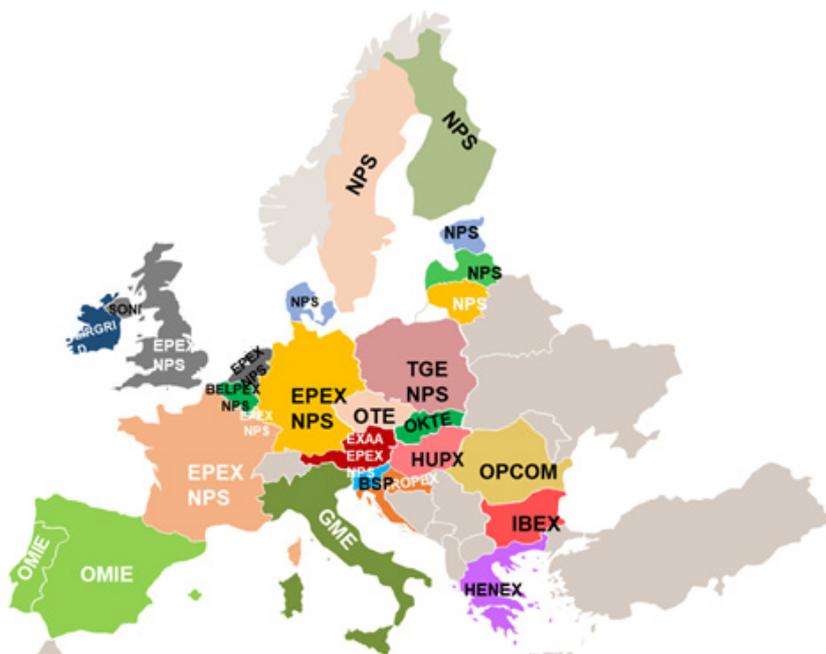
Essa concorrência é conseguida através da participação da produção e da comercialização nos mercados grossistas de eletricidade, recorrendo a plataformas de mercado ou a contratação bilateral direta (entre partes).

³²⁴ Esta disposição encontra-se no Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativo ao mercado interno da eletricidade.

O enquadramento normativo que estabelece o funcionamento do mercado grossista é europeu, tendo sido estabelecido pelo 3.º Pacote de Energia, designadamente pela Diretiva 2009/72/CE relativa às regras para o mercado interno de eletricidade, revista em 2024³²⁵. Persistem, contudo, algumas especificidades a nível regional ou nacional que podem decorrer em simultâneo com as regras europeias.

O Regulamento (UE) 2015/1222, de 24 de julho, além da base legal para o funcionamento e acoplamento dos mercados diários e intradiários ao nível europeu, introduz a obrigatoriedade dos Estados-Membros com ligações elétricas a uma zona de ofertas de um outro Estado-Membro designarem pelo menos um Operador Nomeado para o Mercado Elétrico (ONME³²⁶). Os ONME desempenham a função de operador de acoplamento de mercados (OAM)³²⁷ no processo de acoplamento de mercados no espaço europeu. O Regulamento atribui também papéis e funções aos ONME e aos ORT, que visam a implementação e operação do acoplamento único do mercado diário (SDAC – *Single Day-Ahead Coupling*) e intradiário (SIDC – *Single Intraday Coupling*).

Figura 7-15 – ONME no espaço europeu



Fonte: OMI

³²⁵ Diretiva (UE) 2024/1711, Regulamento (UE) 2024/747 e Regulamento (UE) 2024/1106.

³²⁶ Na sua terminologia inglesa conhecido como NEMO – Nominated Electricity Market Operator.

³²⁷ Na sua terminologia inglesa, conhecido como MCO- Market Coupling Operator

O mercado diário (SDAC, na sigla em inglês) está assente no funcionamento de um algoritmo europeu, denominado Euphemia, que visa casar (ou encontrar) a procura e a oferta. Este algoritmo é desenvolvido por iniciativa dos ONME no âmbito do Projeto PCR – Price Coupling of Regions, que determina um preço marginal para cada hora de um determinado dia, mediante o processo de encontro de ofertas de venda e de procura de energia elétrica, e que procura maximizar o benefício conjunto dos produtores e dos comercializadores e/ou consumidores para o conjunto dos países europeus, tendo em atenção determinadas restrições, designadamente as disponibilidades limitadas das capacidades de interligação transfronteiriças para fins comerciais entre zonas de preço.

Em termos globais, cerca de 95% do consumo europeu encontra-se acoplado no SDAC, correspondendo a cerca de 1 500 TWh/ano e a um valor económico de 73 mil milhões de euros/ano do volume transacionado, com um benefício estimado para os consumidores em cerca de mil milhões de euros/ano.

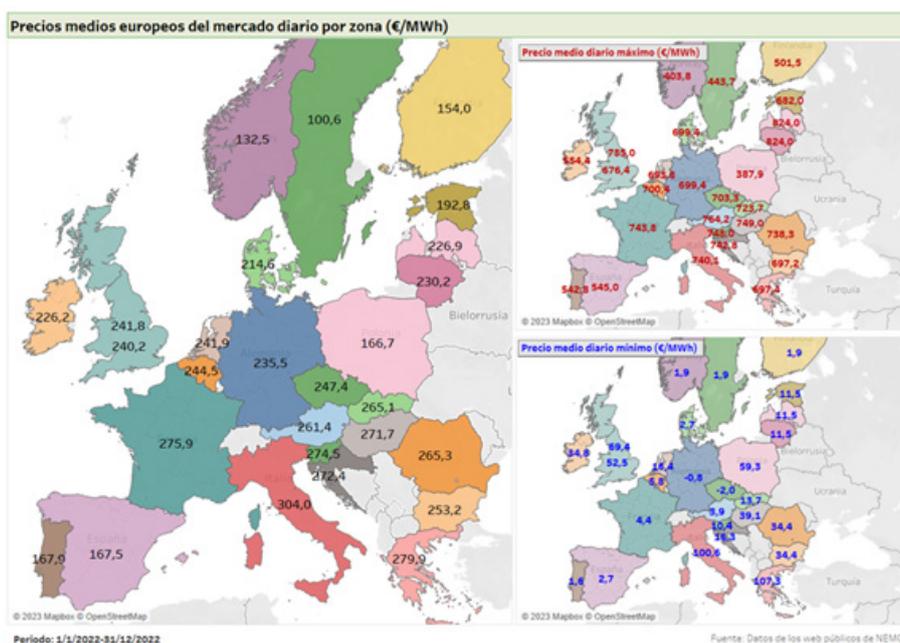
Figura 7-16 – *Single day-ahead coupling*



Fonte: ENTSO-E

Fruto da aplicação do algoritmo Euphemia no SDAC, a título de exemplo, é possível observar na figura seguinte o preço médio anual verificado em cada zona de preço, no qual se constatam diferenciais de preço explicadas por condições estruturais de produção de eletricidade em cada um dos sistemas nacionais, sendo notória a influência de preço gerada nas zonas adjacentes. Por isso é também visível nos preços a existência e influência das limitações das capacidades de interligação transfronteiriças³²⁸.

