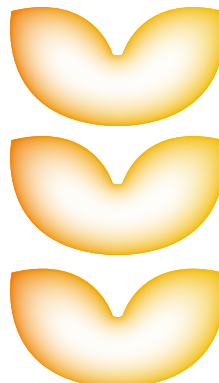
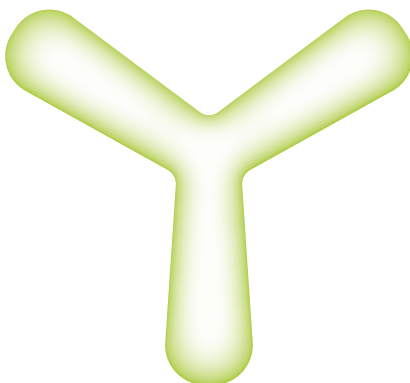
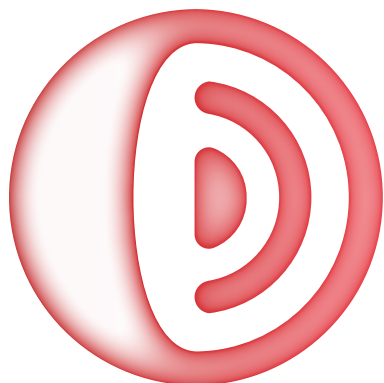
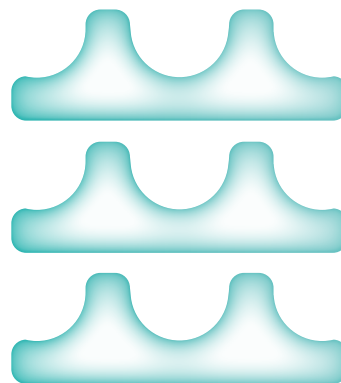
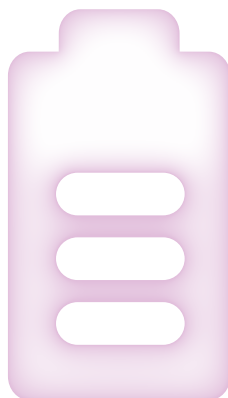


**Portugal precisa
da nossa energia**



**Eletricidade
renovável
em revista
26**





Índice

Panorama energético nacional e europeu	4
Impacto do setor renovável na dependência energética e na economia nacional	6
A eletricidade em 2025	9
O mercado da eletricidade em 2025	22
Trocas internacionais em 2025	26
No horizonte 2026	28

Panorama energético nacional e europeu

As fontes de energia renovável (FER) continuam a firmar o seu papel fundamental na transição energética, tanto a nível nacional como europeu. Em Portugal, é de destacar o contínuo aumento da capacidade solar que ocorreu durante o ano de 2025, em parte, resultante do desenvolvimento de projetos adjudicados nos leilões ocorridos em 2019 e 2020. Isto permitiu que a produção de eletricidade a partir de energia solar fotovoltaica tenha aumentado em 27%, comparativamente ao ano transato.

Paralelamente, com foco na polivalência do Sistema Elétrico Nacional e como resposta à escassez de pontos de ligação, a estratégia tem passado pelo desenvolvimento de projetos híbridos e também pela implementação de sistemas de armazenamento em baterias. Em janeiro de 2025, o Ministério da Energia financiou 43 projetos de armazenamento de energia, com 100 milhões de euros, totalizando 500 MW. Posteriormente, em resposta ao apagão de 28 de abril, o Governo português anunciou um pacote com 31 medidas e com um investimento de 400 milhões de euros para reforçar a rede nacional, um investimento que inclui leilões de baterias, zonas pré-aprovadas para projetos renováveis, digitalização de dados e interligações transfronteiriças.

Relativamente ao mercado, observou-se um ligeiro aumento nos preços da eletricidade em mercado grossista, registando um preço médio de 66,18 €/MWh, o que representa um aumento de 4,3% relativamente ao ano transato. Em termos de mercados e custo de *commodities*, estas mantiveram-se razoavelmente

estáveis no ano em revista, com poucas variações, bem como a implementação de medidas regulatórias que reavaliaram os custos de sustentabilidade e de interesse económico geral. No entanto, verificou-se um aumento no recurso ao gás natural para a produção de eletricidade, resultante do apagão ibérico.

O apagão ibérico, evento sem precedentes que deixou mais 50 milhões de pessoas na Península Ibérica sem eletricidade, foi um lembrete dramático de que, para gerar benefícios aos consumidores de eletricidade, os sistemas elétricos com elevada incorporação de energia renovável carecem de redes elétricas robustas, flexibilidade integrada, armazenamento e digitalização profunda.

A par da adequação do sistema elétrico para suportar a eletrificação direta, também a eletrificação indireta dos consumos é fundamental para a descarbonização ambicionada para 2050. Neste sentido, a nível europeu, observa-se o crescimento no mercado de hidrogénio. No entanto, este crescimento continua a sentir atrasos persistentes e o custo do hidrogénio renovável permanece três vezes superior ao de origem fóssil, exigindo mais financiamento e simplificação, bem como uma forte aposta em I&D para reduzir o LCOE e acelerar o desenvolvimento de soluções de produção mais competitivas. Ainda assim, a estratégia europeia aponta para o desenvolvimento de 50 165 km de redes de transporte de hidrogénio e 44,6 GW de capacidade em centrais a gás convertíveis para uso do combustível verde².

¹ The Salata Institute for Climate and Sustainability at Harvard University, 2025, "Green hydrogen: Too costly to have a future?".

² Global Energy Monitor, 2025 "Europe Gas Tracker 2025: Hydrogen edition".



Impacto do setor renovável na dependência energética e economia nacional

Como se pode observar na Figura 1, tem-se assistido a uma crescente aposta nas energias renováveis resultando no aumento constante na incorporação de FER no consumo de eletricidade (barras amarelas), mas também no aquecimento e arrefecimento (barras verdes). Já a incorporação no setor dos transportes (barras azuis) tem apresentado um aumento muito ligeiro, considerando as metas ambiciosas a

que Portugal se propôs. A atualização do Plano Nacional de Energia e Clima 2030 (PNEC 2030), de dezembro de 2024, veio definir novas metas para o setor elétrico renovável: até 2025, a capacidade renovável instalada deveria ter atingido 24,7 GW, com 500 MW de armazenamento em baterias e, até 2030, esses números subirão para 44,9 GW e 2,0 GW, respetivamente. Em termos de incorporação renovável no consumo de energia

