

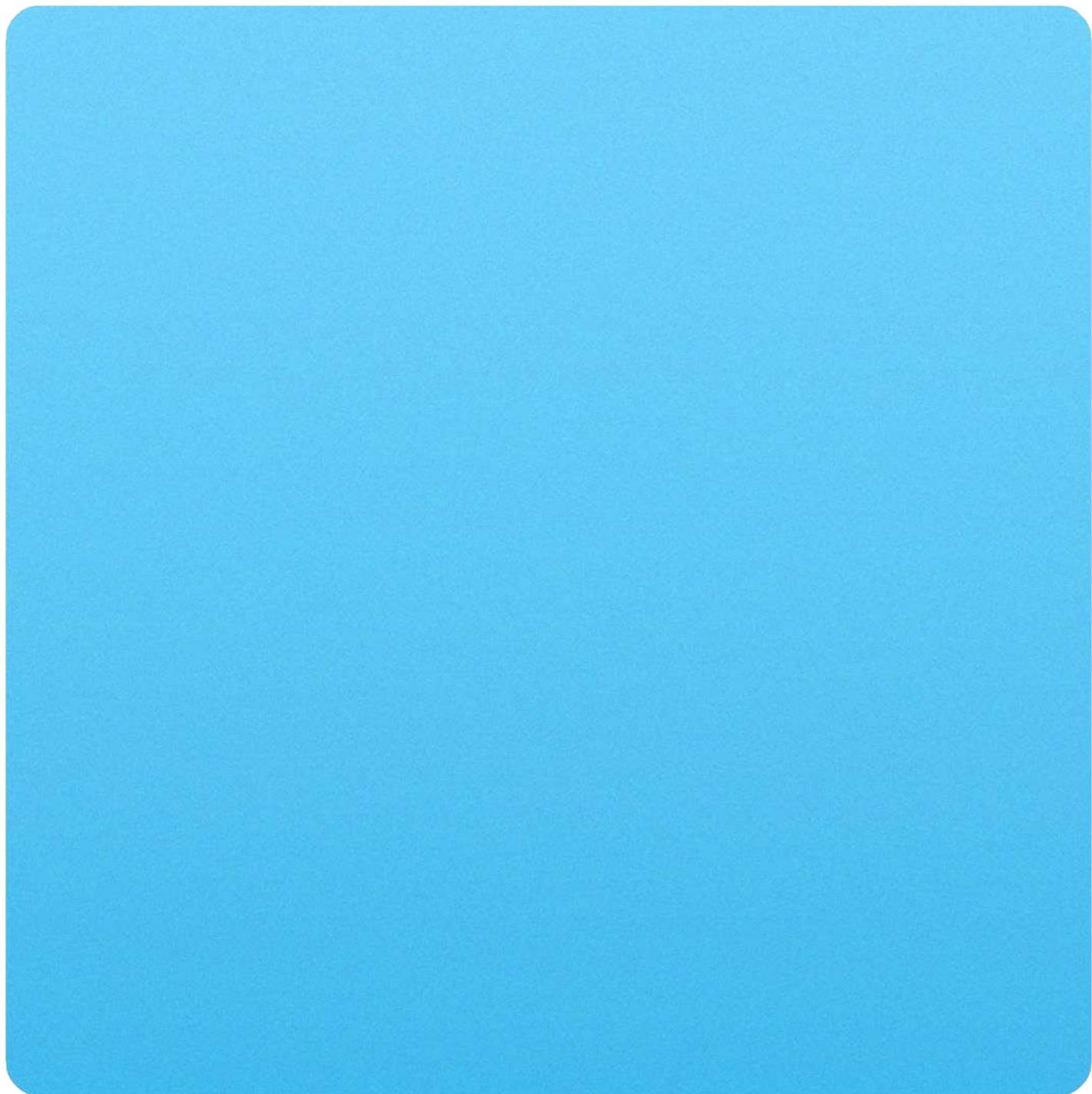
ELETRICIDADE RENOVÁVEL 25 EM REVISTA



**PORTUGAL PRECISA
DA NOSSA ENERGIA**



APREN Associação
de Energias
Renováveis



Índice

Panorama energético nacional e comunitário	4
Impacto do setor renovável na dependência energética e na economia nacional	6
A eletricidade em 2024	9
Mercado da eletricidade 2024	22
Trocas internacionais de Portugal	28
No horizonte 2024	30

Panorama Energético Nacional e comunitário

Partindo do ano de 2023, o mercado ibérico de eletricidade apresentou preços relativamente elevados, com o preço médio do mercado *spot* para Portugal a rondar os 88 €/MWh. O cenário descrito por um ambiente de alta volatilidade, marcado por conflitos geopolíticos como a guerra na Ucrânia e pelas incertezas na oferta de gás natural, manteve os custos das licenças de CO₂ e de outros consumos elevados. Não obstante, sendo um ano hidrológico mais favorável para Portugal, 2023 registou um aumento da produção hídrica, o que aliviou as necessidades de produção através das centrais termoelétricas não renováveis e, consequentemente, ajudou a controlar os preços da eletricidade, embora repercutindo impactos diferenciados nos consumidores industriais e nos domésticos.

Já em 2024, o mercado registou uma queda acentuada nos preços da eletricidade em mercado grossista, registando um preço médio de 63 €/MWh, o que representou uma redução de cerca de 28% em relação a 2023. Essa diminuição deveu-se à estabilização dos mercados e à queda do custo das *commodities*, bem como à implementação de medidas regulatórias que reavaliaram os custos de sustentabilidade e de interesse económico geral, ajustando as tarifas aos valores reais de mercado. Além disso, o avanço da transição energética, com maior participação das energias renováveis - eólica, solar e hídrica -, diversificou a oferta e reduziu a dependência de fontes fósseis, criando um ambiente mais favorável para a economia ao reduzir as pressões inflacionárias.

No que toca aos eventos legislativos mais impactantes no setor renovável, o ano 2024 iniciou-se com importantes desenvolvimentos ao nível comunitário com o Regulamento (UE) 2024/1252, que visa garantir um fornecimento estável e seguro de matérias-primas críticas essenciais para tecnologias estratégicas, fundamentais à transformação digital e energética da União Europeia. O mesmo estabelece regras para a exploração, comércio e gestão de matérias como o lítio, cobalto e níquel - indispensáveis à produção de baterias, veículos elétricos, maquinaria para produção elétrica e semicondutores - e, paralelamente, orienta a diversificação das fontes de abastecimento e o fortalecimento da cadeia de fornecimento, promovendo práticas sustentáveis de extração e processamento, em conformidade com os princípios ambientais da União Europeia.

Posteriormente, foi publicado o Regulamento (UE) 2024/1747 que veio introduzir a tão necessária reforma do desenho do mercado elétrico europeu, com o objetivo de garantir preços acessíveis e competitivos. O referido regulamento foca-se na estabilidade dos preços da eletricidade, através do incentivo aos *Power Purchase Agreements* (PPAs) e *Contracts for Differences* (CfDs), promove o investimento na instalação de projetos renováveis e introduz medidas para reduzir picos de consumo e aumentar a flexibilidade do sistema. Além disso, adapta os mercados intradiários para potenciar a participação das renováveis e acelerando a transição energética rumo à neutralidade climática até 2050.



Destaca-se também o lançamento do Regulamento (UE) 2024/1735, mais comumente conhecido por *Net-Zero Industry Act* (NZIA), cujo âmbito é o reforço da produção de tecnologias neutras em carbono na Europa. O seu objetivo passa por garantir a segurança e continuidade no abastecimento das matérias-primas necessárias ao fabrico dessas tecnologias, alargando a capacidade de produção e a resiliência do setor. As medidas incluem a redução do risco de interrupções no fornecimento, a criação de um mercado europeu para serviços de CO₂, o incentivo à procura por tecnologias sustentáveis via contratação pública, o reforço de competências com apoio especializado, a promoção da inovação por meio de *regulatory sandboxes* e melhoria na monitorização e gestão de riscos.

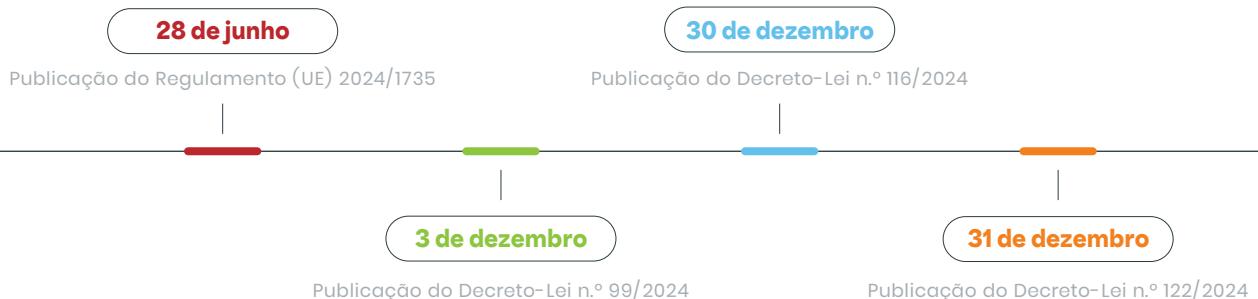
No panorama nacional, destaca-se a mais recente revisão do Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC) 2030 que estabelece metas mais ambiciosas para o investimento em energias renováveis, com as metas de 51% de renováveis no consumo final de energia e de capacidade instalada de 43,5 GW, dos quais se destacam 20,8 GW para energia solar, 2 GW para eólica *offshore*, 10,2 GW para eólica *onshore* e 2 GW para armazenamento em baterias.

No seguimento, é de destacar dois diplomas, o Decreto-Lei n.º 22/2024 que alarga o prazo das medidas de simplificação dos processos de produção de energia renovável, alterando pela terceira vez o Decreto-Lei n.º 30-A/2022, e ainda o Decreto-Lei n.º 122/2024 que cria a Agência para o Clima, I.P., responsável por implementar

políticas climáticas, incluindo o planeamento, monitorização e prestação de contas. A Agência terá como objetivos agilizar licenciamentos, simplificar procedimentos e garantir transparência e eficiência nas avaliações e concursos públicos.

Outro desenvolvimento relevante para o setor passou pela publicação do Decreto-Lei n.º 99/2024, que veio alterar o quadro regulatório das energias renováveis em Portugal para acelerar a transição energética e cumprir as metas climáticas. As suas principais medidas incluem a simplificação e agilização do licenciamento de unidades de produção, a prorrogação desses processos em casos extraordinários e a transposição parcial da Diretiva (UE) 2023/2413 (RED III), ajustando regras para licenciamento e conexão de projetos. Além disso, estabelece um regime específico para o armazenamento de energia, diferenciando entre armazenamento autónomo e colocalizado, e amplia o conceito de “hibridização” para integrar novas unidades de armazenamento a centros eletroprodutores ou UPACs.

Por fim, é relevante referir o Decreto-Lei n.º 116/2024 que altera e prorroga as medidas excecionais do Decreto-Lei n.º 30-A/2022, constituindo a sua quarta alteração. Este veio trazer previsibilidade jurídica a curto prazo aos projetos de renováveis, mantendo os procedimentos simplificados até 31/12/2026. Esta prorrogação é especialmente importante no contexto da transição energética e da adaptação ao reforço das normas da União Europeia, como a transposição RED III.





Impacto do Setor Renovável na dependência energética e Economia Nacional

Conforme ilustrado na Figura 1, a crescente aposta na incorporação de renováveis tem vindo a acompanhar um aumento constante no consumo de eletricidade (barras amarelas), no aquecimento e arrefecimento (barras verdes), nos transportes (barras azuis) e no consumo final de energia (linha cinzenta). A 3 de dezembro de 2024, a Comissão Parlamentar de Ambiente e Energia aprovou a atualização do Plano Nacional de Energia e Clima 2030 (PNEC 2030) que veio definir novas metas para o setor elétrico renovável: até 2025,

a capacidade renovável instalada deverá atingir 24,7 GW, com 500 MW de armazenamento em baterias e, até 2030, esses números subirão para 44,9 GW e 2,0 GW de armazenamento, respetivamente. Em termos de incorporação renovável no consumo de energia até 2030 (2025), a revisão do PNEC 2030 estabelece 93% (86%) no consumo de eletricidade, 63% (46%) no aquecimento e arrefecimento, e 29% (19%) nos transportes. Relativamente ao consumo final de energia, o plano revisto antevê 51% (40,6%).