Figura 7-17 – Preços médios europeus por zona



Fonte: OMIE e ONME Europeus

A plataforma XBID (*European Cross-Border Intraday Initiative*) foi estabelecida como um SIDC (*Single Intraday Coupling*), que permite a negociação transfronteiriça em contínuo por toda a Europa, sendo uma iniciativa conjunta entre os ONME e os ORT, para criar um mercado intradiário integrado e contínuo em 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. Tal 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, mesmo afastada, que esteja envolvido na plataforma, desde que haja capacidade de interligação transfronteiriça disponível para a concretização dos negócios. A solução visa o aumento da eficiência geral da negociação intradiária em contínuo.

³²⁸ De notar que 2022 foi um ano de preços excepcionalmente altos, devido à crise energética gerada pelo eclodir da guerra na Ucrânia. Os preços em Portugal e Espanha estão condicionados pelo mecanismo ibérico de ajuste de custos.

Figura 7-18 – Membros ativos no SIDC



Fonte: ENTSO-E

MERCADO IBÉRICO: PARTE INTEGRANTE DO MERCADO EUROPEU

Portugal está integrado no MIBEL, e nesse sentido, a ERSE tem desenvolvido, em parceria com a Comissão Nacional de Mercados e Concorrência (CNMC) de Espanha, um conjunto de ações que permitem reforçar a cooperação e a troca de informações entre as duas entidades reguladoras, com vista a uma monitorização e supervisão mais eficazes dos mercados grossistas de eletricidade.

A concretização da monitorização faz-se através de um Memorando de Entendimento elaborado no âmbito do Conselho de Reguladores do MIBEL (CR MIBEL), a 17 de maio de 2011, alargado aos reguladores financeiros de Portugal e Espanha, CMVM e CNMV.

O Conselho de Reguladores (CR) do MIBEL, de acordo com o artigo 11.º do 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, é constituído por representantes portugueses- da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) e da Comissão de Mercados de Valores Mobiliários (CMVM)- e espanhóis - da Comissão Nacional de Energia (atual CNMC) e da Comissão Nacional do Mercado de Valores (CNMV). No Acordo que revê o Acordo de Santiago assinado em Braga em janeiro de 2008, foram consagradas novas funções ao Conselho, não tendo a sua constituição sofrido alterações.

Em termos organizacionais e de acordo com o Regulamento Interno, o Conselho de Reguladores funciona com um Comité de Presidentes e com um Comité Técnico. O Comité de Presidentes é constituído pelos Presidentes de cada uma das autoridades participantes, sendo que a cada uma compete a designação dos seus representantes no Comité Técnico. A presidência dos Comités é exercida, em simultâneo, por períodos de seis meses, de forma rotativa, por cada uma das autoridades participantes, sendo necessária, com carácter anual, uma alternância entre Estados.

Neste sentido, a ERSE desenvolve atividades de regulação e supervisão do MIBEL como entidade integrante do CR MIBEL, no qual contribui para um conjunto de ações previstas no Plano de Atividades interno do CR MIBEL, das quais se destacam o reforço das condições de integração do MIBEL, como a elaboração de estudos e análises, bem como outras atividades recorrentes, nomeadamente:

- A realização de reuniões periódicas com stakeholders, sobre os temas que afetem o funcionamento do MIBEL;
- A monitorização e análise da evolução dos mercados à vista e a prazo no contexto do MIBEL, bem como da negociação de direitos de atribuição de capacidade a prazo na interligação elétrica entre Portugal e Espanha;
- O acompanhamento e sistematização das iniciativas legislativas relevantes de Portugal e de Espanha, com incidência direta no funcionamento do MIBEL;
- A análise e emissão de pareceres sobre as propostas de alteração de regras de Operador de Mercado Ibérico de Energia – Polo Espanhol (OMIE), Operador de Mercado Ibérico de Energia – Polo Português (OMIP) e Operador de Mercado Ibérico – Câmara de Compensação e Contraparte Central (OMIClear);
- A análise e emissão de pareceres sobre a atribuição da condição de operador dominante no contexto do MIBEL.

É também publicado o Relatório Anual de Atividades, que visa descrever as atividades levadas a cabo, sendo a informação acessível numa página de internet disponibilizada pelo CR MIBEL³²⁹.

³²⁹ Vide em: <https://www.mibel.com/>

7.5 COMÉRCIO INTERNACIONAL DE LICENÇAS DE EMISSÃO DE CO₂

A criação do Sistema de Comércio de Licenças de Emissão da UE (CELE), em 2005, constitui, um importante elemento da estratégia da União Europeia para o combate às alterações climáticas, e tem como objetivo limitar as emissões de Gases com Efeito de Estufa (GEE).

A União Europeia é signatária do Protocolo de Quioto, assinado em 1997 e com entrada em vigor em 2005, através dos seus Estados-Membros. Este foi o primeiro tratado internacional que explicitamente pretende limitar as emissões quantificadas GEE dos países desenvolvidos tendo sido definida uma série de objetivos de redução das emissões CO₂, distribuída pelos vários Estados-Membros, no âmbito do Acordo entre as Partes (*Burden Sharing Agreement*).

Ao nível europeu, o sistema de verificação dos compromissos assumidos pelos países subscritores relativos às emissões de GEE é concretizado no CELE através de um mecanismo de mercado baseado na utilização de licenças de emissão (*European Union Allowance - EUA*) pelas atividades económicas emitentes.