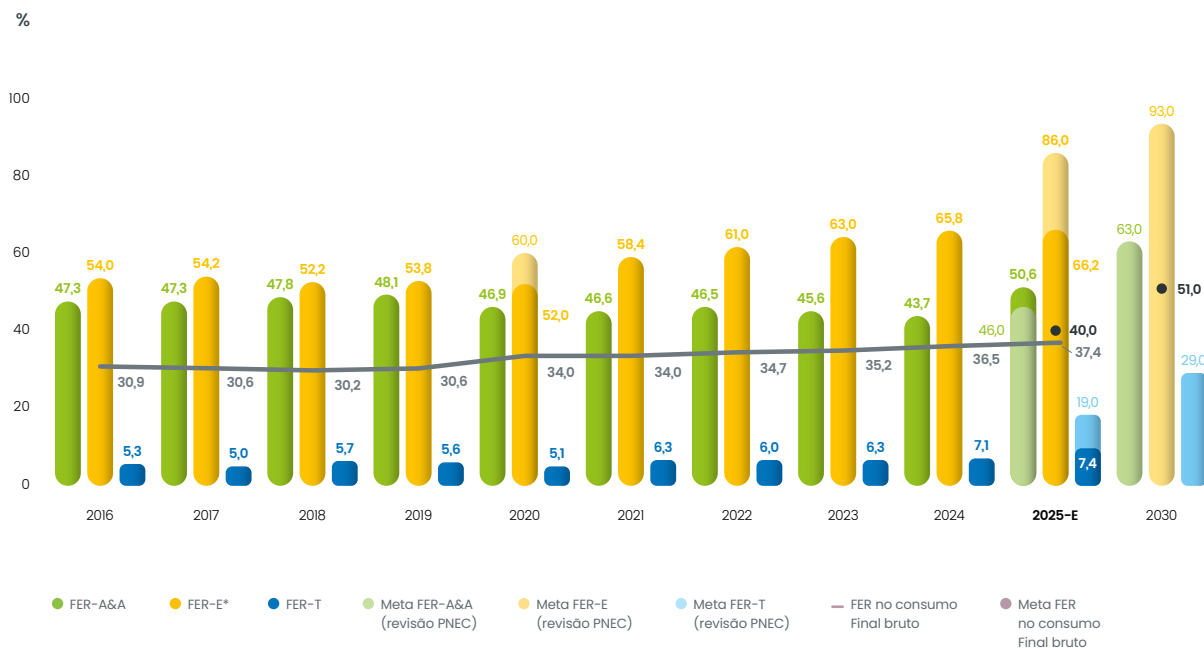


Figura 1
Incorporação de Fontes de Energia Renovável (FER) no consumo elétrico (FER-E), no aquecimento e arrefecimento (FER-A&A) e no consumo final bruto de energia, bem como, as metas para 2030. Fontes: DGEG; PNEC 2030 (03/12/2024); Análise APREN.

*De acordo com a Diretiva 2009/28/CE até 2020 e Diretiva (EU) 2018/2001 para 2021 e seguintes.



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%). Para 2025, estima-se que Portugal tenha atingido as metas estabelecidas para a incorporação renovável no aquecimento e arrefecimento.

Analisando a Figura 2, pode-se observar que Portugal apresenta uma tendência de redução da sua dependência energética, sendo esta 24,7 p.p. entre 2005 e 2024. Prevê-se que em 2025, a dependência tenha sofrido um ligeiro aumento, mantendo-se acima da meta do PNEC para 2030, com 74,5%, como consequência do aumento do consumo de gás natural após o apagão.

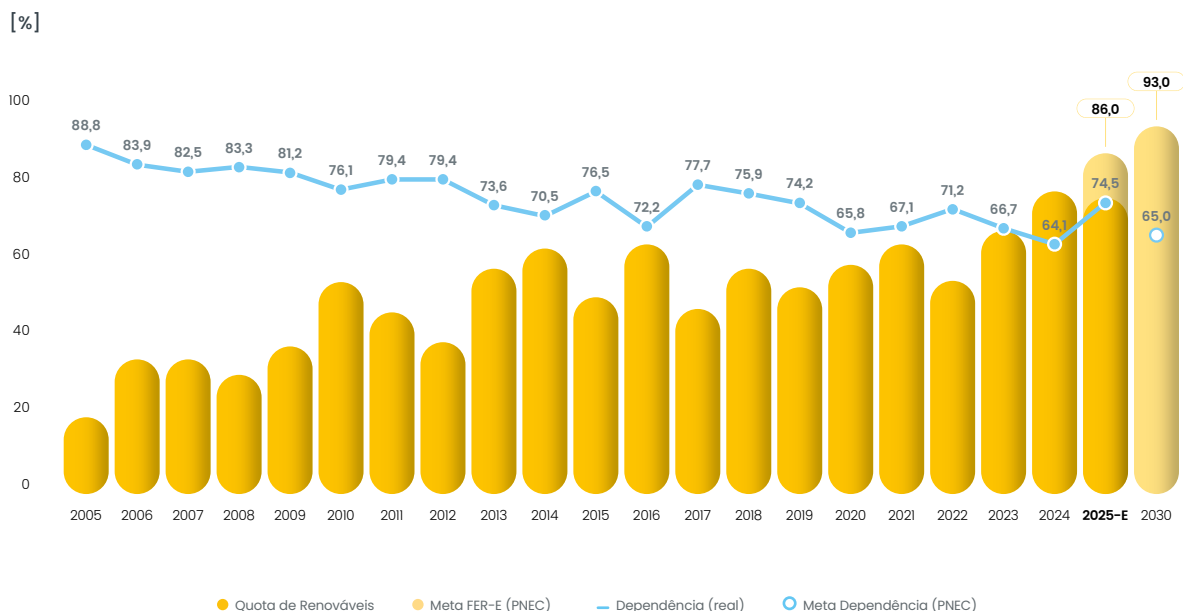


Figura 2 Dependência Energética e Quota de FER-E até 2025 e objetivo PNEC 2030 (revisão 03/12/2024). Fonte: PNEC 2030 (03/12/2024); DGE; Análise APREN.

NOTA: Valor da dependência energética estimado para 2025 através de uma regressão linear, com base em valores históricos (2015-2024). Fonte: DGE.

Quanto à quota de renováveis na geração de eletricidade, 2025 baixou ligeiramente o seu valor para 75,8%, comparativamente ao ano anterior. Este valor foi apoiado, maioritariamente, pelo aproveitamento hídrico, cujo contributo correspondeu a 27,0% do total gerado, seguindo-se do contributo eólico, com 25,2% e, por fim, o solar fotovoltaico, com 18,1% (incluindo a produção descentralizada)¹.

A Figura 3 mostra um aumento do Produto Interno Bruto (PIB) para 2025, alcançando cerca de 250 mil milhões de euros.

Analisando os últimos 10 anos (2016-2025), observa-se um aumento desses valores, onde as FER contribuem com cerca de 4 511 M€ em 2025.

No entanto, a incorporação de FER no PIB, em percentagem, aumentou relativamente a 2024. De notar que, nos últimos 10 anos, este parâmetro tem sofrido pouca variação, entre 1,5 e 1,9%. Focando nos últimos 5 anos (2021 - 2025), evidencia-se 2022 como o ano em que a contribuição das renováveis para o PIB foi menor.