Figura 1 - Incorporação de Fontes de Energia Renovável (FER) no consumo elétrico (FER-E), no aquecimento e arrefecimento (FER-A&A) e no consumo final bruto de energia, bem como, as metas do PNEC 2030. Fontes: DGEG; PNEC 2030 (03/12/2024); Análise APREN.

A APREN estima¹ que, em 2024, a tendência de crescimento da incorporação renovável nos setores considerados na Figura 1 continua a verificar-se. De especial destaque nesta análise é o potencial alcance da meta de incorporação renovável no aquecimento e

arrefecimento já no ano de 2024 (previsão). Relativamente aos restantes setores, a revisão do PNEC vem reforçar a ambição do anterior Plano, o que obrigará a um investimento considerável em soluções renováveis e na eletrificação destes consumos.

¹ Incorporação de FER na eletricidade, nos transportes e no aquecimento e arrefecimento para 2024 (previsão) calculada a partir de regressão linear através do histórico de valores publicados pela DGEG.



Quanto à dependência energética, observa-se pelo gráfico da Figura 2 que, de um modo geral, e para o horizonte temporal representado (2005 - 2024), Portugal apresenta uma tendência de redução, sendo esta igual a menos 22 pontos percentuais entre 2005 e 2023. Por outro lado, entre os anos de 2020 e 2023, é positivo o fecho do ano de 2023 com uma inversão na tendência da dependência energética, que vinha a aumentar nos anos

anteriores devido ao contexto pandémico e de crise energética europeia. Assim, de acordo com o Balanço Energético Sintético mais recente disponibilizado pela DGEG, a dependência energética em 2024 foi de 64,1%, um valor que é já inferior à meta de 65% traçada no PNEC para 2030.

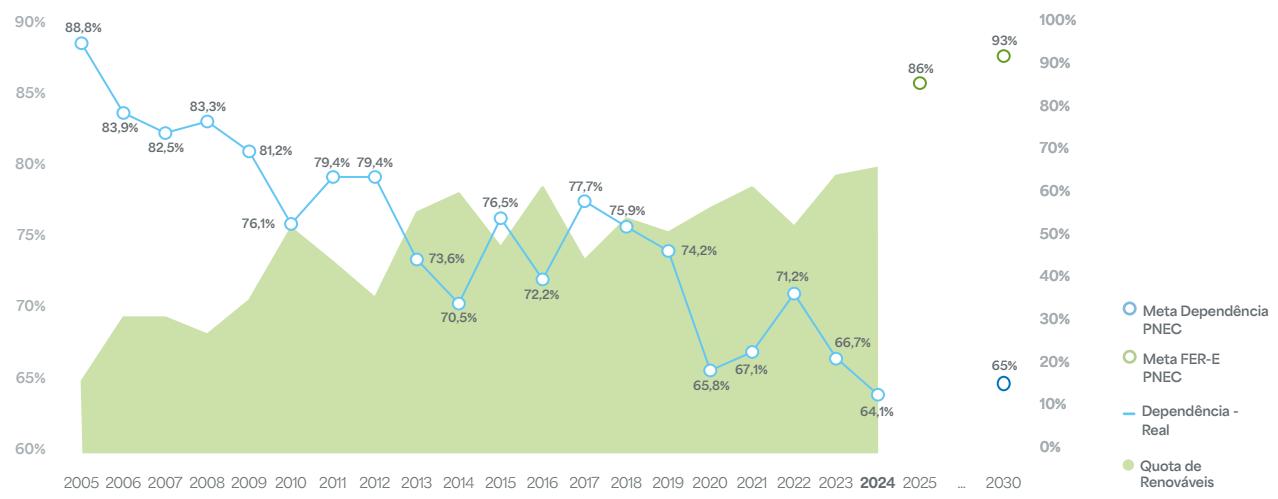


Figura 2 - Dependência Energética e Quota de FER-E até 2024 e objetivo PNEC 2030 (revisão 3/12/2024). Fonte: PNEC 2030 (3/12/2024); DGEG; Análise APREN.

Relativamente à quota de renováveis na geração de eletricidade, e aproveitando o ímpeto de quebra de recordes registado no ano de 2023, este indicador atingiu em 2024 um novo máximo histórico de 78,8% (valor real). Este novo recorde foi apoiado,

maioritariamente, pelos aproveitamentos hídricos, cujo contributo correspondeu a 30,9% do total gerado, seguindo-se do parque eólico nacional, com um contributo de 30,3% e, por fim, o solar fotovoltaico, com um contributo de 10,4%².

NOTA: Valor de dependência calculado numa regressão linear, com base em valores históricos (2005 - 2023). Fonte: DGEG
² Valores de incorporação renovável nacional. Fonte: REN; EDA; EEM.

O gráfico da Figura 3 permite constatar que, desde 2020, após o pico da pandemia, o Produto Interno Bruto (PIB) tem registado um crescimento contínuo. No ano em revista, estima-se um crescimento de 0,7 pontos percentuais (p.p.) face ao ano anterior, ascendendo o PIB aos 252 mil M€. A confirmar-se futuramente, este será o valor do PIB mais elevado de sempre.

Nos últimos 10 anos (2015 - 2024), a contribuição para o PIB derivada da produção de eletricidade através de aproveitamentos renováveis situou-se entre os 1,5% e os 2,8%. Já focando nos últimos 5 anos (2020 - 2024), evidencia-se o ano de 2022 como aquele em que a contribuição das renováveis para o PIB foi menor. Não obstante, estima-se que a contribuição das renováveis para o PIB tenha atingido um novo máximo histórico em 2024, rondando os 7 045 M€.

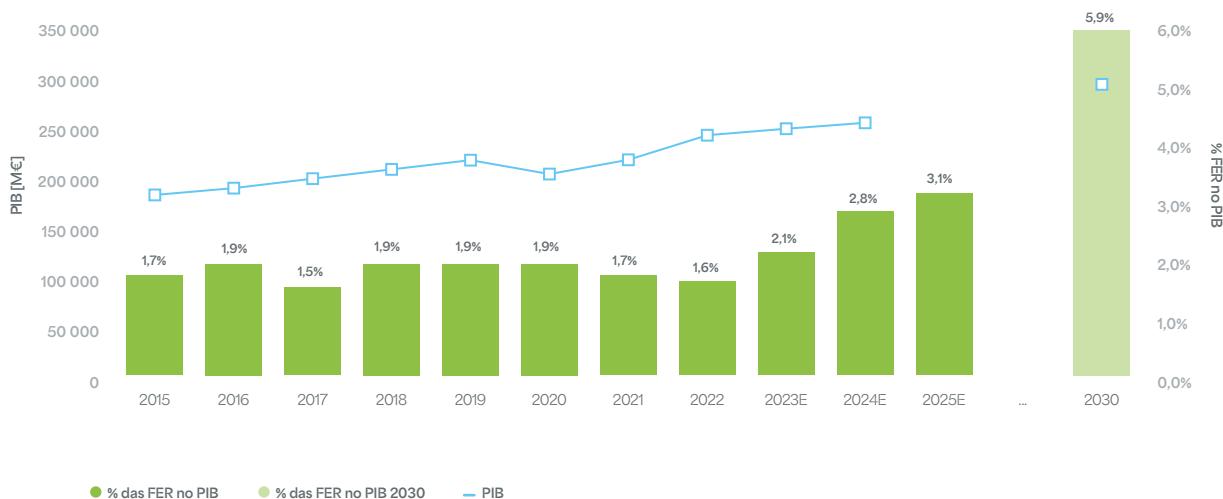


Figura 3 - Impacto do Valor Acrescentado Bruto (VAB), gerado no setor de eletricidade renovável no PIB. Fontes: Deloitte 2023; INE; Análise APREN.

A eletricidade em 2024

No que respeita ao parque electroprodutor nacional, o ano de 2024 encerrou com um acréscimo de aproximadamente 2 GW na capacidade instalada em território nacional, o que representa um aumento de 8,0% face ao ano anterior. Dando continuidade ao dinamismo registado em 2023, o principal impulsionador deste crescimento voltou a ser o setor solar fotovoltaico que registou um incremento de 1772 MW na capacidade instalada. Este aumento foi sustentado por um forte investimento na produção solar descentralizada, destacando-se, em particular, a expansão

das Unidades de Pequena Produção (UPP), que cresceram em cerca de 114 MW, e das Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC), com um aumento de 509 MW. Atendendo ao período compreendido entre 2020 e 2024, na Figura 4, evidencia-se a redução global da capacidade instalada de aproveitamentos elétricos fósseis (gás natural e produtos petrolíferos), a um ritmo que permitiu alcançar a meta de capacidade fóssil prevista para 2025. Adicionalmente, de forma prudente, poder-se-á antecipar que Portugal está na correta direção para alcançar a respetiva meta estabelecida para 2030.

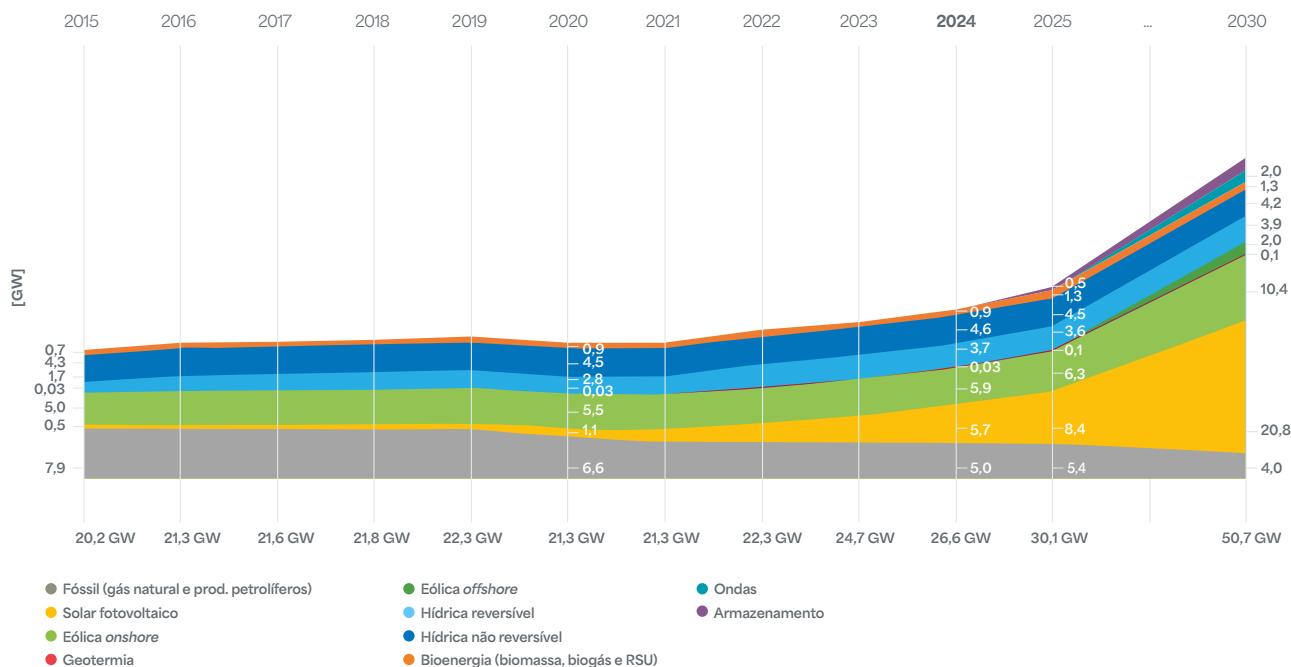


Figura 4 - Evolução da capacidade instalada no sistema electroprodutor português. Fontes: REN; DGEG; revisão PNEC; Análise APREN.