O CELE é um mecanismo de mercado baseado num esquema de *cap and trade*, no qual é estabelecido um volume máximo de emissões e é atribuído um valor económico às licenças de emissão de CO₂. Trata-se de um sistema assente em mecanismos de transação de licenças onde as atividades económicas emitentes com potencial de redução das emissões a um baixo custo terão um incentivo para vender tais licenças a atividades económicas emitentes com maior dificuldade de reduzir as suas emissões devido ao seu custo elevado. Esta interação comercial entre agentes emitentes das mais diversas atividades económicas, resulta num mercado de licenças de emissão ou “mercado de carbono”.

O regime para a criação do comércio de direitos de emissão de GEE foi estabelecido pela Diretiva 2003/87/CE, de 13 de outubro, alterada pela Diretiva (EU) 2018/410, de 14 de março, e pela Diretiva (EU) 2023/959, de 10 de maio. O CELE é dividido em quatro fases:

- Fase I: que abrangeu o período compreendido entre 2005 e 2007;
- Fase II: que abrangeu o período entre os anos de 2008 e 2012;
- Fase III: que abrangeu o período entre 2013 e 2020; e
- Fase IV: que compreende o período entre 2021 e 2030.

Importa referir ainda que, no âmbito do CELE, a alocação de direitos de emissão de CO₂ é realizada através de dois mecanismos distintos.

- **Alocação gratuita** de licenças de emissão de CO₂, regulamentada através da Decisão da Comissão 2011/278/UE, de 27 de abril de 2011³³⁰. Nas Fase I (2005-2007) e Fase II (2008-2012) do CELE, a maior parte das licenças de emissão de CO₂ foram atribuídas de maneira gratuita. Na Fase III (2013-2020), uma grande parte das licenças de emissão de CO₂ foram atribuídas através de um mecanismo de leilões, porém, continuando o risco de fuga de carbono³³¹. Em alguns dos setores de aplicação, a alocação gratuita manteve-se por forma a diminuir este risco. Esta medida continua ainda na Fase IV (2021-2030). A quota de licenças atribuídas gratuitamente a setores sem risco de fuga de carbono tem sido constantemente reduzida, passando de 80% em 2013 para 30% em 2020.
- **Leilões de atribuição** de licenças de emissão CO₂, regulamentada através do Regulamento (UE) 1031/2010 da Comissão Europeia, de 12 de novembro³³². Durante a Fase I (2005-2007), permitiu-se aos Estados-Membros leiloar 5% do volume total dos direitos de emissão, aumentando, na Fase II (2008-2012), para 10%. Desde a Fase III (2013-2020), o volume total de licenças de emissão tem sido determinado ao nível europeu, a sua alocação tem seguido um único conjunto de regras e os leilões estabeleceram-se como o mecanismo padrão de alocação. Na Fase III e na Fase IV (2021-2030), a totalidade das licenças de emissão de CO₂ no setor de produção de eletricidade foram já atribuídas ao mercado através de leilões³³³.

O CELE permitiu atribuir um preço para a emissão do dióxido de carbono, cujo comportamento é explicado através da evolução de um conjunto de variáveis económico-financeiras (*carbon price drivers*). No capítulo 3 apresenta-se a evolução do preço das licenças de emissão de CO₂ nas diferentes fases de implementação do CELE.

As diferentes fases de implementação do CELE são descritas sumariamente neste capítulo. Informação mais detalhada sobre preços pode ser encontrada no capítulo 3.

³³⁰ Decisão da Comissão, de 27 de abril de 2011, sobre a determinação das regras transitórias da União relativas à atribuição harmonizada de licenças de emissão a título gratuito nos termos do artigo 10.º-A da Diretiva 2003/87/CE.

³³¹ A fuga de carbono refere-se às situações onde os custos de produção podem vir a aumentar consideravelmente devido às políticas climáticas e onde existe a possibilidade de deslocalização da atividade económica a áreas com menores exigências.

³³² Regulamento (UE) N.º 1031/2010 da Comissão, de 12 de novembro de 2010, relativo ao calendário, administração e outros aspetos dos leilões de licenças de emissão de gases com efeito de estufa.

³³³ Existindo a exceção daqueles Estados-Membros abrangidos pelo fundo de modernização, os quais poderão atribuir licenças de emissão a título gratuito a instalações de produção de eletricidade para a modernização, a diversificação e a transformação sustentável do setor da energia.

FASE I (2005 – 2007)

A Fase I, experimental e designada de “fase piloto” e de aprendizagem de mercado, foi caracterizada pelo desenvolvimento da estrutura do sistema. Os principais objetivos desta fase foram permitir um período experimental de adaptação dos agentes de mercado antes da entrada na fase determinante de cumprimento do Protocolo de Quioto (2008-2012). Em suma, tratou-se de um período de teste que contribuiu para garantir a aprendizagem do funcionamento do novo mercado e da transição de um “novo ativo”, o carbono, por parte dos agentes intervenientes do sistema, com estabelecimento de preço de mercado para o mesmo.

Embora, nesta fase, o sistema se tenha desenvolvido, alcançando os objetivos estabelecidos, também foram revelados efeitos indesejáveis que contribuíram para a revisão do CELE, que culminou na publicação da Diretiva 2009/29/CE, de 23 de abril, nomeadamente, a verificação de um excesso de licenças de emissão no mercado, a acumulação de lucros extraordinários por algumas empresas integrantes do sistema e, a ocorrência de fraudes no sistema de registo das licenças de emissões. As principais alterações plasmadas na Diretiva induzidas pelos efeitos adversos supracitados, visaram fundamentalmente a redução do excesso de licenças de emissão e a harmonização dos procedimentos de funcionamento do sistema³³⁴.

Nesta fase, foi fixado um *cap* de 2,18 Gt CO₂/ano³³⁵ para o objetivo global do sistema.

FASE II (2008 – 2012)

A Fase II, designada de “período de Quioto”, coincidiu com o primeiro período de cumprimento dos compromissos assumidos no Protocolo de Quioto de forma economicamente mais eficiente: privilegiando a redução das emissões nas fontes onde o custo de abate de carbono fosse menos penoso.