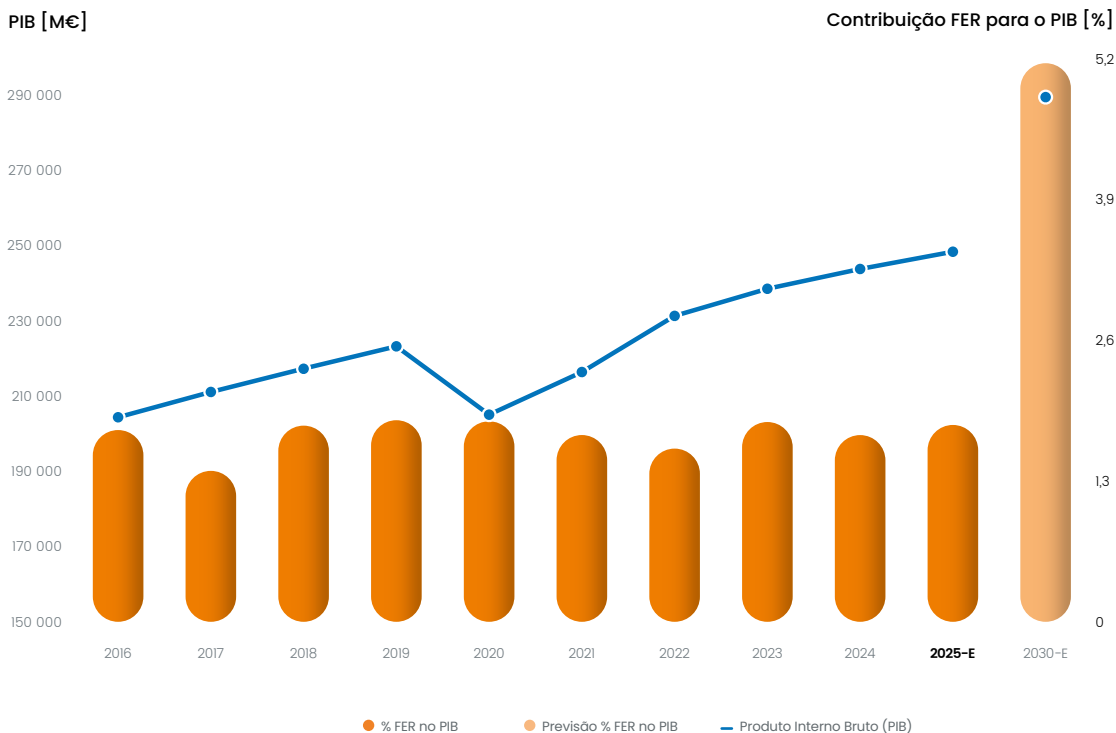


Figura 3
Impacto do Valor Acrescentado Bruto (VAB), gerado no setor de eletricidade renovável no PIB. Fontes: Deloitte 2019, 2021, 2023; EY 2026; INE; Análise APREN.

¹ Valores de incorporação renovável nacional. Fonte: REN; EDA; EEM.

A eletricidade em 2025

Em 2025, foram produzidos a nível nacional, incluindo Regiões Autónomas (RA), 54 367 GWh de eletricidade, dos quais 75,8% são provenientes de fontes de energia renovável.

Destaca-se o contributo da eletricidade proveniente da energia solar, que inclui a produção descentralizada, sendo a terceira principal fonte de geração a nível nacional.

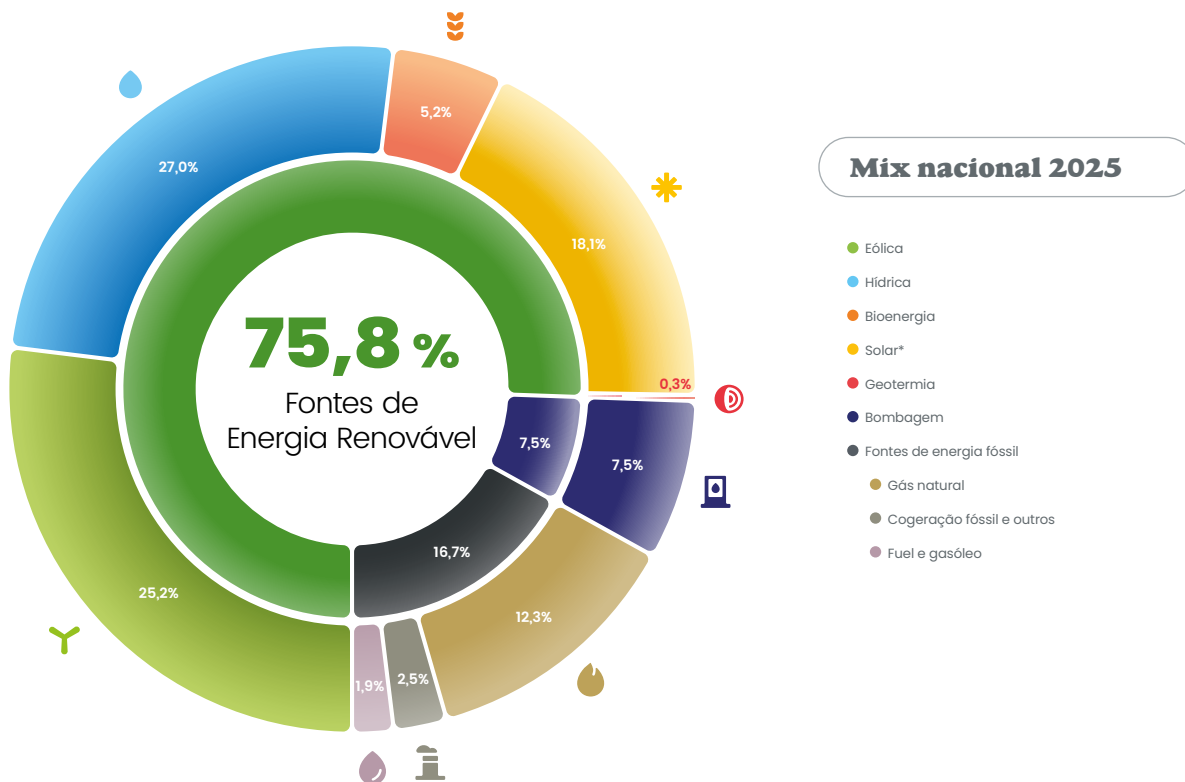


Figura 4
Mix de geração de eletricidade de Portugal e Regiões Autónomas em 2025. Fontes: REN, EDA e EEM, Análise APREN.

* Inclui a produção descentralizada.

Sem incluir a produção descentralizada, analisando em pormenor os aproveitamentos renováveis de Portugal Continental, observamos que as tecnologias hídrica e eólica ocupam as posições de destaque com 29,7% e 27,6%, respetivamente. De seguida, encontra-se o solar fotovoltaico, com um contributo de cerca de 12,6% da produção renovável.

Comparando com 2024, verificou-se uma subida da produção a partir de aproveitamentos fósseis, em 3,9 p.p., sendo de destacar a utilização do gás natural com uma subida de 6,0 p.p., como consequência do apagão ibérico e também do aumento do consumo. No caso da produção através da cogeração fóssil

e outros, observa-se uma ligeira redução na sua produção, reduzindo também em termos absolutos, quando comparado com o ano anterior.

No âmbito da produção renovável, observa-se que a maioria das tecnologias diminuíram os seus valores, sendo de destacar a eólica, com uma quebra de 3,4 p.p.. Pelo contrário, o solar fotovoltaico foi a única tecnologia que sofreu um aumento, de 1,9 p.p., também como resposta no aumento da sua capacidade instalada. A bombagem manteve sensivelmente os valores de produção de 2024.