Focando no setor renovável, a tendência contrária à dos aproveitamentos fósseis pode ser verificada. Ao longo do período considerado, constata-se uma forte aposta nacional no reforço da capacidade renovável instalada, tendo crescido na ordem dos 6 GW, entre 2020 e 2024, sendo este crescimento, uma vez mais, devido maioritariamente ao fotovoltaico que neste período cresceu em 4,6 GW, ou seja, 74,2%. Como anteriormente mencionado, a mais recente revisão do PNEC 2030, aprovada em dezembro de 2024,

reviu em alta as metas de incorporação de capacidade renovável nacionais. Face ao total instalado no ano em análise, verifica-se que, até ao final de 2025 (2030), Portugal necessitará de incorporar 3,5 GW (22 GW).

O sucesso das metas estabelecidas no mais recente PNEC 2030 só será possível através de um contexto regulatório e económico favorável ao investimento em nova capacidade renovável.



Em 2024, a produção de eletricidade pelos centros electroprodutores de Portugal Continental atingiu um total de 45 637 GWh, dos quais 77,8% tiveram origem em fontes renováveis, superando-se, deste modo, o máximo atingido no passado em 71 p.p..

Desagregando este número nos diferentes aproveitamentos renováveis, observamos que a tecnologia hídrica e a eólica ocupam as posições de destaque com 30,8% e 30,0%, respetivamente. De seguida encontra-se a solar fotovoltaica, com um contributo que perfaz cerca de 10,7% da produção renovável no ano em revista.

Comparativamente ao ano de 2023, verifica-se positivamente a tendência de supressão progressiva da produção através de

aproveitamentos fósseis, sendo esta mais notória no caso do gás natural, cuja contribuição se reduziu em 8 p.p.. No caso da produção através da cogeração fóssil e outros, observa-se uma ligeira redução na sua produção, mantendo-se relativamente constante em termos absolutos, quando comparado com ano anterior.

No que concerne as renováveis, observa-se que, na sua generalidade, todas aumentaram a sua produção, sendo esta mais apreciável no caso da hídrica, com acréscimo de produção de 4,3 p.p., seguindo-se o solar com um aumento de 1,8 p.p.. Digno de referência positiva é também o aumento da produção através da bombagem em 1,6 p.p..

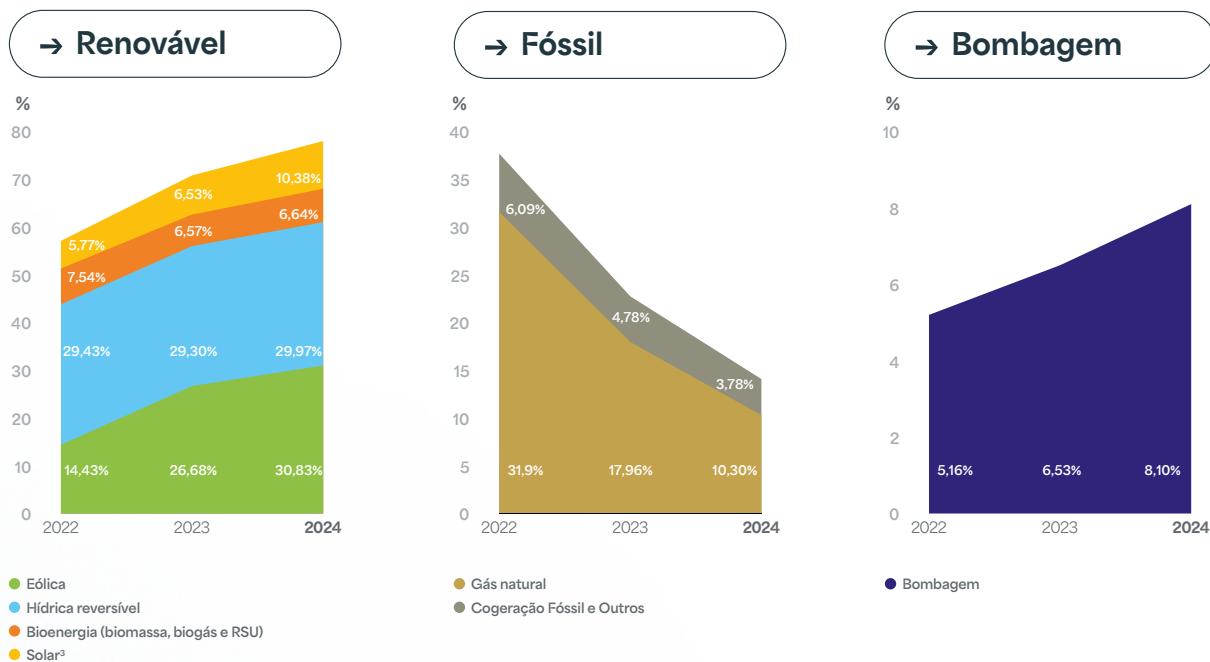


Figura 5 - Evolução do mix de geração de eletricidade de Portugal continental de 2022 a 2024. Fontes: REN; Análise APREN.

³ O gráfico da figura não leva em consideração a produção através do solar descentralizado.





Quando considerada a produção elétrica a nível nacional, incluindo as Regiões Autónomas (RA), o total gerado ascende aos 47 437 GWh. Neste enquadramento, o contributo renovável decresce ligeiramente, para os 77,6%, apesar da contribuição adicional de 0,3% proveniente da Geotermia, conforme ilustrado no gráfico da figura seguinte.

Esta ligeira diminuição é resultado do maior peso da produção através de aproveitamentos fósseis, aumentando em 0,9 p.p.

comparativamente à produção realizada somente no continente, uma vez que o consumo de fuel continua a desempenhar um papel fundamental na satisfação das necessidades energéticas nas RA.

É de realçar o crescimento da fração renovável em 7 p.p. face ao ano anterior, destacando-se o incremento de cerca de 3 p.p. e de 4 p.p na produção solar e hídrica, respetivamente.

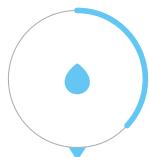
→ Renovável

80,0%

Peso de eletricidade renovável em 2024



28,6%



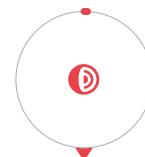
29,1%



6,4%



15,6%⁴



0,4%

→ Fóssil

12,4%

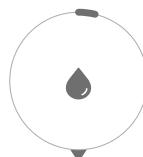
Peso de eletricidade fóssil em 2024



6,9%



3,5%

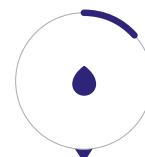


1,9%

→ Bombagem

7,6%

Peso de bombagem em 2024



7,6%

Figura 6 - Mix de geração de eletricidade de Portugal e Regiões Autónomas em 2024.

Fontes: REN, EDA e EEM, Análise APREN.

⁴ Inclui a produção descentralizada.

● Eólica

● Hídrica

● Bioenergia

● Solar

● Geotérmica

● Gás Natural

● Cogeração fóssil e outros

● Fuel e Gasóleo

● Bombagem

De seguida, analisa-se em detalhe o desempenho das tecnologias com maior representatividade no sistema electroprodutor continental, de modo a melhor se perceberem os regimes de funcionamento mais comuns.

No caso da tecnologia hídrica, observa-se que a distribuição de valores é unimodal e enviesada à esquerda, onde durante mais de metade das 8 784 horas do ano em revista (4 684 h ~53,3%) o regime de potência da referida tecnologia ocorreu até os 1 800 MW.

O pico da distribuição situou-se no regime de potência dos 600 aos 900 MW, perfazendo 1 013 horas neste intervalo, ou seja, sensivelmente 12% do total.

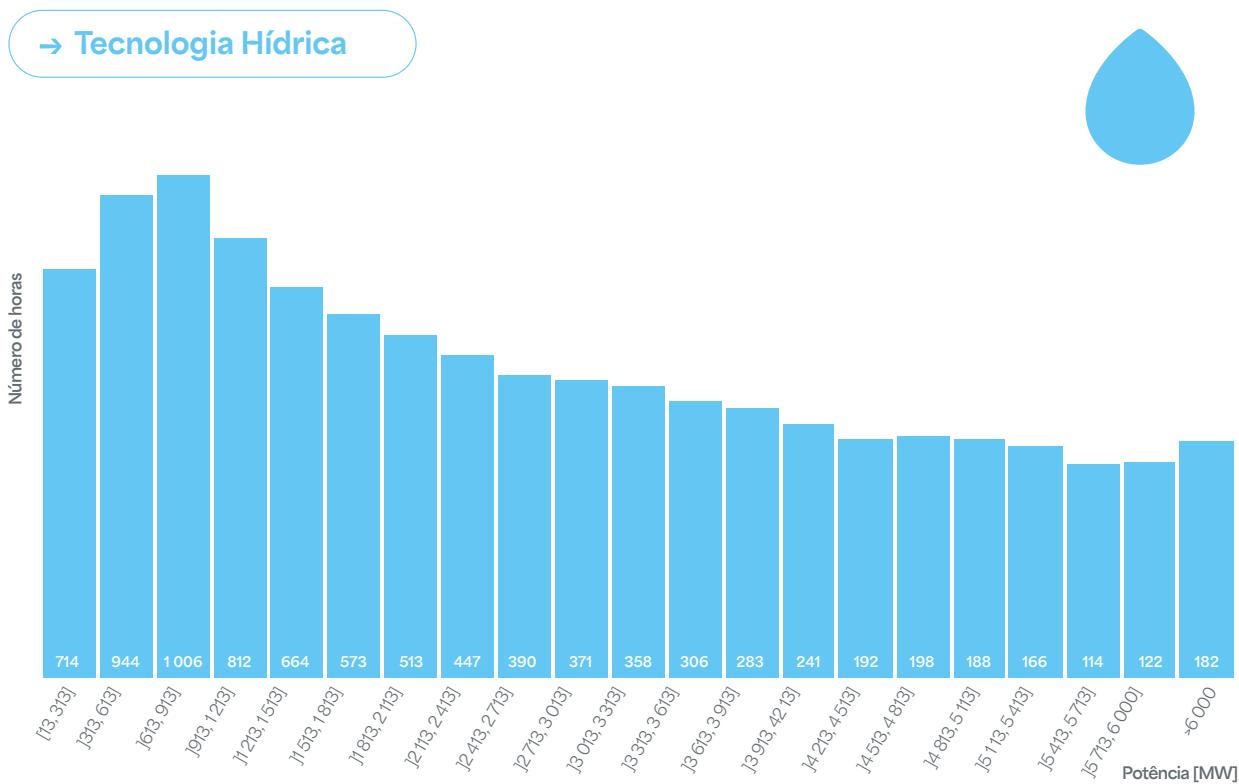


Figura 7 - Distribuição anual de frequência da potência operacional para a Tecnologia Hídrica em 2024. Fonte: REN; Análise APREN.



No que respeita a tecnologia eólica, observa-se um comportamento semelhante à da hídrica. Como tal, mais de metade das horas de funcionamento desta tecnologia situou-se no regime de funcionamento até aos 1 500 MW, tendo o seu pico de 957 horas

no regime de potência entre os 250 aos 500 MW. Não obstante, observa-se um plateau entre os 500 aos 1 250 MW de potência, tendo estes intervalos valores muito semelhantes em termos de distribuição horária da produção.