Nesta fase, considerando o nível de emissões reportado pelos Estados-Membros na Fase I, foi estabelecido um *cap* de 2,083 Gt CO₂/ano (valor que representou uma redução de cerca de 6,5% quando comparado com a Fase I)³³⁶.

³³⁴ Segundo Freitas (2016) em “Avaliação do Impacto do Mercado de Carbono nos Mercados Elétricos de Portugal e Espanha”.

³³⁵ Conforme o relatório “Emissions Trading Worldwide”, de 2019, realizado pela International Carbon Action Partnership (ICAP).

³³⁶ Segundo Reinaud, J. & Philibert, C. em “Emissions Trading: Trends and Prospects”, de 2011, publicado em Paris pela International Energy Agency (IEA) e Organization for Economic Co-Operation and Development (OECD).

FASE III (2013 – 2020)

A entrada na Fase III, durante o ano de 2013, esteve alinhada com os objetivos definidos no Quadro de Política Climática e Energética para 2020, designadamente com o objetivo de redução das emissões de GEE de 20% até 2020, dividido entre setores abrangidos (redução de 21%) e não abrangidos (redução de 10%), cuja partilha entre os Estados-Membros é feita em conformidade com o *Burden Sharing Agreement* pelo sistema.

Durante esta fase o Conselho Europeu assumiu, em outubro de 2014, o compromisso de reduzir, até 2030, as emissões globais de GEE da União pelo menos em 40 % em relação aos níveis registados em 1990. Todos os setores da economia deveriam contribuir para alcançar essa meta, que seria atingida da forma mais eficaz em termos de custos através do CELE. Esta proposta foi adotada pela União Europeia, a qual incluiu uma proposta de reforma do próprio CELE. Como resposta aos desafios decorrentes das fases anteriores, designadamente do excesso de oferta de licenças de emissão, a CE apresentou várias propostas, objetivos traçados e medidas a adotar ainda nesta fase, publicando a nova Diretiva do CELE (Diretiva (EU) 2018/410, de 14 de março).

FASE IV (2021 – 2030)

A referida Diretiva (EU) 2018/410, que alterou a Diretiva 2003/87/CE, à luz do compromisso assumido pelo Conselho Europeu e dos esforços envidados para atingir os objetivos de longo prazo do Acordo de Paris³³⁷, definiu novas regras para a Fase IV.

Em 2021, através da adoção do Regulamento (UE) 2021/1119, a União consagrou na legislação o objetivo de alcançar a neutralidade climática em toda a economia até 2050, o mais tardar, prevendo igualmente uma meta vinculativa de redução das emissões líquidas de GEE em, pelo menos, 55 % até 2030, em comparação com os níveis de 1990. Por conseguinte, a ambição do CELE foi ajustada em consonância com a nova meta de redução das emissões de GEE, com nova alteração da Diretiva 2003/87/CE, através da Diretiva (UE) 2023/959, de 10 de maio.

³³⁷ O Acordo de Paris, adotado em 12 de dezembro de 2015 ao abrigo da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas (o «Acordo de Paris») entrou em vigor em 4 de novembro de 2016.

Assim, as regras de funcionamento do CELE para a Fase IV deste instrumento europeu sofreram alterações decorrentes de diversas comunicações e regulamentação europeia, face ao regime que vigorou no período anterior. As mais significativas são as seguintes:

- Aumentar o objetivo de redução das emissões dos GEE abrangidos pelo CELE de 43% para 62% até ao ano de 2030, em comparação com as emissões de 2005. A taxa de redução anual do limite máximo aumentará de 4,2% para 4,3% em 2024 e para 4,4% no ano de 2028, mantendo-se até ao fim da Fase IV;
- Incluir as emissões do transporte marítimo a partir de 2024 e as emissões provenientes dos combustíveis utilizados para combustão nos setores dos edifícios e do transporte rodoviário, bem como de outros setores que correspondam a atividades industriais não abrangidas atualmente pelo CELE e o aquecimento de instalações industriais. Para estes últimos setores, será estabelecido um sistema de comércio de licenças de emissão separado, o chamado CELE II, por forma a evitar perturbações no CELE que abrange as instalações fixas, a aviação e o transporte marítimo;
- Diminuir as emissões dos setores abrangidos pelo CELE II em 42% até 2030, comparadas com as emissões de 2005;
- Criar o novo Fundo Social em matéria de Clima, conforme o Regulamento (UE) 2023/955, para disponibilizar financiamento específico aos Estados-Membros e apoiar os grupos vulneráveis mais afetados, em especial os agregados familiares em situação de pobreza energética ou em matéria de transportes. O Fundo Social em matéria de Clima promoverá a equidade e a solidariedade entre e intra Estados-Membros e atenuará os riscos de pobreza energética e em matéria de transportes durante a transição.

MECANISMO DE AJUSTAMENTO CARBÓNICO TRANSFRONTEIRIÇO

Como complemento ao mecanismo CELE, a União Europeia aprovou também um mecanismo através do qual se procura introduzir um custo de carbono às importações de países terceiros para o Mercado Interno: o Mecanismo de Ajustamento Carbónico Transfronteiriço (MACF), criado pelo Regulamento (UE) 2023/956.

No essencial, este mecanismo funciona em moldes semelhantes ao mecanismo CELE: um importador no Mercado Interno de produtos cobertos pelo mecanismo MACF regista-se como tal junto das autoridades nacionais responsáveis em cada Estado-Membro e, através das mesmas entidades, adquire certificados MACF cujos preços são indexados às alocações semanais do mecanismo CELE. Ao importar produtos cobertos pelo mecanismo

MACF, o importador devolve à entidade competente um número de certificados MACF correspondente ao volume de emissões de CO₂ dos produtos importados. Este mecanismo contém ainda um efeito externalizador, na medida em que, se o importador fizer prova que o preço de carbono já foi incorporado no produto antes da sua importação, está isento da entrega dos certificados MACF correspondentes.

Numa fase inicial, este mecanismo irá ser aplicado a um número limitado de produtos: ferro, o aço, fertilizantes, cimento, alumínio, eletricidade e hidrogénio. O mecanismo MACF entra em vigor a partir de 2026.