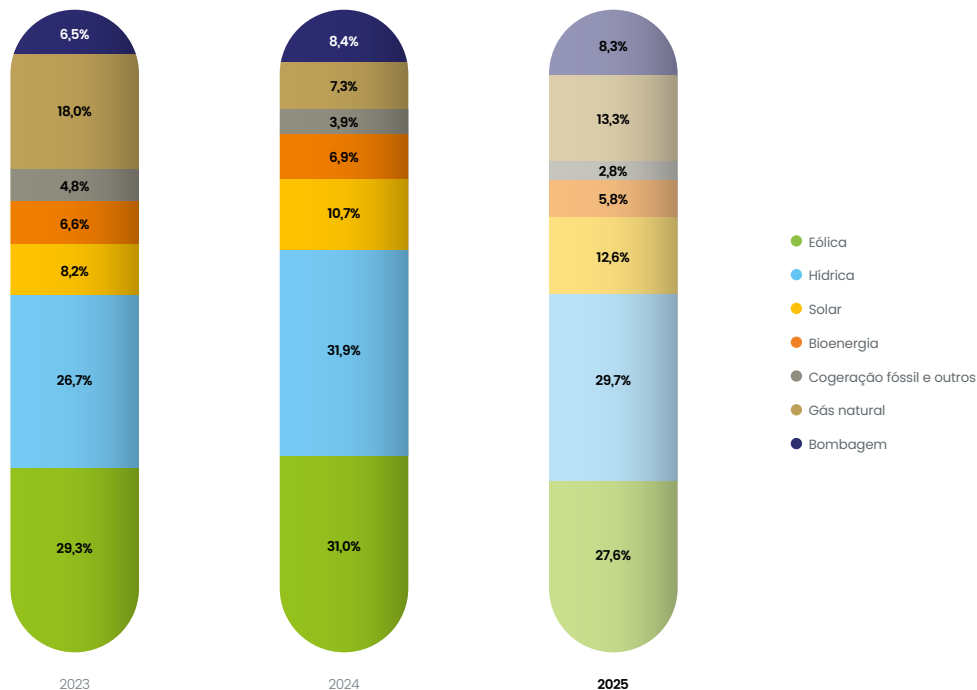


Figura 5
 Evolução do mix de geração de eletricidade de Portugal continental de 2023 a 2025. Fontes: REN; Análise APREN.

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

A nível nacional, enquanto a capacidade instalada de tecnologias fósseis sofreu um abalo significativo com o descomissionamento das centrais a carvão, observa-se uma tendência contrária nas renováveis, tendo a capacidade instalada registado um aumento de cerca de 6,5 GW desde 2020. Este crescimento resulta maioritariamente da instalação de centrais solares fotovoltaicas que, neste período, cresceu 5,7 GW, ou seja, 87,7%.

Concretamente durante o ano de 2025, registou-se um aumento de 1,1 GW na capacidade instalada renovável em território nacional, o que representa um aumento de 4,4% face ao ano anterior. Tal como tem acontecido nos últimos anos, o solar fotovoltaico foi o contribuidor quase integral para este

crescimento, com um incremento de 1 138 MW na capacidade instalada. Este aumento inclui também a instalação de Unidades de Pequena Produção (UPPs), com um aumento de cerca de 191 MW, e de Unidades de Produção para Autoconsumo (UPACs), com cerca de 321 MW.

Como já referido, a mais recente revisão do PNEC 2030 alterou as metas de incorporação de capacidade renovável nacionais. Sendo assim, Portugal necessitará de instalar 23 GW tendo em conta a potência atualmente instalada. Para isto, precisará de um contexto regulatório e económico favorável ao investimento em nova capacidade renovável, para que o sucesso das metas estabelecidas no PNEC 2030 sejam atingidas.

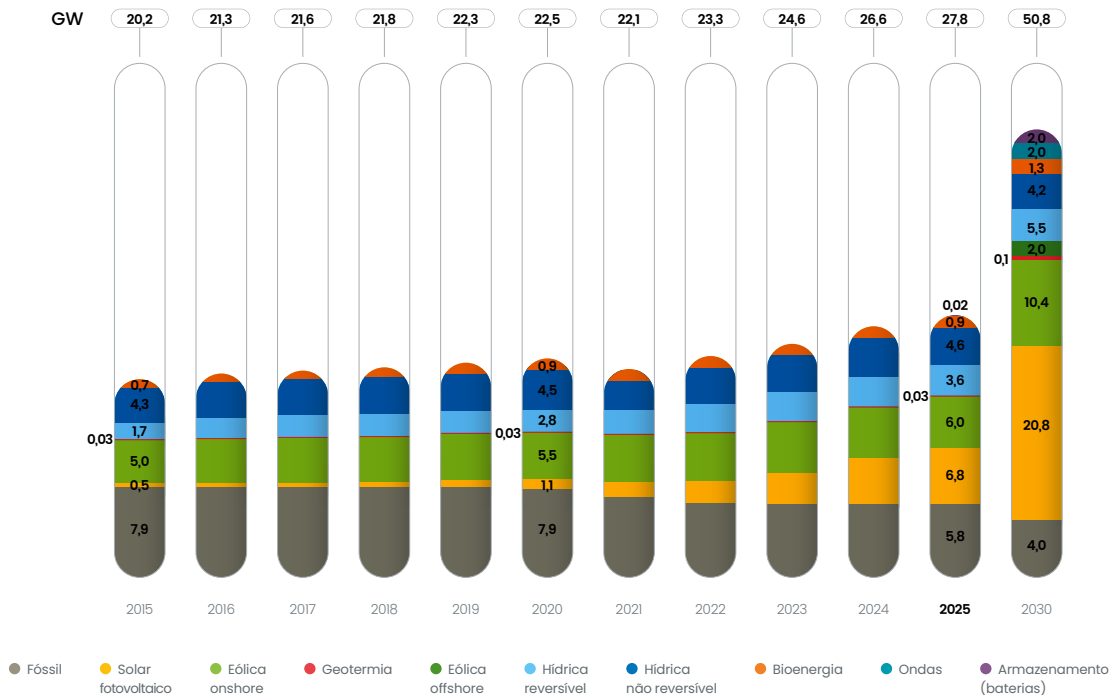


Figura 6
Evolução da capacidade instalada no sistema eletroprodutor português. Fontes: REN; DGE; revisão PNEC; Análise APREN.

Em 2025, a produção de eletricidade em Portugal Continental atingiu um total de 48 903 GWh, dos quais 75,6% tiveram origem em fontes renováveis, diminuindo em 4,9 p.p. o valor alcançado de incorporação renovável no ano transato

De seguida, procede-se à análise detalhada do comportamento das tecnologias com maior peso no sistema eletroprodutor de Portugal, com o objetivo de identificar os regimes de funcionamento mais frequentes e compreender

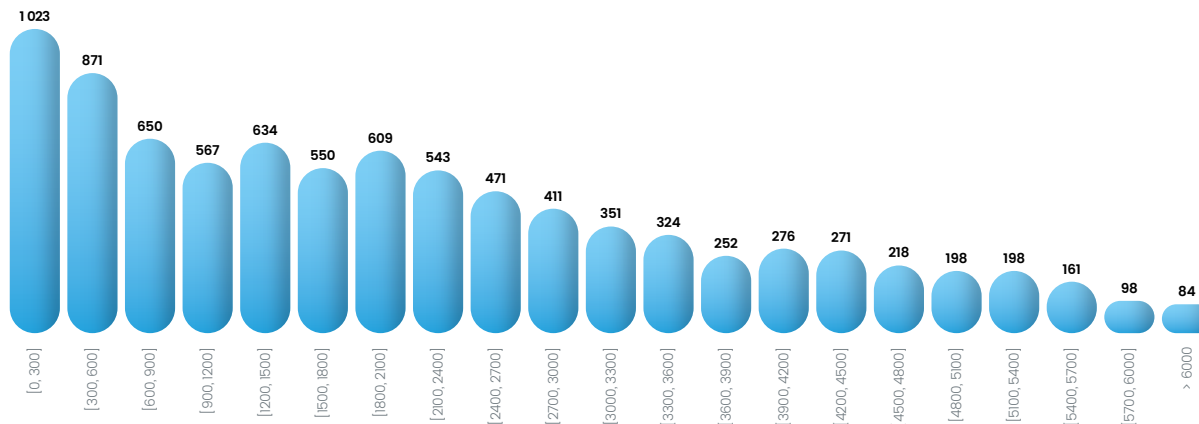
a dinâmica de operação das principais fontes de energia ao longo do ano.