→ Tecnologia Eólica

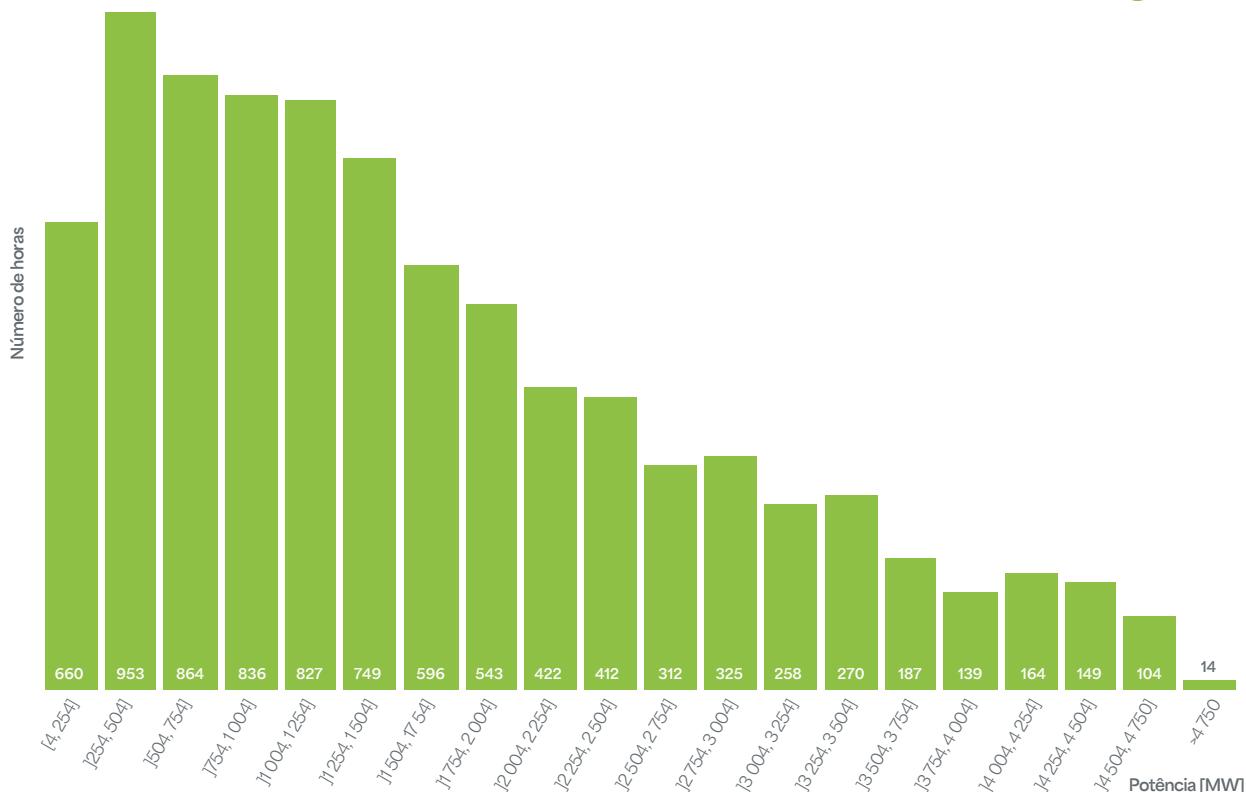


Figura 8 - Distribuição anual de frequência da potência operacional para a Tecnologia Eólica em 2024. Fonte: REN; Análise APREN.

O parque electroprodutor solar apresenta, talvez, a distribuição histográfica mais interessante, pois observa-se claramente o seu funcionamento quasi-simétrico entre os períodos diurnos e noturnos, bem como a homogeneidade da distribuição das horas de funcionamento pelos vários regimes.

Não obstante, é digno de nota o aumento de 1 047 horas de funcionamento para o regime de funcionamento > 1 800 MW face ao ano anterior, sendo este número uma clara evidencia do forte investimento na instalação de nova capacidade solar.

→ Tecnologia Solar

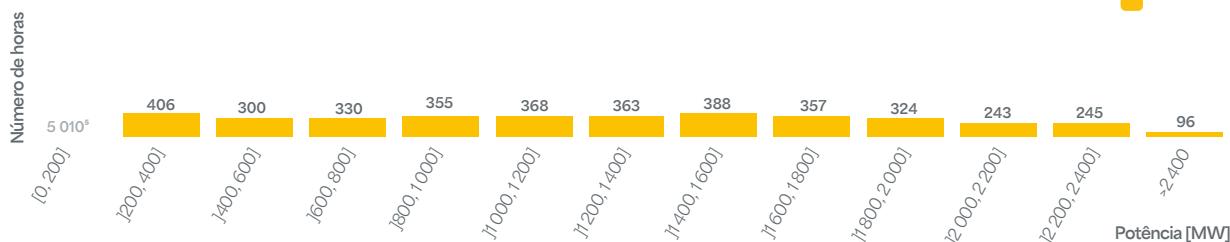


Figura 9 - Distribuição anual de frequência da potência operacional para a Tecnologia Solar em 2024. Fonte: REN; Análise APREN.

* Para efeitos de representação, omitiram-se as horas de potência operacional abaixo de 200 MW.

Por fim, e tendo em conta o comportamento de *baseload* dos aproveitamentos baseados em biomassa, observa-se claramente que o regime de funcionamento mais comum se situou entre os

330 e os 370 MW, no total de 4 525 horas, ou seja, 51,5% das horas no ano de 2024.

→ Tecnologia Biomassa



Figura 10 - Distribuição anual de frequência da potência operacional para a Tecnologia Biomassa em 2024. Fonte: REN; Análise APREN.



Uma análise sazonal do desempenho das tecnologias mais representativas do parque electroprodutor nacional, permite avaliar mensalmente a disponibilidade do recurso endógeno respetivo.

No âmbito da produtividade hídrica, e aproveitando o ímpeto verificado nos últimos meses do ano de 2023, o recurso hídrico teve maior expressão nos meses de janeiro a abril de 2024. No final deste período, o parque electroprodutor hídrico fechou com um índice de produtividade hidroelétrica do ano civil de 1,40 e um armazenamento das albufeiras de 2 866 GWh, correspondente a 88,1% da capacidade de armazenamento.

Ainda neste período, é digno de nota o mês de março, no qual 75% das horas deste mês a potência de funcionamento foi igual ou inferior a 5 GW, sensivelmente. Apesar do ligeiro alívio da situação de seca em território nacional durante o ano em revisão, nos meses consequentes a produção hídrica reduziu consideravelmente, tendo o seu mínimo no mês agosto, cujo terceiro quartil correspondeu a uma potência de operação de cerca de 1,6 GW. Em linha com o andamento verificado no passado ano, conclui-se que, apesar da ligeira retoma nos três últimos meses do ano, a mesma não teve a mesma expressão verificada no ano anterior.

→ Tecnologias Hídrica

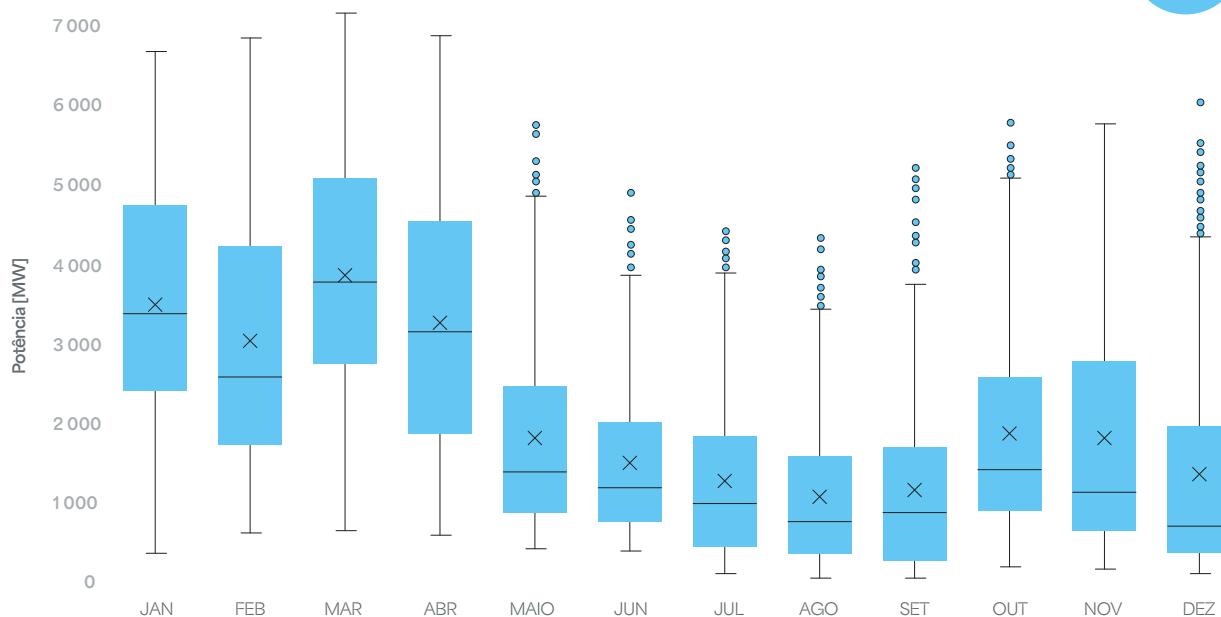


Figura 11 - Distribuição mensal da potência operacional horária, média para a Tecnologia Hídrica em 2024. Fonte: REN; Análise APREN.

Já relativamente à produtividade eólica, é evidente uma linha de sazonalidade. Por análise do gráfico correspondente, na Figura 12, é perceptível uma maior expressividade do recurso eólico no período entre janeiro e abril, seguindo-se um período correspondente aos meses de maio a agosto, no qual a produtividade eólica reduziu,

retomando novamente nos quatro últimos meses do ano. A produção eólica teve maior expressão no mês de fevereiro, cujo terceiro quartil correspondeu a uma potência de, sensivelmente, 3,8 GW, sendo digno de nota também a apreciável produtividade eólica nos meses de outubro e novembro.

→ Tecnologia Eólica

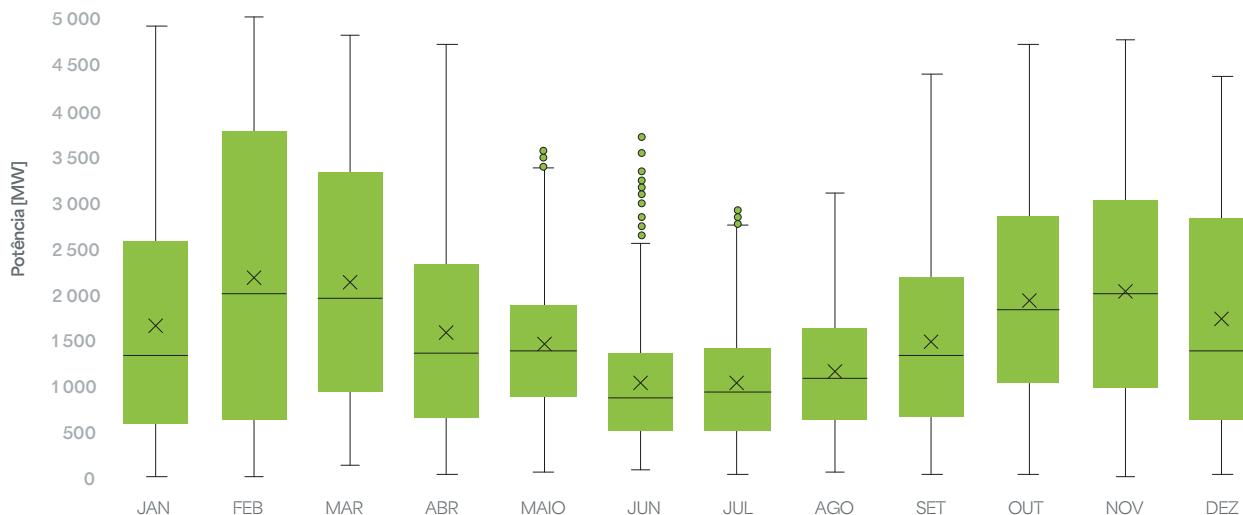


Figura 12 - Distribuição mensal da potência operacional horária, média para a Tecnologia Eólica em 2024. Fonte: REN; Análise APREN.



Relativamente ao solar fotovoltaico, facilmente se depreende a correlação da sazonalidade da produção elétrica com a irradiação solar disponível no continente. Considerando que a irradiação solar tipicamente se aproxima de uma distribuição normal ao longo dos doze meses do ano, é visível a correlação de tal com as maiores distâncias interquartis nos meses de primavera e verão, sendo estas naturalmente menores nos meses de inverno e outono. Adicionalmente, face ao ano anterior, é de salientar o aumento da amplitude das “caixas”, evidenciando o reforço na capacidade solar instalada em 2024.

O regime de funcionamento do tipo baseload das centrais a biomassa é igualmente observável através da Figura 14, caracterizado por uma variação pouco acentuada na potência operacional ao longo dos vários meses.

É ainda digno de nota que, nos primeiros seis meses do ano em revisão, a incorporação renovável face à produção foi superior a 80%, merecendo especial destaque o mês de abril, cujo valor ascendeu até os 87,6%. Em termos anuais, a incorporação renovável mensal média face à produção registou o valor de 80%.