No que diz respeito à importação de eletricidade de países terceiros para o Mercado Interno, coberta pelo mecanismo MACF, importa notar que, para mercados de eletricidade integrados através de acoplamento com o mercado europeu de eletricidade e onde não haja solução técnica para se aplicar o MACF, estes mercados estão isentos da aplicação do mecanismo, desde que cumpridas um conjunto de condições verificadas pela Comissão Europeia. Entre estas condições destacam-se: a aplicação pelo país terceiro das disposições europeias relativas ao mercado de eletricidade; o compromisso do país terceiro com o objetivo de neutralidade carbónica até 2050; a existência, no país terceiro, de um mecanismo eficaz de prevenção de importação indireta de eletricidade para a União Europeia provinda de países que não cumpram estas condições. Os países que cumpram estas condições ficam obrigados à apresentação de dois relatórios anuais sobre o cumprimento das mesmas e poderão ser retirados da lista de isenções do mecanismo MACF em caso de incumprimento destas condições.

7.6 COOPERAÇÃO INTERNACIONAL

A ERSE integra, como membro, um conjunto de organizações internacionais de diferentes geografias, todas elas relevantes em diferentes dimensões. No caso da RELOP, a ERSE tem a seu cargo a Direção-Executiva e o Secretariado Permanente. Nas restantes, a ERSE destaca-se pela participação ativa nos diferentes grupos de trabalho temáticos.

Paralelamente, e também em benefício de uma regulação mais competente e informada, a ERSE vem cooperando com a OCDE e, bilateralmente, com diversos reguladores de energia de outros países.

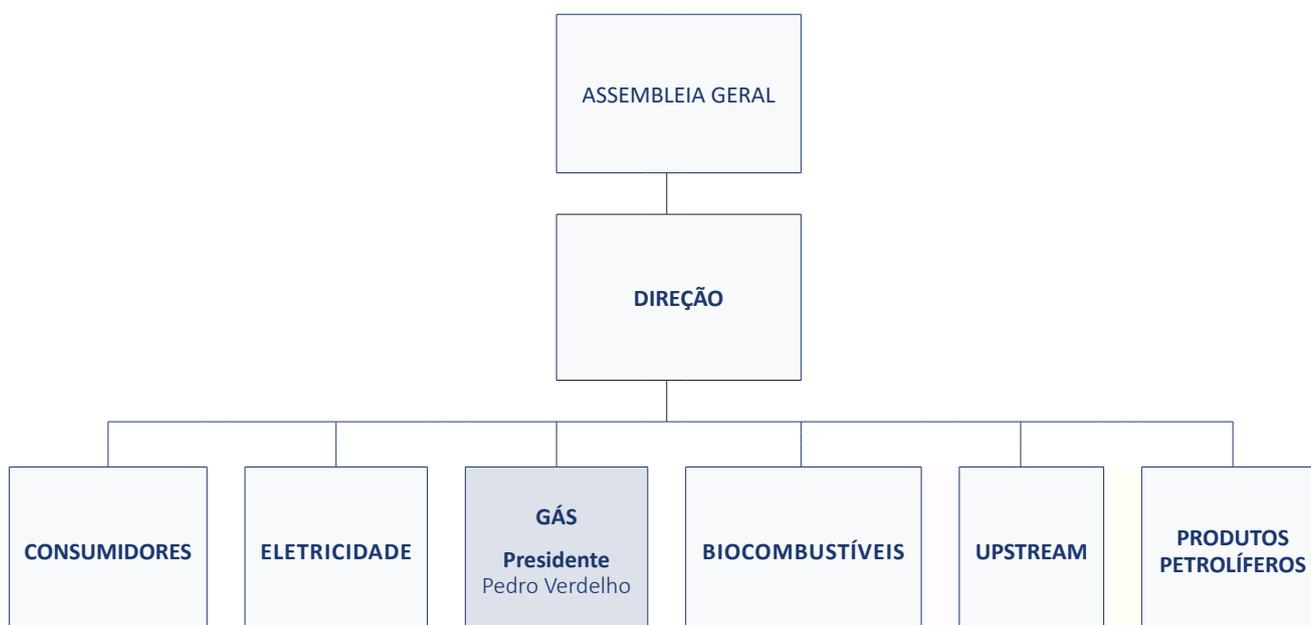
7.6.1 Instituições Multilaterais



A Associação Iberoamericana das Entidades Reguladoras da Energia (ARIAE) foi constituída formalmente a 17 de março de 2000 na cidade de Buenos Aires (Argentina). Inicialmente criada como Associação de Reguladores de Energia Elétrica, pouco depois estendeu o seu âmbito aos restantes subsectores como o gás, combustíveis fósseis ou biocombustíveis.

A ARIAE conta atualmente com 26 membros de 20 países: Argentina, Bolívia, Brasil, Chile, Colômbia, Costa Rica, Cuba, Equador, El Salvador, Espanha, Guatemala, Honduras, México, Nicarágua, Panamá, Perú, Portugal, Porto Rico, República Dominicana, Uruguai, e com o regulador multinacional da América Central (CRIE). Cooperam ainda com a ARIAE, as administrações de energia do Paraguai e de Andorra, que não têm regulador do setor. Os órgãos sociais da Associação incluem a Assembleia Geral e a Direção, apoiados por um secretariado permanente, disponibilizado pelo regulador espanhol (CNMC)

Figura 7-19 – Estrutura orgânica da ARIAE



Fonte: Ariae

A ARIAE constitui um fórum de comunicação entre especialistas e profissionais das entidades que a englobam, com o intuito de promover a troca de experiências e partilhar o conhecimento ao nível do regulamento dos setores da energia, a formação e capacitação de pessoal a todos os níveis, e o seu intercâmbio entre os sócios; bem como fomentar a cooperação em atividades de interesse comum, inclusivamente nos campos de pesquisa e desenvolvimento.

A ARIAE foi impulsionadora da *Escuela Iberoamericana de Regulación Energética* (EIR), que conta com duas sedes: na Pontíficia Universidad Católica (PUC) do Chile, para o setor elétrico e sede na Universidad ESAN del Perú, para o setor dos hidrocarbonetos. A EIR organiza importantes cursos de capacitação no setor, sendo a ERSE várias vezes convidada para intervenções na qualidade de formadora. Igualmente, os quadros da ERSE têm tido oportunidade de frequentar formações desta Escola e outras formações promovidas com parceiros internacionais da ARIAE, tais como a Agência Espanhola de Cooperação Internacional e o Banco Iberoamericano de Desenvolvimento.