Relativamente à produção de origem hídrica, os dados evidenciam uma concentração predominante em níveis de potência mais baixos. Ao longo das 8 760 horas consideradas, 4 904 (55,8%) corresponderam a regimes de funcionamento iguais ou inferiores a 2 100 MW. O intervalo entre 0 e 300 MW destacou-se como o mais frequente, acumulando 1 023 horas,

Tecnologia Hídrica



N.º de horas



Potência [MW]

Figura 7

Distribuição anual de frequência da potência operacional para a tecnologia hídrica em 2025. Fonte: REN; Análise APREN.

o equivalente a aproximadamente 12% do total anual. Entre 600 e 2 400 MW observa-se uma faixa de relativa estabilidade, na qual as horas de operação se distribuem de forma bastante homogênea, sem variações acentuadas entre classes de potência adjacentes.

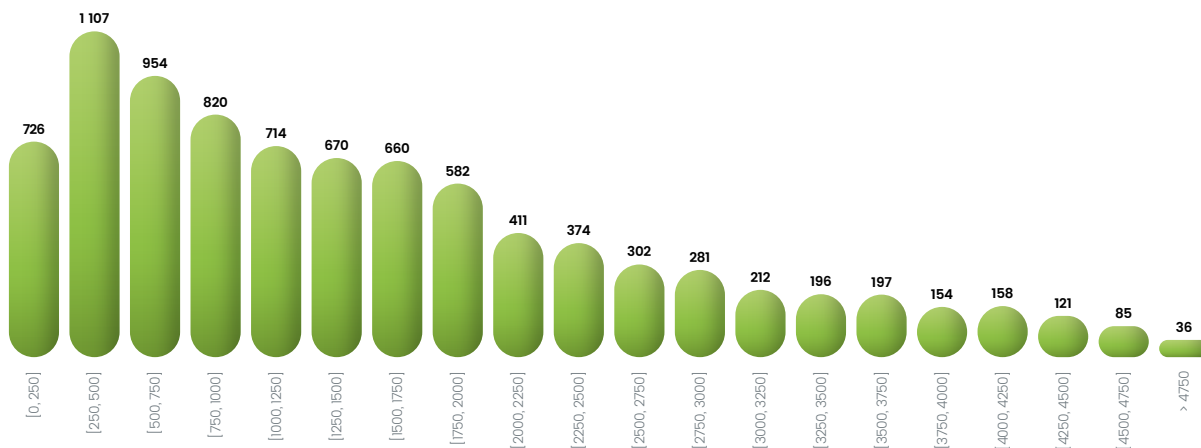
No caso da tecnologia eólica, identifica-se um padrão de funcionamento idêntico ao verificado para a hídrica, com maior concentração de horas em níveis de potência mais

baixos. O intervalo entre 250 e 500 MW correspondeu ao mais representativo, somando 1 107 horas de operação. A partir desse patamar, verifica-se uma tendência decrescente no número de horas registadas à medida que a potência aumenta, evidenciando menor frequência de funcionamento em regimes de potência mais elevados.

Tecnologia Eólica



N.º de horas



Potência [MW]

Figura 8

Distribuição anual de frequência da potência operacional para a tecnologia eólica em 2025. Fonte: REN; Análise APREN.



Quanto à tecnologia solar, a repartição das horas de operação pelos diferentes regimes de potência revela-se relativamente equilibrada, à exceção do intervalo entre os 0 e os 200 MW, traduzindo os valores noturnos. Ainda assim, destaca-se o acréscimo significativo nos regimes mais elevados, refletindo

de forma clara a expansão da capacidade instalada e o reforço do investimento: verificou-se um aumento de 668 horas no escalão acima dos 1 800 MW face ao ano anterior, sendo particularmente expressivo o crescimento de 633 horas no intervalo superior a 2 400 MW.

Tecnologia Solar



N.º de horas

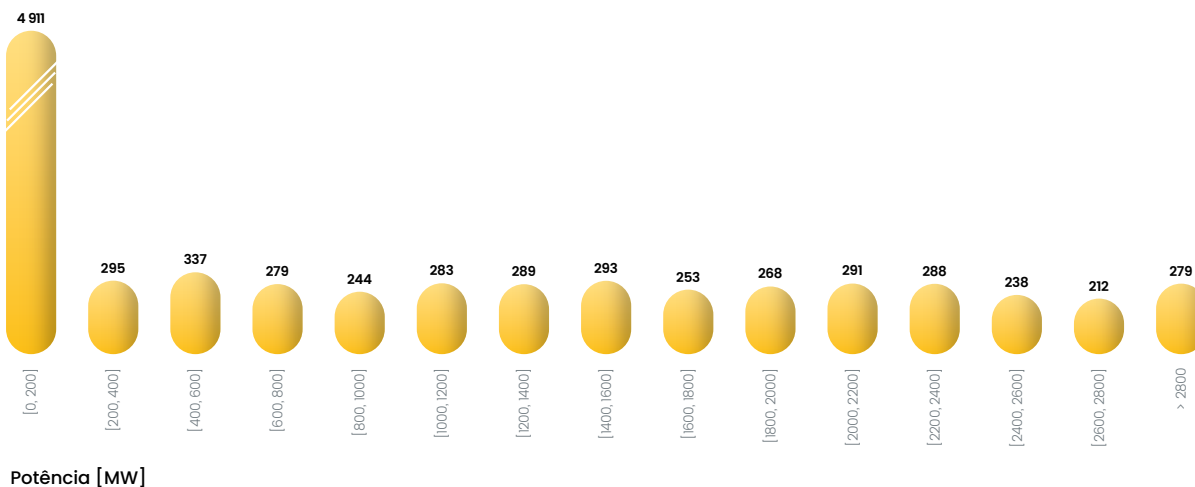


Figura 9
 Distribuição anual de frequência da potência operacional para a tecnologia solar em 2025. Fonte: REN; Análise APREN.

Relativamente à biomassa, o seu perfil de funcionamento confirma uma lógica típica de *base-load*, com operação tendencialmente estável ao longo do ano. O intervalo de potência entre 290 e 370 MW destacou-se como o mais frequente, concentrando 7 793 horas de funcionamento, o que corresponde a cerca de 89% do total registado em 2025.