→ Tecnologia Solar

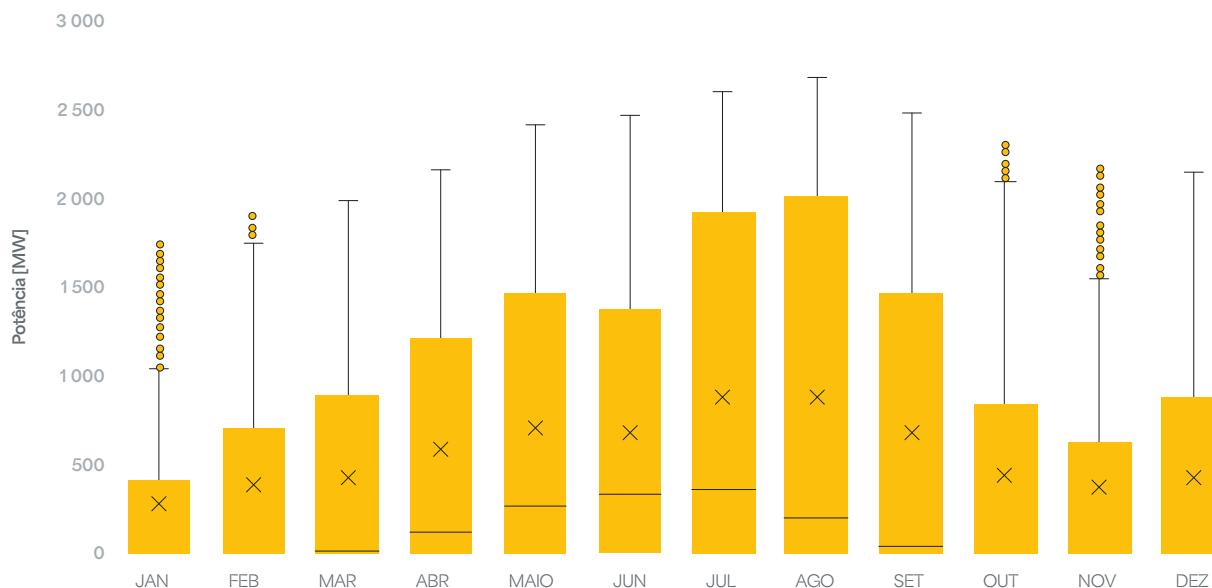


Figura 13 - Distribuição anual de frequência da potência operacional para a Tecnologia Solar em 2024. Fonte: REN; Análise APREN.

Deste modo, foi permitido que o mercado grossista fechasse com geração 100% renovável num total de 1867 horas não-consecutivas, o que é equivalente a cerca de 78 dias do ano. Adicionalmente, é de realçar que o preço médio do MIBEL nestas horas foi de 43,5 €/MWh.

→ Tecnologia Biomassa

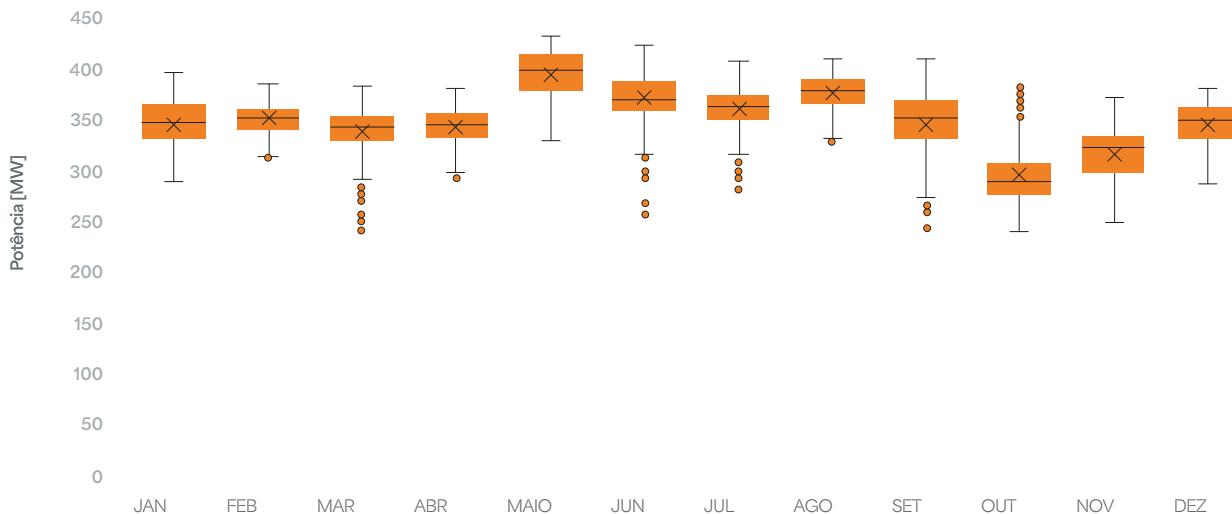


Figura 14 - Distribuição anual de frequência da potência operacional para a Tecnologia Biomassa em 2024. Fonte: REN; Análise APREN.



Nas Figuras 15, 16, 17 e 18, representa-se a potência média horária, para cada dia de 2024. Mais uma vez, verifica-se a complementaridade entre tecnologias renováveis, salientando-se a maior escassez do recurso hídrico nos meses quentes, assim como a “despachabilidade” da hídrica no início e final de dia (alturas em que o consumo de eletricidade aumenta rapidamente), quase em complementaridade com o aumento/decréscimo do solar. Já a eólica aparentou maior

consistência intra-diária, apresentando maior variação inter-diária e menor recurso entre junho e agosto. Quanto ao solar, é evidente o ciclo circadiano e as maiores potências durante o zénite, tal como os períodos de nebulosidade e as horas noturnas. A maior constância da biomassa observa-se igualmente, havendo meses de maior produção que correspondem à melhor época de colheita do recurso, final de inverno ou primavera, ou a excesso de armazenamento, final do verão.

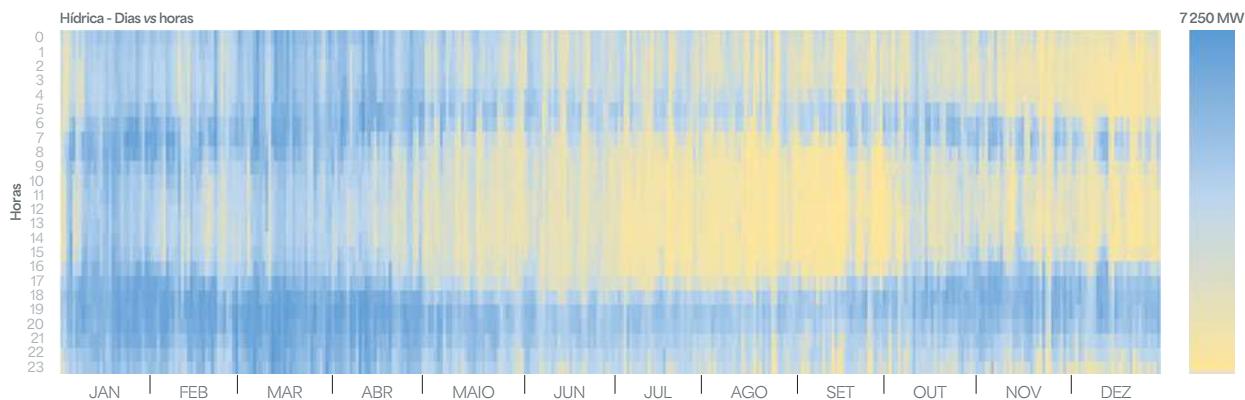


Figura 15 - Distribuição horária da potência operacional, média, em 2024, para a Tecnologia Hídrica. Fonte: REN ; Análise APREN.

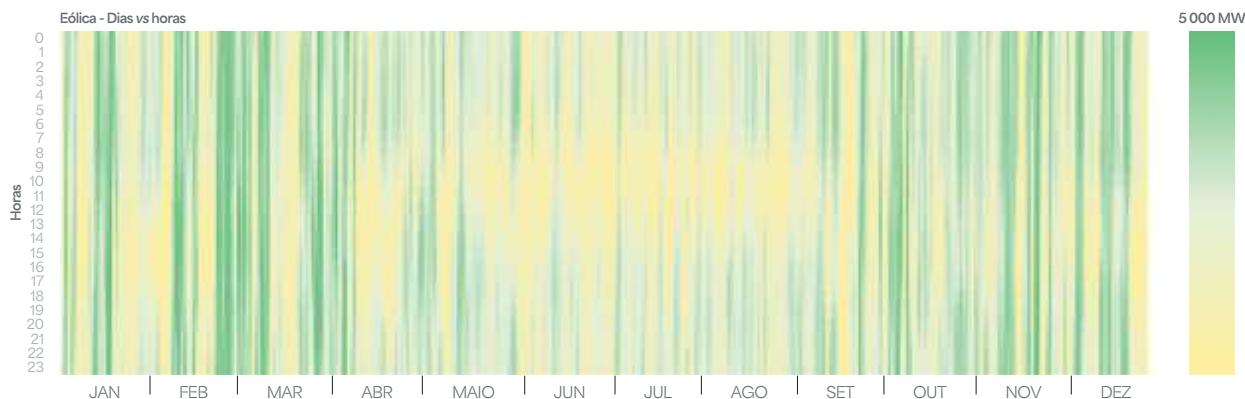


Figura 16 - Distribuição horária da potência operacional, média, em 2024, para a Tecnologia Eólica. Fonte: REN ; Análise APREN.

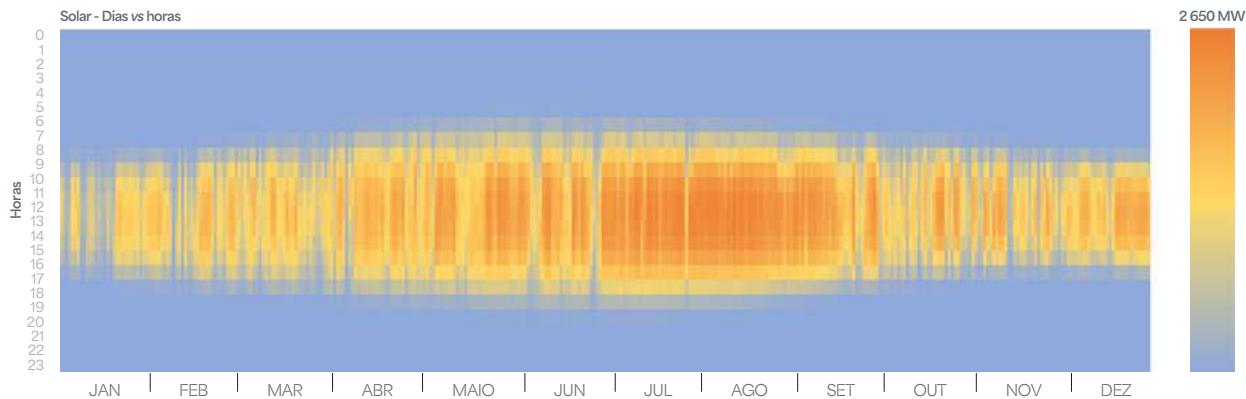


Figura 17 - Distribuição horária da potência operacional, média, em 2024, para a Tecnologia Solar. Fonte: REN ; Análise APREN.