A ARIAE participa e dinamiza ainda trocas de conhecimento com outras instituições internacionais, designadamente com associações reguladoras de outras regiões, bancos multilaterais de desenvolvimento e organizações políticas internacionais com as quais, em muitos casos, tem assinado acordos de colaboração.

A troca sistemática de informação e experiências alicerça-se essencialmente no funcionamento dos grupos de trabalho temáticos. Desde 2022, que a ERSE lidera e dinamiza o Grupo de Trabalho do Gás Natural, tendo presidido ao Grupo de Trabalho dos Consumidores entre 2015 e 2017.



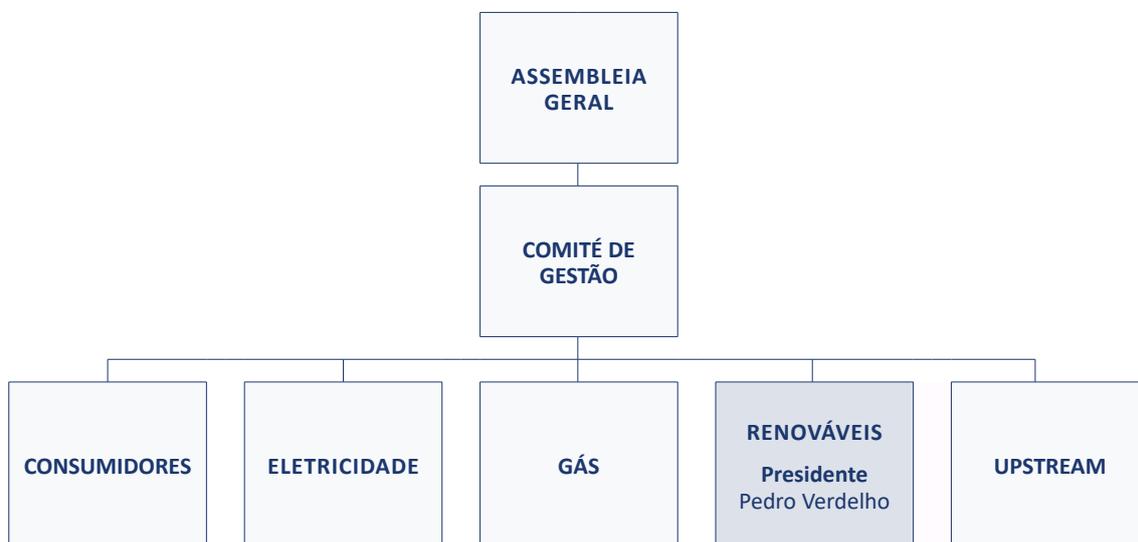
A Associação de Reguladores de Energia do Mediterrâneo (*MEDREG-Association of Mediterranean Energy Regulators*, em inglês) foi cofundada em 2006 pela União Europeia e por um conjunto de países fundadores, onde se inclui Portugal. É constituída por 28 reguladores de 23 países da Bacia do Mediterrâneo (União Europeia, Países Balcãs e Norte de África): Albânia, Argélia, Bósnia e Herzegovina, Croácia, Chipre, Egito, Eslovénia, Espanha, França, Grécia, Israel, Itália, Jordânia, Líbano, Líbia, Macedónia do Norte, Malta, Montenegro, Marrocos, Palestina, Portugal, Tunísia e Turquia.

O MEDREG tem como principal objetivo a promoção de um quadro regulatório coerente, transparente e estável, tendo em vista o desenvolvimento de uma comunidade de energia na bacia do Mediterrâneo. A Associação defende os direitos dos consumidores, a eficiência energética, o investimento em infraestruturas e o desenvolvimento baseado em sistemas de energias seguros, sustentáveis e de baixo-custo. Assume-se como uma plataforma de partilha de informação técnica entre a bacia Norte e a bacia Sul do Mediterrâneo, através do desenvolvimento de atividades como eventos online e presenciais, formações e ateliês.

Os órgãos sociais do MEDREG são compostos pela Assembleia Geral, que se reúne bianualmente e é o órgão decisório da Associação; a Presidência, que gere a Associação e representa-a externamente de acordo com as decisões tomadas na Assembleia Geral, e o Comité de Gestão que apoia a coordenação das atividades da Associação de acordo com o mandatado pela Assembleia Geral. O Secretariado do MEDREG, sediado em Milão, Itália, desenvolve e implementa a estratégia do MEDREG em cooperação com todos os seus membros, através do desenvolvimento de atividades e prestando apoio à Presidência. A Comissão Europeia é convidada a assistir às reuniões da Assembleia Geral, sem direito a voto.

O trabalho do MEDREG encontra-se estruturado em grupos de trabalho temáticos como sejam; i) Eletricidade; ii) Gás Natural; iii) Consumidores; iv) Energias Renováveis e Eficiência Energética; e v) Institucional.

Figura 7-20 – Estrutura orgânica da MEDREG



Fonte: ERSE

Desde a criação desta Associação, a ERSE assumiu diferentes papéis importantes, nomeadamente o da Vice-Presidência entre 2014 e 2016 e o da Presidência entre 2016 e 2018. Entre 2014 e 2018, a ERSE assumiu igualmente a responsabilidade de presidir ao Grupo de Trabalho do Gás Natural. Desde 2020, a ERSE preside ao Grupo de Trabalho de Ambiente, Energias Renováveis e Eficiência Energética (*Environment, Renewable Energy Sources and Energy Efficiency Working Group, RES WG*).

Em traços gerais, a ERSE colabora ativamente no âmbito do MEDREG através da participação nas reuniões da Assembleia Geral, da disponibilização de técnicos para o acompanhamento e participação nos vários Grupos de Trabalho e na elaboração de trabalhos conjuntos, mostrando-se disponível para cooperar em muitas outras atividades, como visitas de estudo técnicas, formações, entre outros. Os peritos da ERSE são regularmente convidados para intervenções na qualidade de formadores nos cursos técnicos promovidos pelo MEDREG para os seus membros.