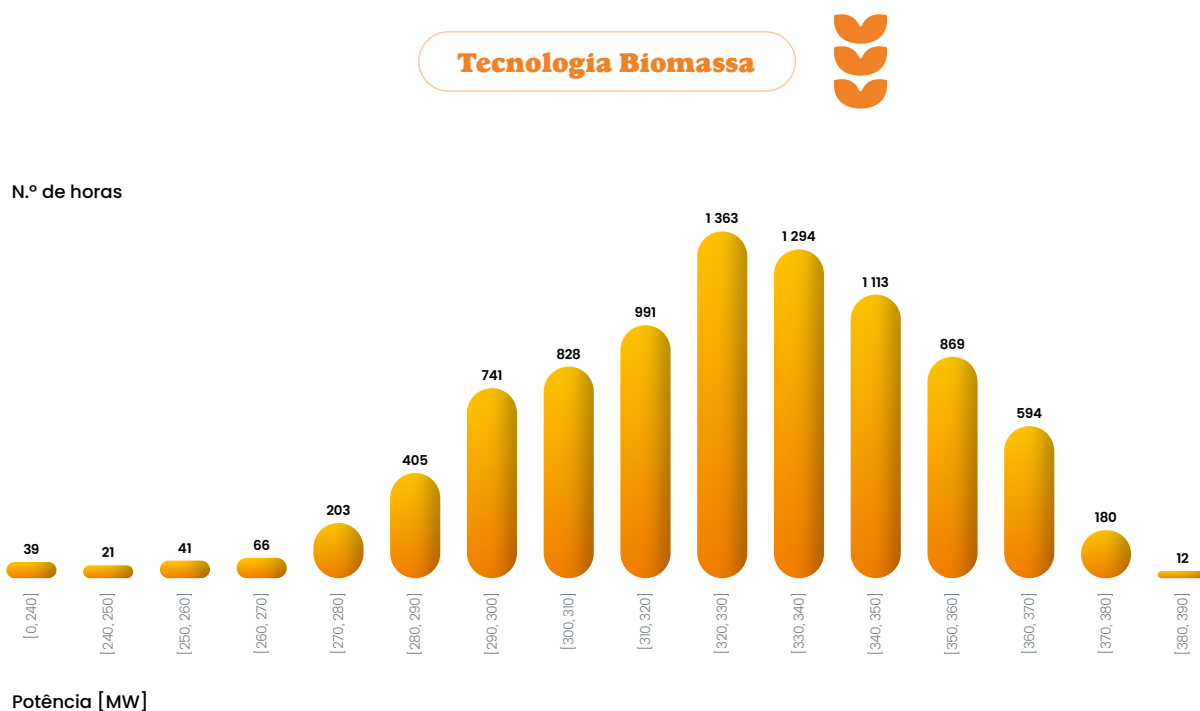


Figura 10
Distribuição anual de frequência da potência operacional para a tecnologia biomassa em 2025. Fonte: REN; Análise APREN.



A avaliação do comportamento sazonal das principais fontes de produção elétrica permite, através dos seguintes histogramas, caracterizar a evolução mensal da disponibilidade dos recursos energéticos de origem endógena.

A análise da produtividade hídrica evidencia um padrão sazonal bem definido ao longo de 2025, com maior disponibilidade de recurso nos primeiros meses do ano e nova recuperação no final do ano. Entre janeiro e maio concentrou-se a fase de maior recurso hídrico, tendência que voltou a

verificar-se em novembro e dezembro. Em maio, o sistema hídrico registou um índice de produtividade hidroelétrica de 1,45 no ano civil, acompanhado de uma energia armazenada nas albufeiras de 2 937 GWh, equivalente a 90,3% da capacidade total disponível.

Ainda neste ciclo inicial, fevereiro destacou-se pelo nível elevado de potência de funcionamento, com cerca de 3,5 GW, onde aproximadamente 75% das horas do mês a potência se situou em valores iguais ou inferiores a 4,5 GW. Com a entrada

Tecnologia Hídrica



Potência [MW]

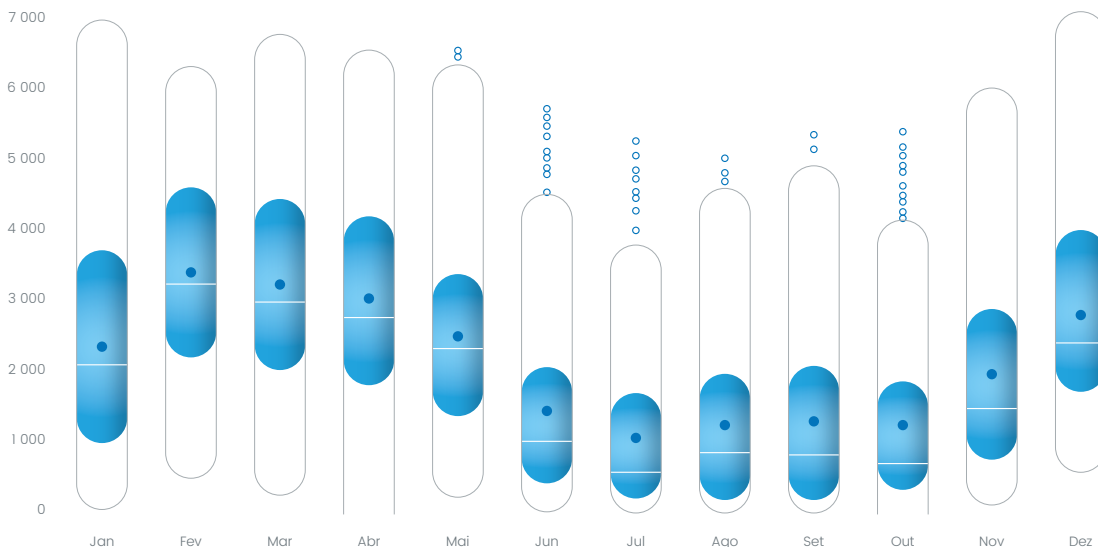


Figura 11
Distribuição mensal da potência operacional horária média para a tecnologia hídrica 2025. Fonte: REN; Análise APREN.

no período estival, marcado por condições mais quentes e secas, verificou-se uma contração progressiva do recurso hídrico, atingindo o seu mínimo em julho. Nesse mês, 75% do das horas do mês fixou-se em torno de 1,8 GW, refletindo a menor disponibilidade de recurso nesse período.

No que respeita à produtividade eólica, identifica-se igualmente um comportamento sazonal, ainda que menos marcado do que o observado na hídrica. De forma geral, os níveis de potência de operação tendem a ser inferiores entre

maio e outubro, aumentando nos restantes meses do ano. Entre os meses analisados, fevereiro destacou-se negativamente por apresentar um valor atipicamente reduzido de produtividade, aproximando-se dos níveis normalmente registados no período estival. Em contraste, janeiro revelou-se o mês de maior expressão da produção eólica, com cerca de 2,5 GW.

Tecnologia Eólica



Potência [MW]

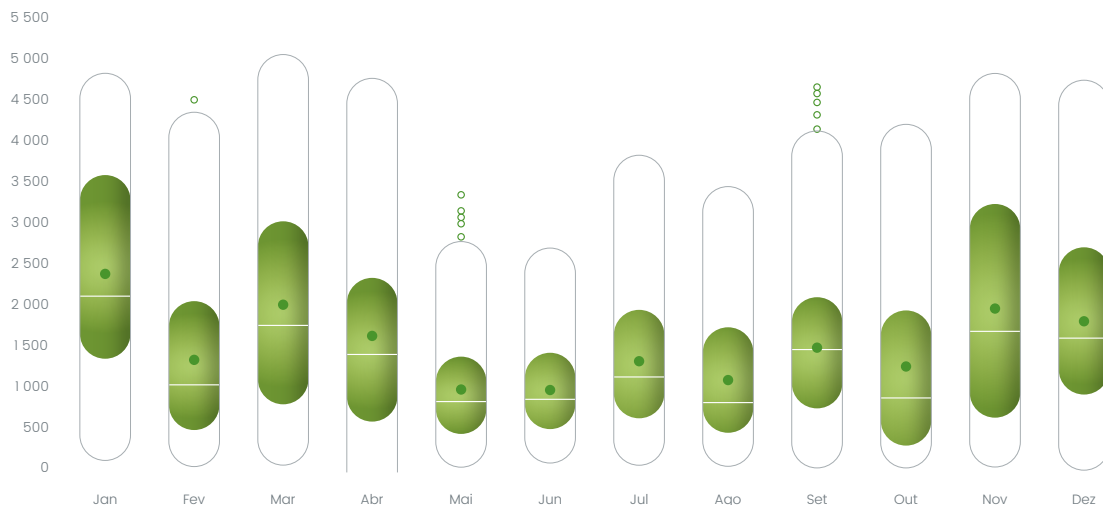


Figura 12

Distribuição mensal da potência operacional horária média para a tecnologia eólica em 2025. Fonte: REN; Análise APREN.