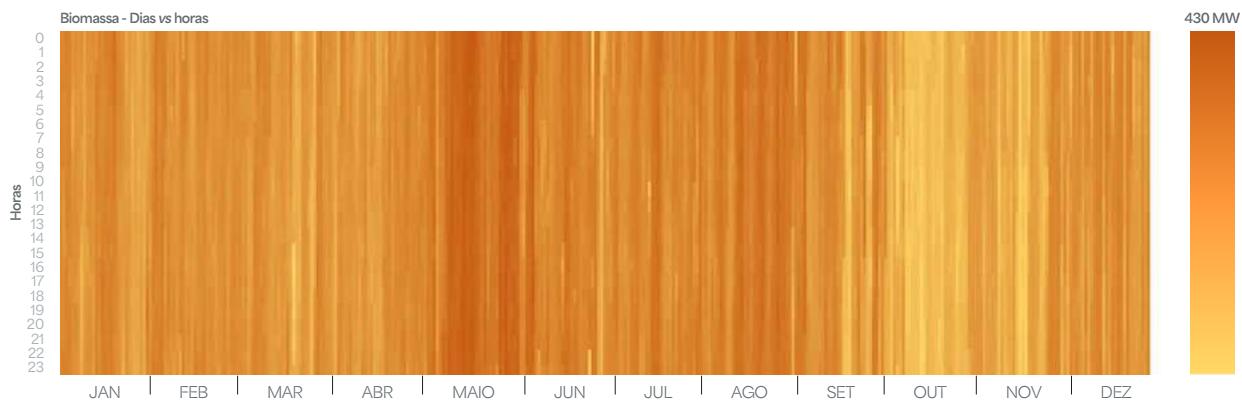


Figura 18 - Distribuição horária da potência operacional, média, em 2024, para a Tecnologia Biomassa. Fonte: REN ; Análise APREN.



O Mercado de Eletricidade em 2024

Em 2024, o preço médio horário do MIBEL foi de 63,5 €/MWh, o que, face ao ano de 2023, representa uma redução do preço médio da eletricidade de 24,8 €/MWh. Em três meses do ano em revisão (fevereiro, março e setembro), o preço mínimo foi de 0 €/MWh, porém, é relevante referir que em seis meses do ano (abril, maio, junho, julho, agosto e outubro) o valor mínimo do preço da eletricidade foi negativo, tendo o seu mínimo em junho, cujo valor foi de -2,0 €/MWh. O gráfico da Figura 19, permite correlacionar o impacto da variação da geração renovável com preço do mercado de eletricidade. Nos anos de recuperação das consequências socio-económicas da pandemia COVID-19 e de continuação da guerra na Ucrânia (2023 e 2024), pode-se observar que a tendência

de aumento da geração renovável anual permitiu retornar a tendência de preços médios anuais mais baixos no MIBEL.

Relativamente à geração renovável nacional em 2024, este valor foi de 36,7 TWh, correspondendo a um acréscimo de 5,5 TWh de energia gerada e a um novo máximo histórico de geração renovável. Já relativamente ao consumo nacional, o mesmo ascendeu aos 55,4 TWh, o que corresponde a um crescimento de 4,7 TWh de energia consumida, sendo este valor um novo máximo histórico também. Estes números permitem confirmar uma relativa recuperação da economia nacional após a contração verificada no ano de 2022, devido aos motivos previamente mencionados.

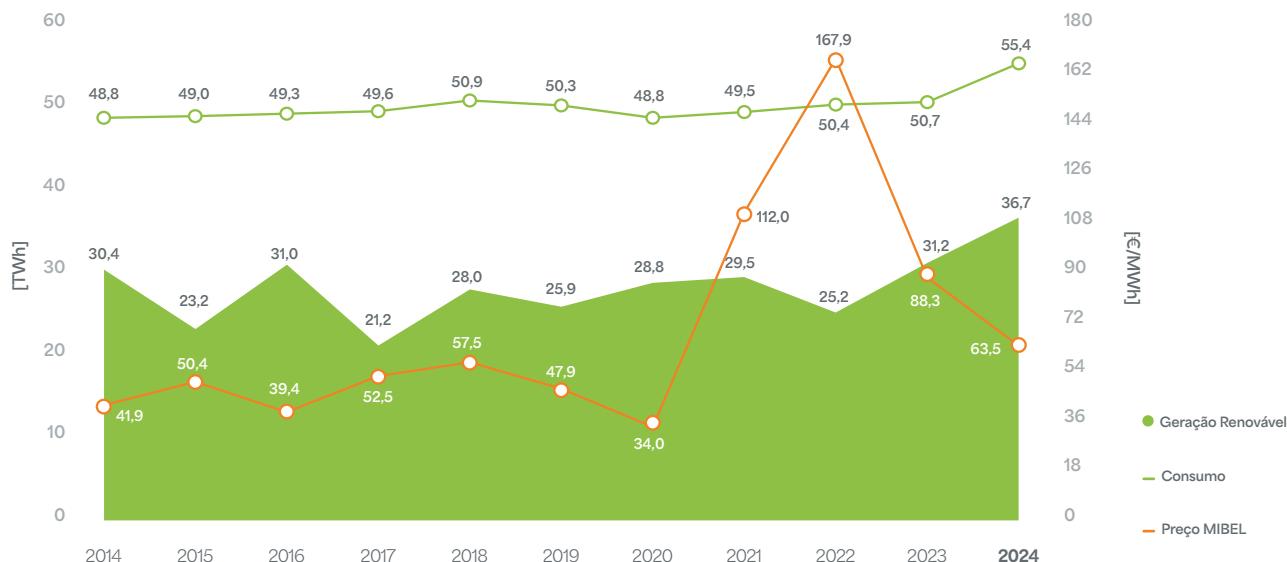


Figura 19 - Preço da eletricidade no MIBEL em Portugal, geração de eletricidade renovável e consumo de eletricidade. Fontes: OMIE; REN; Análise APREN.

Aproveitando o ímpeto registado no ano passado, o preço médio do gás natural voltou a cair no ano de 2024, fechando com um valor de 34,6 €/MWh, o que corresponde a uma redução de 6,7 €/MWh face ao ano de 2023. Esta diminuição do preço médio do gás natural poderá, em parte, ser explicada pela gradual redução da utilização de aproveitamentos elétricos baseados no referido recurso para suprimento das necessidades elétricas nacionais.

No que concerne ao preço médio das licenças de emissão de CO₂, verificamos que a tendência de aumento deste instrumento se inverteu no ano em revisão. Em 2024, o valor destas licenças foi de 65,3 €/tCO₂, sendo que as renováveis permitiram a poupança

de 683 M€ em licenças de emissão. Esta inversão poderá ser explicada, também pela redução da demanda industrial, especialmente no que diz respeito aos setores electrointensivos, consequência dos eventos já relatados no ano de 2022, que se traduziu, na prática, numa redução da necessidade de compra de licenças para compensar emissões. Por outro lado, o crescimento do parque electroprodutor renovável e a supressão progressiva dos aproveitamentos fósseis, levou a uma redução da pressão neste mercado. Outro fator que poderá ter influenciado a redução verificada passa pelo ajuste da oferta através da Reserva de Estabilidade do Mercado (MSR), a qual contribuiu um excesso de licenças disponíveis no mercado.

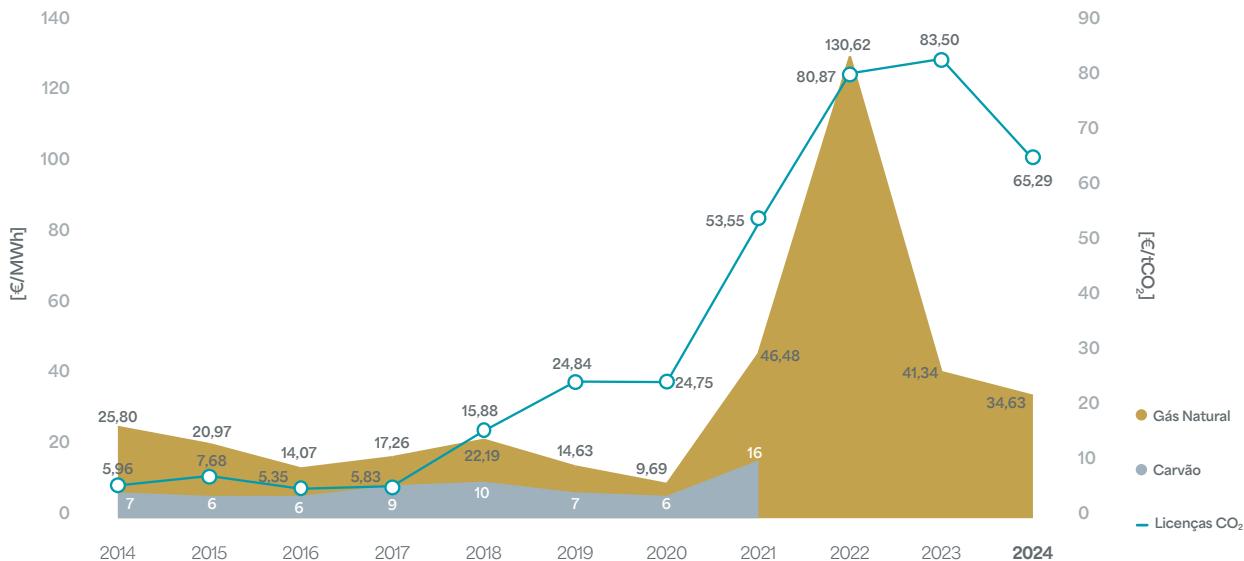


Figura 20 - Preço das commodities: carvão, gás natural e licenças de CO₂. Fontes: DGEG; THE WORLD BANK; SENDECO2; Análise APREN.

Em 2024, o setor electroprodutor foi responsável pela emissão de 1,82 MtCO₂-eq, ou seja, menos 55% que em 2023, graças à acrescida capacidade renovável e à maior incorporação de renováveis na produção de eletricidade, assim como ao menor recurso às centrais térmicas de ciclo combinado a gás natural.

Estas emissões traduziram-se em 44 gramas de CO₂ emitidos por cada kWh produzido, o que representa uma diminuição significativa face ao ano anterior, representando um mínimo histórico. Deste modo, foram evitadas 11,4 Mt de emissões de CO₂, em 2024.

Conforme se constata pela Figura 21, as emissões específicas do setor têm diminuído desde 2017, um ano muito seco em que se registou o menor valor de produtividade hídrica, de 0,47, e o máximo de emissões específicas, de 360 gCO₂/kWh, dos últimos 10 anos. Relativamente a 2024, que foi um ano com bom recurso hídrico, eólico e solar, os índices de produtividade foram 1,16, 1,06 e 0,94, respetivamente.

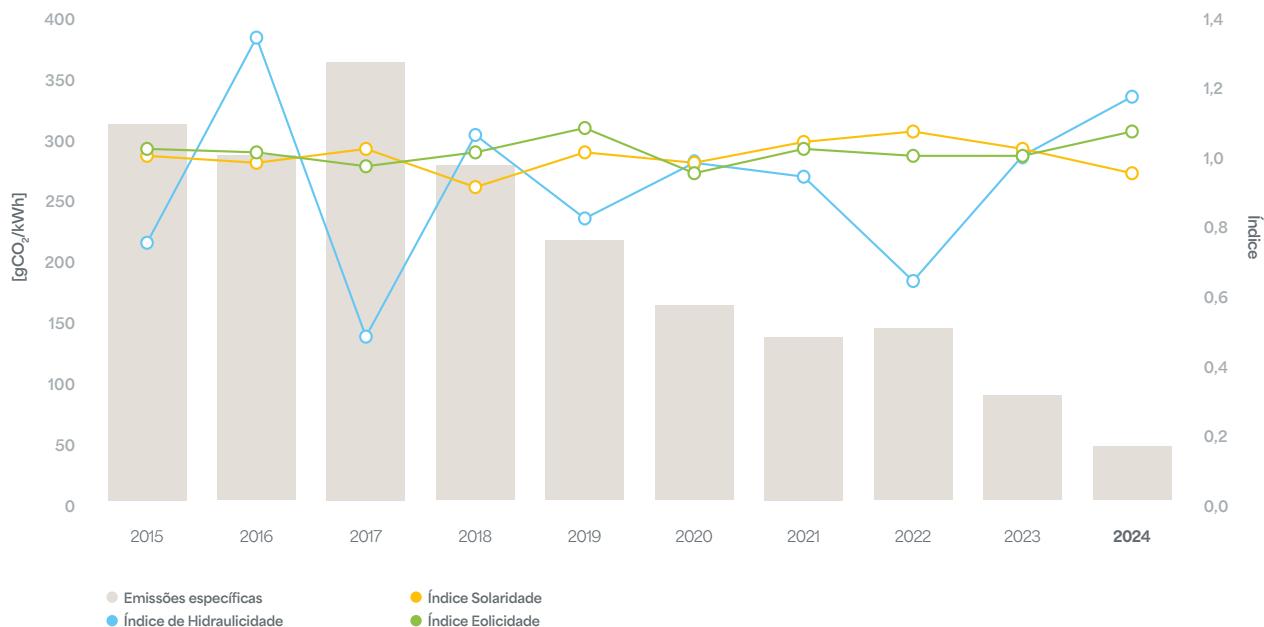


Figura 21 - Emissões específicas de CO₂ e índice de hidraulicidade, eolicidade e solaridade. Fonte: REN; Análise APREN.