A RELOP – Associação de Reguladores de Energia dos Países de Língua Oficial Portuguesa é uma organização internacional sem fins lucrativos, cujo principal objetivo consiste na capacitação profissional e partilha de conhecimento entre especialistas e profissionais das Entidades-membro.

Fundada a 29 de maio de 2008, com sede em Lisboa, a Associação possui atualmente doze Entidades-membro, de seis Países de Língua Oficial Portuguesa:

Angola	Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANPG)
	Instituto Regulador dos Derivados do Petróleo (IRDP)
	Instituto Regulador dos Serviços da Eletricidade e Água (IRSEA)
Brasil	Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)
	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)
Cabo Verde	Agência Multisectorial da Economia (ARME)
Moçambique	Autoridade Reguladora de Energia (ARENE)
	Instituto Nacional do Petróleo (INP)
Portugal	Entidade Nacional para o Setor Energético (ENSE)
	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE)
São Tomé e Príncipe	Agência Nacional do Petróleo (ANP-STP)
	Autoridade Geral de Regulação (AGER)

Fonte: RELOP

Após anos de encontros, conferências e colaboração, em 2018, durante a Direção-Executiva de Maria Cristina Portugal, a RELOP adquiriu estatuto jurídico de Associação sob lei portuguesa, formalizando assim a sua atividade.

Deste modo, a Associação adquiriu uma estrutura com a seguinte composição:

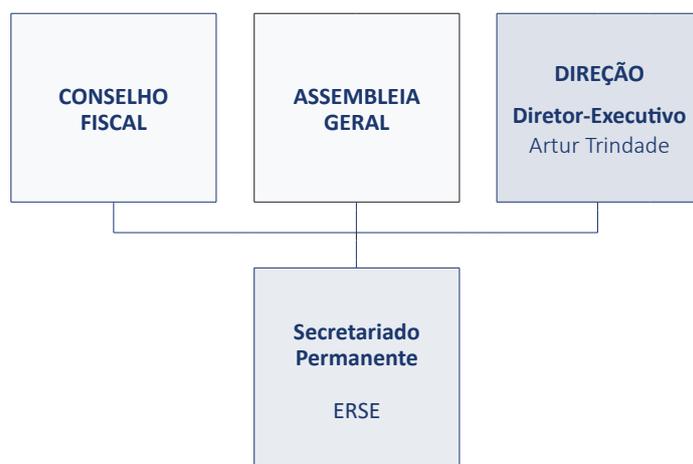
Os órgãos sociais são eleitos de entre os seus membros, para mandatos de dois anos. A Assembleia Geral é o órgão máximo de decisão da Associação, onde se reúnem todos os seus membros bianualmente, dirigida por um Presidente, um Vice-Presidente e um Secretário de Mesa.

A Direção é responsável pelas decisões executivas da RELOP durante o seu mandato, sendo composta por um Presidente, um Vice-Presidente, e um Diretor-Executivo, cargo assegurado de forma permanente pela ERSE.

O Conselho Fiscal é responsável pelas decisões de carácter financeiro da Associação, sendo encarregue pela apresentação de pareceres, em função das despesas da RELOP. É composto por um Presidente e dois Vogais.

A RELOP possui ainda um Secretariado Permanente, confiado à ERSE. É neste contexto que a ERSE mais participa, através da organização de todas as atividades da Associação, coordenação entre os Membros, organização das Assembleias Gerais, gestão da comunicação externa da RELOP (nomeadamente através da atualização do site, gestão das redes sociais e edição de um Boletim de Notícias), entre outras.

Figura 7-21 – Estrutura orgânica da RELOP



Fonte: Relop

Entre as atividades desenvolvidas pela Associação, destacam-se as atividades:

- **Internas (exclusivas para os membros da RELOP):**
 - Formações entre Pares (eventos dinamizados pelos técnicos de cada Entidade-membro, sobre tópicos atuais e relevantes);
Formações Técnicas sobre Regulação (formações teóricas, sobre temas de interesse dos membros);
 - Prémio Maria Cristina Portugal (concurso técnico de artigos redigidos pelos colaboradores das Entidades-membro, fomentando a produção de conhecimento científico sobre a regulação de energia dentro das entidades de cada país).
- **Externas (abertas ao público em geral):**
 - Conferência Anual da RELOP (evento anual dedicado a tema da atualidade, com a presença das Entidades-membro, academia, especialistas, entre outros);
 - Divulgação de Estudos e Relatórios (produzidos pelos membros da RELOP, sobre assuntos prementes da área da energia).
- **Comunicação (meios de divulgação):**
 - Boletim de Notícias “InfoRELOP” (mensal, onde se reúnem as notícias do setor de cada Entidade-membro da RELOP);
 - Redes sociais (Facebook e LinkedIn).

Finalmente, a ERSE contribui ainda na organização dos eventos através do destacamento dos seus técnicos para a partilha de informação e conhecimento, que fomenta a capacitação profissional dos seus membros e uma cada vez melhor regulação na área de energia nos Países de Língua Oficial Portuguesa.