No que diz respeito à produção solar fotovoltaica, é evidente a sua forte relação com a variação típica da irradiância, com maior intensidade nos meses de primavera e verão e menor expressão no outono e inverno. Essa dinâmica reflete-se na dispersão dos valores: os meses de maior insolação apresentam intervalos interquartis mais amplos, enquanto nos

períodos de menor radiação a variabilidade é naturalmente mais reduzida. Comparativamente ao ano anterior, observa-se apenas um ligeiro aumento na amplitude das distribuições mensais, o que sugere um crescimento da capacidade instalada em 2025, sem alterações estruturais significativas no perfil de produção.

Tecnologia Solar



Potência [MW]

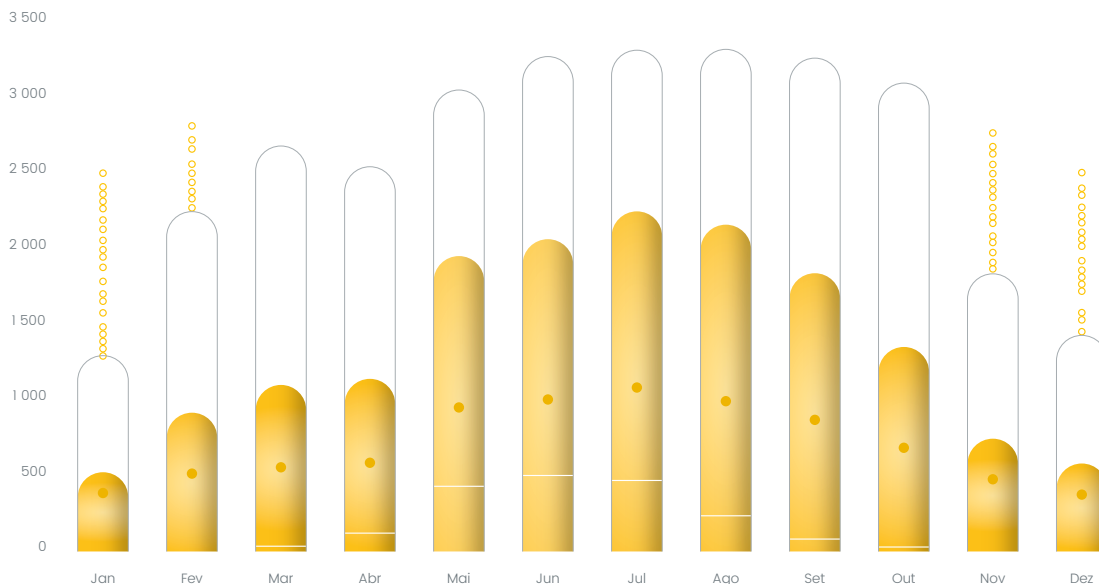


Figura 13
Distribuição anual de frequência da potência operacional para a tecnologia solar em 2025. Fonte: REN; Análise APREN.

Por sua vez, as centrais a biomassa mantêm um padrão típico de funcionamento em regime de baseload, evidenciado por níveis de produtividade relativamente estáveis ao longo dos meses e por uma reduzida variabilidade na sua operação.

Nos primeiros meses de 2025 verificou-se um elevado contributo da geração renovável para o mix de produção elétrica, com a quota de incorporação renovável a ultrapassar os 80% entre janeiro e maio. O mês de abril destacou-se neste contexto, registando um valor máximo

de 82,2%. Considerando o conjunto do ano, a incorporação renovável média mensal situou-se em 75,6%, evidenciando a relevância das fontes renováveis no abastecimento elétrico. Neste enquadramento, o mercado grossista apresentou encerramentos com geração 100% renovável durante 1 433 horas não consecutivas ao longo do ano, o que corresponde a, aproximadamente, 60 dias. O preço médio da eletricidade nessas horas foi de 73,00 €/MWh, refletindo o comportamento do mercado em períodos de elevada disponibilidade de produção renovável.

Tecnologia Biomassa



Potência [MW]

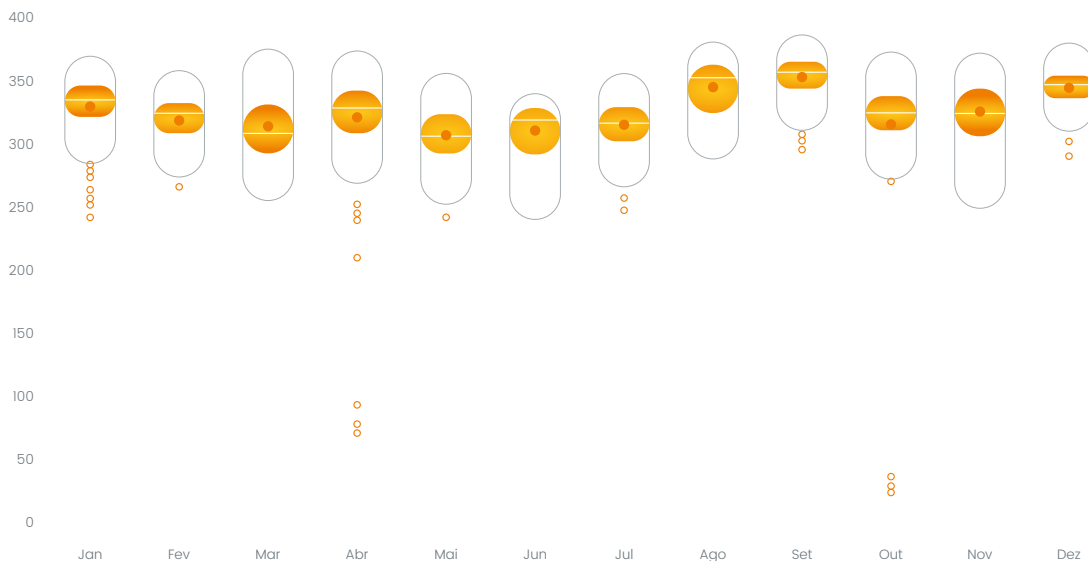


Figura 14

Distribuição anual de frequência da potência operacional para a tecnologia biomassa em 2025. Fonte: REN; Análise APREN.

diário da radiação solar, com valores máximos durante as horas centrais do dia e redução acentuada durante os períodos de nebulosidade e durante a noite, refletindo a natureza circadiana desta fonte energética. Quanto à biomassa, observou-se uma operação mais regular ao longo do tempo, característica associada ao seu papel de suporte ao sistema.

De destacar o apagão ocorrido no mês de abril de 2025, onde é visível os valores nulos nas tecnologias solar e biomassa (ampliadas na figura). No caso da hídrica, teve uma recuperação mais rápida com "blackstart".