Analisemos agora a performance económica da Produção em Regime Especial (PRE), regime de remuneração previsto no Decreto-Lei n.º 29/2006 (artigo 18.º) cujo objetivo se centra na impulsão da produção de eletricidade através de tecnologias que contribuam para um sistema energético mais sustentável, por via de mecanismo de apoio (tarifas de incentivo), que garantem uma rentabilidade mais previsível a investidores, escudando-os de eventuais volatilidades no mercado.

O gráfico da Figura 22, apresenta de modo desagregado por tecnologia incluída neste regime de remuneração, bem como o seu valor de mercado, o preço médio anual no mercado spot (MIBEL), bem como o preço médio de aquisição de eletricidade neste regime. Por análise do gráfico da figura abaixo, podemos constatar que o custo deste regime remuneratório, para o período considerado, tem-se mantido relativamente constante, sendo o custo médio

1 856 mil M€ (2021-2024). Para o ano de 2024, o custo da Produção em Regime Especial ascendeu aos 1 944 mil M€.

Relativamente ao andamento das curvas do preço médio anual do MIBEL e do preço médio de aquisição de eletricidade sob a alçada do referido regime, podemos verificar que o último (preço médio PRE) foi inferior ao preço médio anual no MIBEL para os anos de 2021 e 2022. Como consequência, 2021 e 2022 fecharam com um diferencial de custo da PRE negativo, traduzindo-se num sobreganho para o Sistema Elétrico Nacional. A partir de 2023, observa-se uma inversão desta relação (preço médio PRE > preço médio MIBEL), reduzindo-se o sobreganho no ano de 2023, tendo-se invertido mesmo no ano de 2024 (sobrecusto).

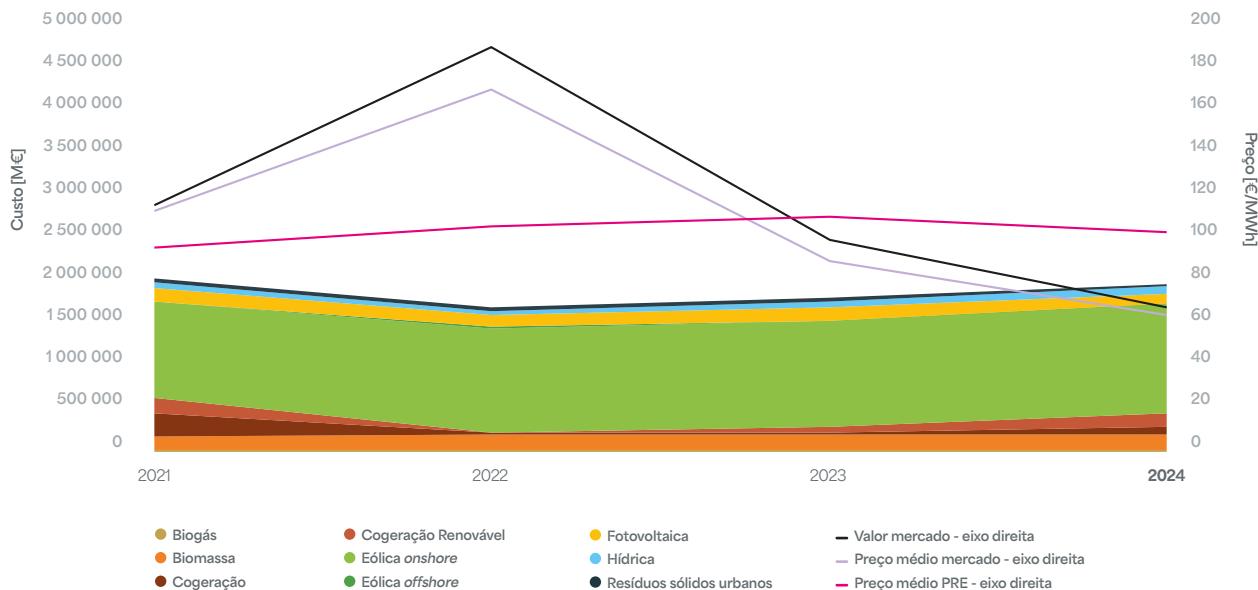


Figura 22 - Impacto da Produção em Regime Especial (PRE) com remuneração garantida (2021 - 2024). Fonte: ERSE, MIBEL; Análise APREN.

Avancemos para a análise das importações elétricas do mercado espanhol, desagregadas por tecnologia e qual o seu impacto no preço da eletricidade nestes momentos de importação. Com esta análise, pretende-se demonstrar a quota de fecho de mercado por tecnologias nos momentos em que o Sistema Eléctrico Nacional importou eletricidade e qual o impacto desta importação no preço

da eletricidade. A principal conclusão que se pode retirar através do gráfico da figura é que, para o horizonte temporal considerado, o preço médio horário do mercado de eletricidade nos momentos em que o SEN importou eletricidade do mercado espanhol o fez a um preço médio inferior e ao preço médio horário do MIBEL.

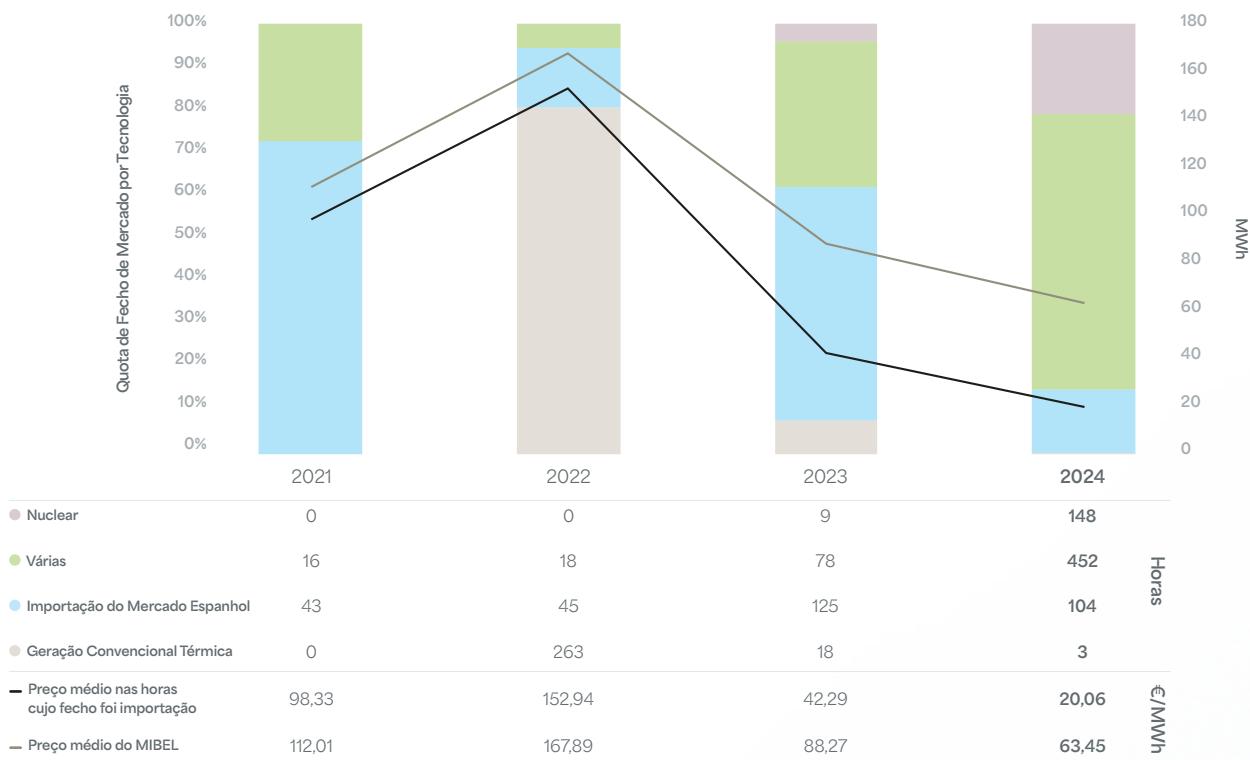
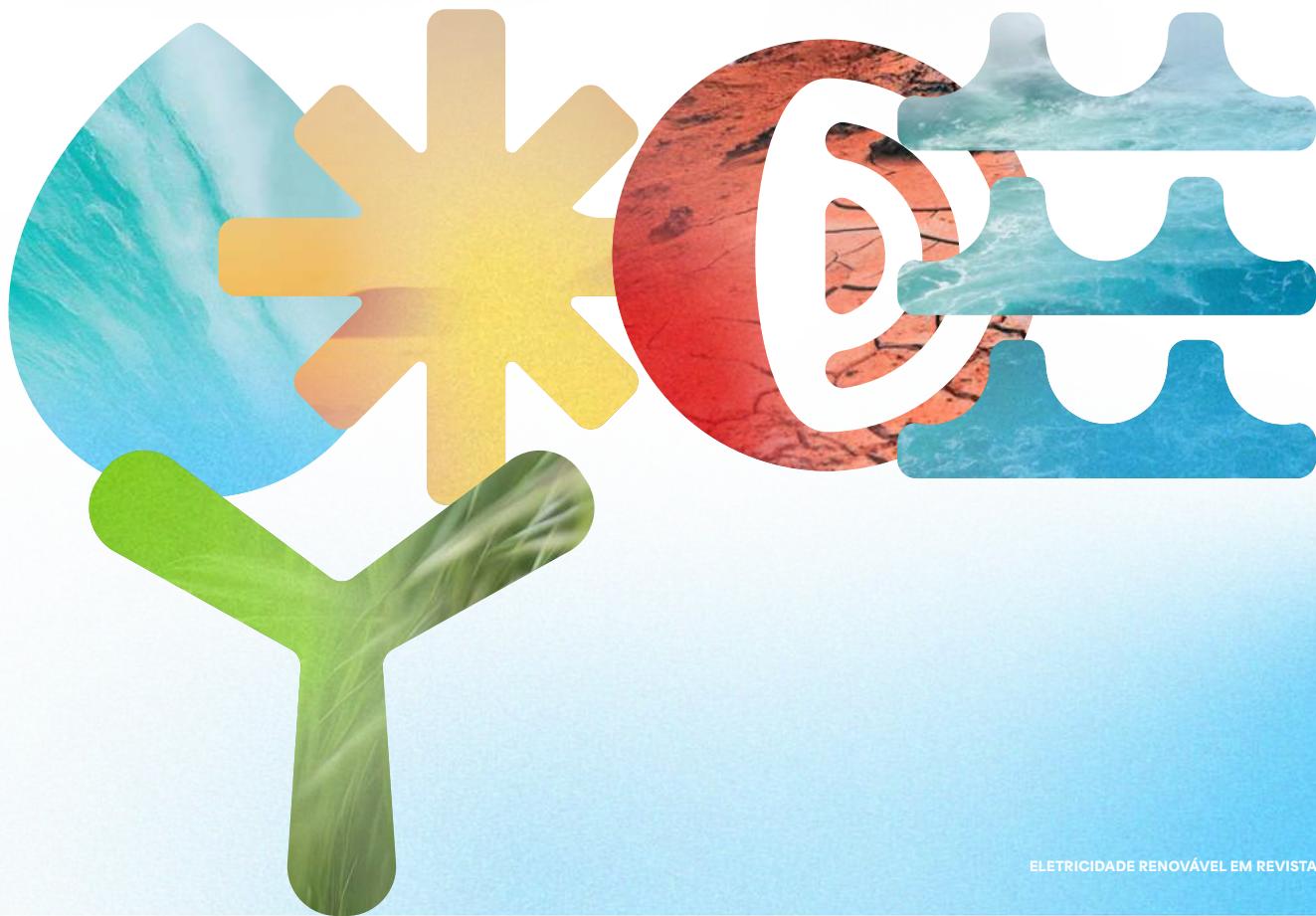


Figura 23 - Número de horas de fecho de mercado, preço médio horário do MIBEL e preço médio horário nos momentos de importação elétrica. Fonte: REN; OMIE; Análise APREN.