7.6.2 Articulação com Outras Organizações Internacionais

COOPERAÇÃO COM A OCDE

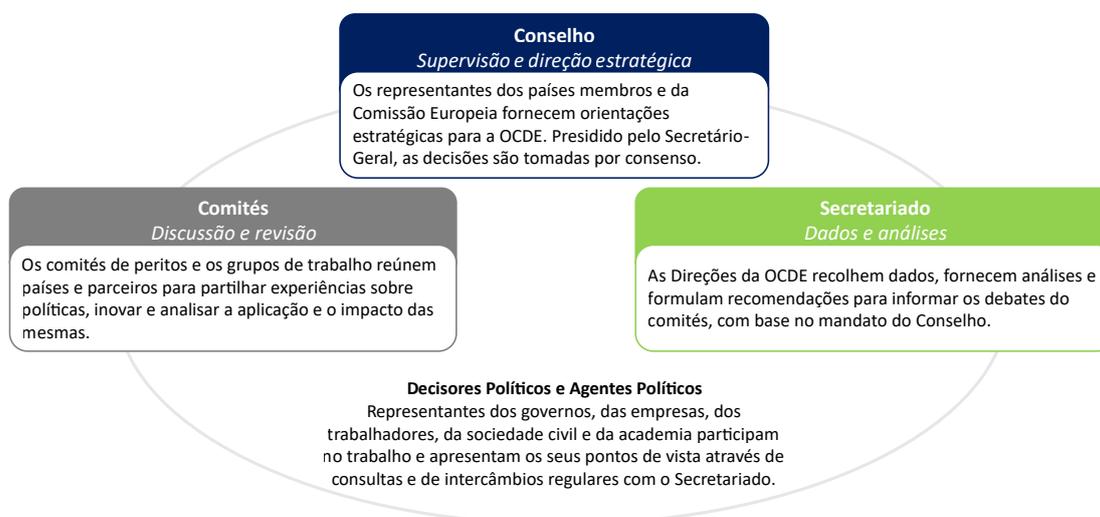


A OCDE (Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico) foi estabelecida em 1961, com o objetivo de promover políticas que visem melhorar o bem-estar económico e social das pessoas em todo o mundo. A organização foi criada para suceder à Organização para a Cooperação Económica Europeia (OCEE), fundada em 1948 para coordenar o Plano Marshall de reconstrução pós-Segunda Guerra Mundial.

A OCDE é atualmente composta por 38 países membros, que incluem economias desenvolvidas e emergentes. Os países membros são: Alemanha, Austrália, Áustria, Bélgica, Canadá, Chéquia, Chile, Colômbia, Coreia do Sul, Costa Rica, Dinamarca, Eslováquia, Eslovénia, Espanha, Estados Unidos, Estónia, Finlândia, França, Grécia, Hungria, Irlanda, Islândia, Israel, Itália, Japão, Letónia, Lituânia, Luxemburgo, México, Noruega, Nova Zelândia, Países Baixos, Polónia, Portugal, Reino Unido, Suécia, Suíça e Turquia.

A organização trabalha em estreita colaboração com os países membros para fornecer análises e recomendações baseadas em evidências em várias áreas

Figura 7-22 – Estrutura orgânica da OCDE



Fonte: OCDE

O principal objetivo da OCDE é fortalecer a governança global através da promoção da cooperação internacional, fornecendo uma plataforma para discussão e colaboração entre os países-membros sobre questões económicas, sociais e ambientais.

Para o efeito, a OCDE realiza análises e estudos comparativos numa ampla variedade de áreas políticas, fornece recomendações baseadas em evidências, facilita o intercâmbio de informações e melhores práticas entre os países membros e oferece um espaço para o diálogo e para a cooperação internacional. A OCDE conduz ainda importantes análises comparativas entre os países-membros para identificar boas práticas e fornecer recomendações específicas para cada contexto nacional.

A ERSE participa na Rede de Reguladores Económicos da OCDE (*OECD Network of Economic Regulators*), criada em 2013, e que constitui uma plataforma de cooperação entre as autoridades reguladoras de diferentes setores económicos nos países-membros da OCDE. Esta rede tem como objetivo facilitar o intercâmbio de informações, experiências e melhores práticas entre reguladores, promovendo a melhoria da qualidade regulatória e o fortalecimento da governança regulatória.

A cooperação na rede ocorre por meio de reuniões periódicas, seminários, *workshops* e trocas de experiências entre os reguladores dos países membros da OCDE. Essas atividades permitem que os reguladores aprendam entre si, discutam tópicos relevantes, identifiquem boas práticas e desafios comuns e desenvolvam soluções inovadoras para melhorar a regulação económica nos seus respetivos países.

Além disso, a rede também realiza análises e estudos comparativos sobre a regulação económica nos países-membros, fornecendo recomendações e diretrizes para promover melhores práticas regulatórias. Essas recomendações ajudam os reguladores a melhorar a qualidade da regulação, aprimorar a transparência, a eficiência e a prestação de contas, e a promover a concorrência e a inovação nos seus setores de atuação.

Neste âmbito, a OCDE conduziu em 2021 uma avaliação-quadro de desempenho da ERSE (*Performance Assessment Framework for Economic Regulators - PAFER* na sigla inglesa) que analisa as instituições, processos e práticas que podem criar uma cultura organizacional de desempenho e resultados. O relatório oferece um conjunto integrado de recomendações para ajudar o regulador a desempenhar melhor o seu papel como um importante ator na modernização do setor. Este relatório pode ser consultado através da página da OCDE³³⁸.

³³⁸ https://www.oecd-ilibrary.org/governance/impulsionando-o-desempenho-da-entidade-reguladora-dos-servicos-energeticos-de-portugal_d615a513-pt

A ERSE participa ainda ativamente nas atividades da *Network of Economic Regulators* (NER) e partilha dados sobre a sua organização e funcionamento dos setores por si regulados, contribuindo para os relatórios internacionais, para a partilha de informações e para a troca de melhores práticas com outros reguladores económicos de diferentes países-membros.

Além disso, a ERSE também contribui para a NER partilhando as suas próprias experiências e boas práticas no setor energético em Portugal. Como exemplo, destaca-se a participação da então Presidente da ERSE, Dra. Maria Cristina Portugal, na avaliação-quadro ao regulador Peruano SUNASS³³⁹. Esta troca de conhecimentos mútuos fortalece a cooperação entre os reguladores e promove a melhoria da qualidade regulatória a nível global.

COOPERAÇÃO BILATERAL

Ao nível da cooperação bilateral, a ERSE mantém relações com entidades reguladoras e instituições académicas do setor energético de outros países. Essa cooperação traduz-se em diversos tipos de iniciativas:

- Acolhimento de delegações internacionais interessadas em conhecer o modelo português de mercado e de regulação (Brasil, Cabo Verde, Egito, Hungria, Marrocos, Moldova, Países Baixos, Timor-Leste, Turquia, entre outros);
- Participação de peritos em ações de formação a entidades congêneres (Argélia, Marrocos, São Tomé e Príncipe, entre outros).

Figura 7-23 –Entidades reguladoras e instituições académicas com relacionamento bilateral com a ERSE



A ERSE coopera ainda com a Comissão Europeia, ao nível do Instrumento de Assistência Técnica e Troca de Informações (TAIEX), tendo colaborado com entidades da Bósnia-Herzegovina, Egito, Turquia e Ucrânia, entre outras.

³³⁹. https://www.oecd-ilibrary.org/governance/driving-performance-at-peru-s-water-and-sanitation-services-regulator_89f3ccee-en



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