Trocas internacionais em 2024

Em 2024, o saldo importador aumentou, mantendo-se relativamente próximo do valor registado em 2023. Portugal fechou o ano como um importador elétrico, com um saldo importador de 10,4 TWh, para o qual contribuíram 14,9 TWh de importações e 4,5 TWh de exportações. É importante notar que, o valor de importações registadas impediu o recurso a aproveitamentos fósseis para o suprimento das necessidades de eletricidade, evitando, paralelamente,

o maior impacte nas emissões de GEE. Ainda assim, apesar de ter sido registado o máximo histórico de incorporação renovável, que levou também à redução da produção a partir de combustíveis fósseis, considera-se que o aumento no saldo importador resultou do aumento do consumo, face a 2023, tornando a importação de eletricidade mais competitiva em termos de ofertas no mercado ibérico.

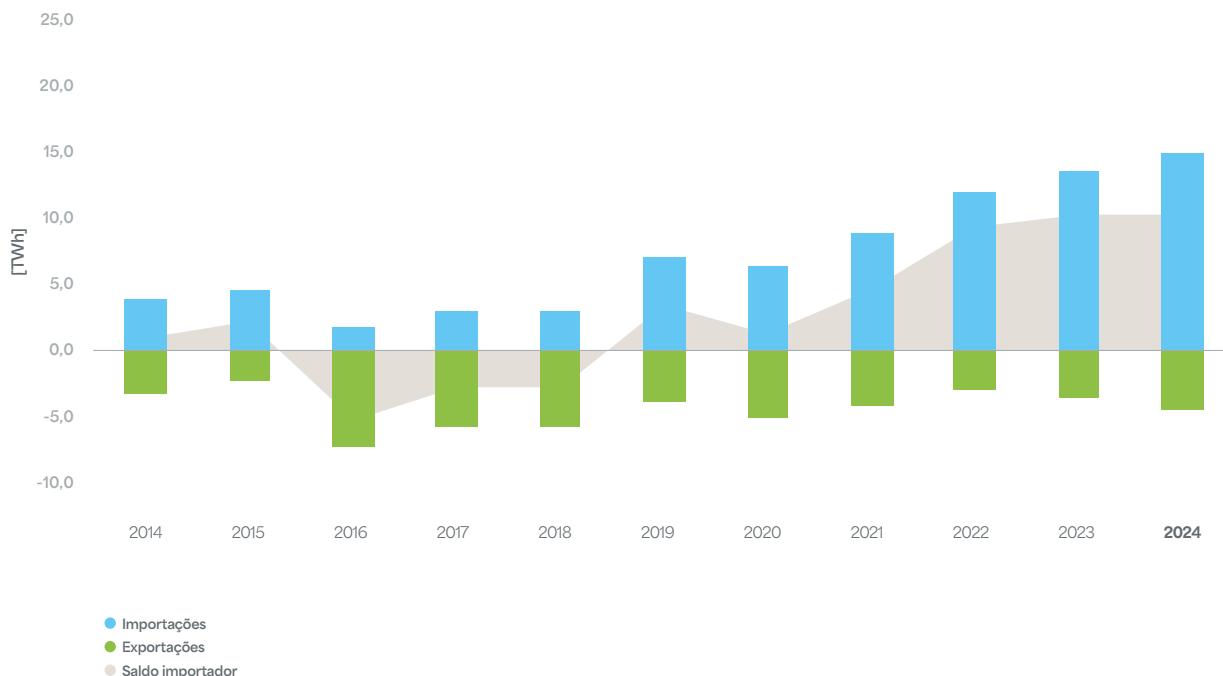


Figura 24 - Trocas internacionais de eletricidade de Portugal entre 2014 e 2024. Fonte: REN; Análise APREN.

Analisando em maior detalhe as trocas internacionais em 2024, verifica-se que o mês de março foi o único em que as exportações superaram as importações, tendo Portugal fechado o referido mês com um saldo exportador de 505 GWh. Em sentido contrário, o saldo importador foi mais expressivo nos meses de maio a dezembro, com especial destaque para o mês de julho, cujo

mês fechou com um saldo importador de 1 655 GWh. Em linha com os desenvolvimentos na capacidade instalada no ano em revisão, especialmente no setor solar, poderá impactar este balanço mensal das trocas internacionais, mais concretamente, nos meses de maior intensidade da radiação solar.



Figura 25 - Preço das commodities: carvão, gás natural e licenças de CO₂. Fontes: DGEG; THE WORLD BANK; SENDECO2; Análise APREN.



No horizonte 2025

Em retrospectiva, a informação transmitida nesta publicação permite concluir que o ano de 2024 foi um bom ano para o setor renovável, quer do ponto de vista operacional, com uma produtividade bastante apreciável e um avanço considerável em termos da evolução da capacidade instalada, quer do ponto de vista legislativo e regulatório, com importantes avanços no quadro regulatório que permitiram modernizar o funcionamento dos sistemas elétricos e os tornar melhor capazes de acomodar os desenvolvimentos tecnológicos necessários à transição energética sustentável e justa.

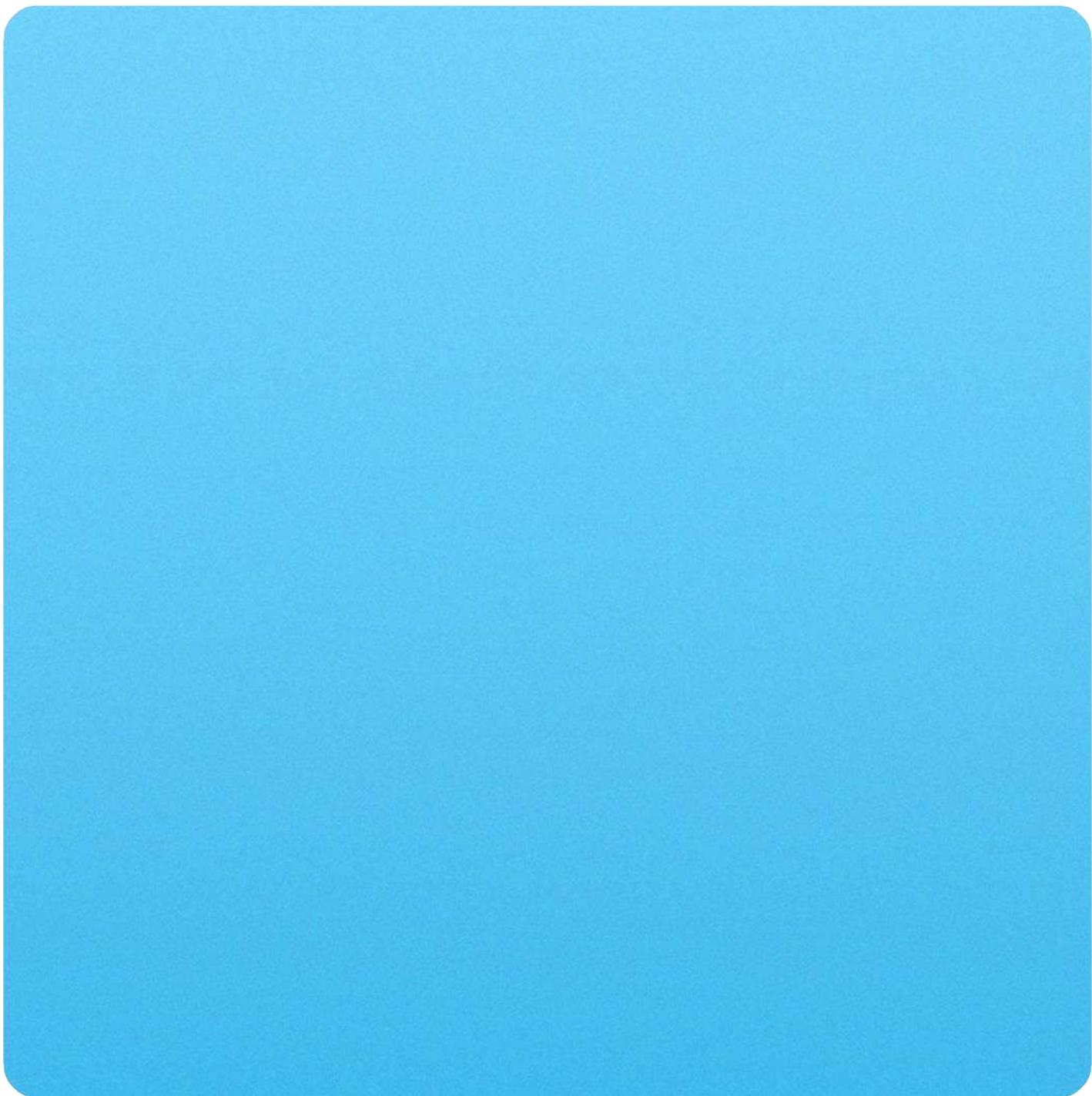
Não obstante, é relevante referir os maiores desafios do setor, a nível nacional e comunitário, mantêm-se atuais e tendo em conta o atual contexto político, económico e social que vivemos, o nível de incerteza relativamente ao futuro piorou. Do ponto de vista comunitário e tendo em conta o impacto que as recentes decisões governamentais norte-americanas tiveram na economia europeia, é com apreensão que verificamos a mudança de paradigma relativamente à segurança, mais concretamente, no que concerne o plano ReArm Europe. Esta mudança de prioridades poderá trazer atrasos na discussão e operacionalização de vários temas sociais e económicos essenciais ao desenvolvimento sustentado da sociedade europeia. Esta mudança de mentalidade nos decisores políticos comunitários, justificado pela incerteza relativamente a parceiros estratégicos, terá necessariamente impacto na perceção pública de quais os setores prioritários para alocação de fundos europeus.

Adicionalmente, o maior desafio ao desenvolvimento do setor neste momento, a nível comunitário e nacional, que é a inexistência de capacidade de rede elétrica para a conexão de mais capacidade renovável, permaneceu inalterado face ao ano anterior. A nível nacional, para se colmatar este atraso na expansão da rede elétrica, expandiu-se o Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações (RARI) de modo a se acomodar a figura do Acordo de Acesso com

Restrições, que permite, a ligação de nova capacidade tendo em conta as restrições técnicas verificadas numa determinada geografia. Apesar de ser um avanço positivo, salientamos que este tipo de acordos deverão ser limitados no tempo e não se devem sobrepor ao desenvolvimento das redes elétricas.

Já a nível nacional, a instabilidade política que culminou na queda do governo português tem gerado um ambiente de incerteza que se reflete diretamente no setor das energias renováveis. Neste cenário turbulento, a aprovação de diplomas legislativos essenciais para a consolidação de incentivos e a modernização do marco regulatório do setor irá sofrer atrasos significativos. Essa demora não apenas retarda a implementação de políticas estratégicas para a transição energética, mas também mina a confiança dos investidores, comprometendo o avanço e a competitividade das energias limpas em Portugal.

No horizonte de 2025, antevemos a forte aposta em soluções híbridas e sistemas de armazenamento para superar a intermitência inerente às fontes renováveis, garantindo uma operação mais estável e eficiente da rede elétrica. Ao combinar diferentes tecnologias - como a energia solar, eólica e hidroelétrica - em sistemas integrados, a hibridização potencializa a capacidade de geração, enquanto os sistemas de armazenamento, como baterias e outros meios, possibilitam a regulação do fornecimento durante períodos de baixa produção. Essa sinergia não só aumenta a segurança do abastecimento e a flexibilidade operacional, mas também impulsiona a descarbonização, reduzindo a dependência de fontes fósseis e promovendo uma economia energética mais resiliente e sustentável.





**AVENIDA DA REPÚBLICA 59,
2.º ANDAR
1050-189 LISBOA**

**+351 213 151 621
apren@apren.pt**

www.apren.pt



APREN Associação
de Energias
Renováveis