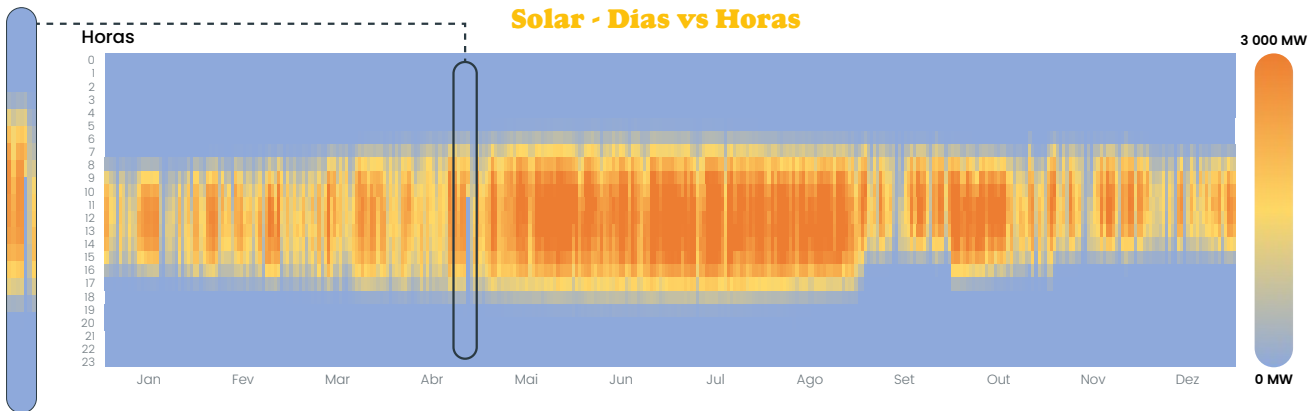


Figura 17
Distribuição horária da potência operacional média, em 2025, para a tecnologia solar. Fonte: REN; Análise APREN.

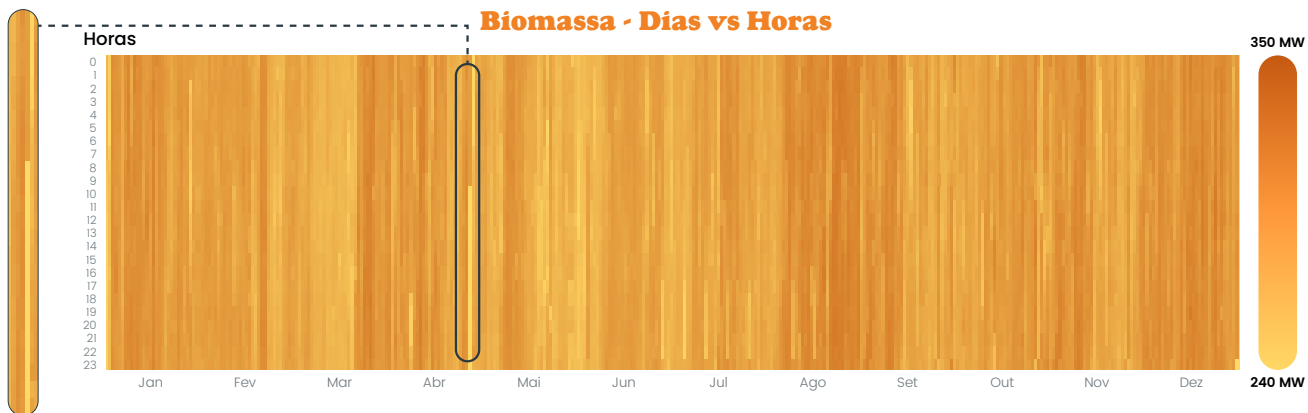


Figura 18
Distribuição horária da potência operacional média, em 2025, para a tecnologia biomassa. Fonte: REN; Análise APREN.



O mercado da eletricidade em 2025

Em 2025, o mercado grossista de eletricidade do MIBEL apresentou um preço médio horário de 66,18 €/MWh, valor que se manteve relativamente próximo do registado no ano anterior, evidenciando uma variação global pouco expressiva. A análise da série anual mostra a ocorrência de preços negativos entre março e outubro, com o valor mínimo absoluto a ser observado em abril, fixando-se em - 5,00 €/MWh. Durante os meses de inverno, nomeadamente janeiro e fevereiro, os preços mínimos horários situaram-se em torno de 0 €/MWh, sendo que o valor mínimo mais elevado ocorreu em janeiro. O aumento da frequência de preços negativos no mercado elétrico nacional tem sido associado ao crescimento da geração renovável, que, em determinados períodos, gera excedentes de produção face

à procura. Este fenómeno reforça a necessidade de desenvolver soluções de flexibilidade energética, em particular sistemas de armazenamento, de forma a mitigar o desfasamento temporal entre momentos de elevada produção e períodos de maior consumo, promovendo uma maior estabilidade do sistema elétrico em Portugal.

Nos anos posteriores aos choques económicos associados à pandemia e ao conflito geopolítico no leste europeu, verificou-se uma trajetória de estabilização dos preços médios anuais, acompanhando o crescimento estrutural da produção renovável. Neste contexto, o sistema elétrico de Portugal atingiu em 2025 um novo recorde de geração renovável, totalizando

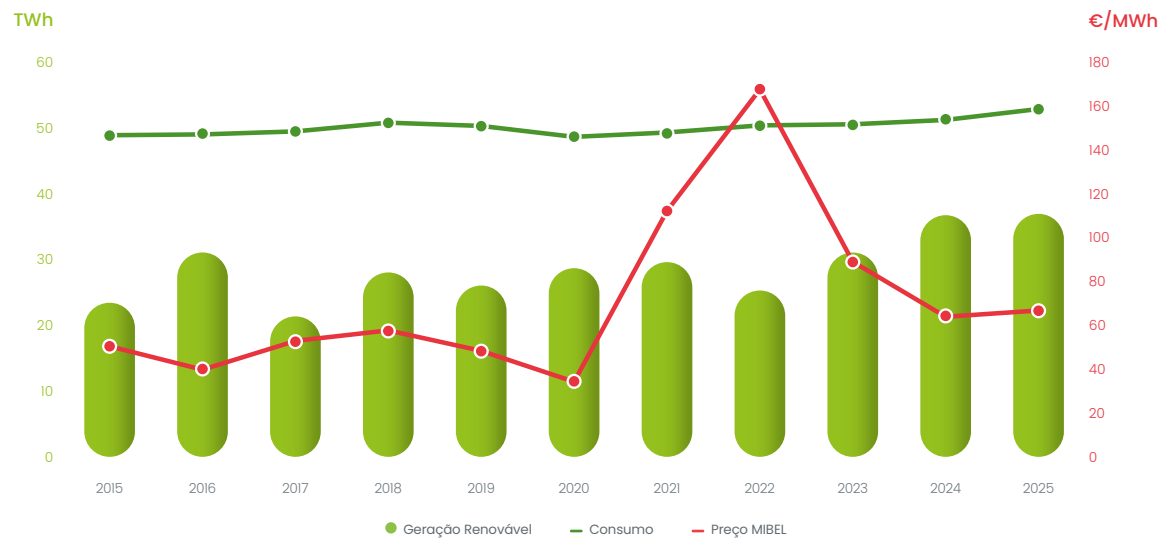


Figura 19
Preço da eletricidade no MIBEL em Portugal, geração de eletricidade renovável e consumo de eletricidade. Fontes: OMIE; REN; Análise APREN.



37 TWh. Paralelamente, o consumo nacional também alcançou um máximo histórico, situando-se em 53 TWh, o que sugere uma retoma gradual da atividade econômica e da procura energética após a contração observada em 2022, num período marcado pela crise energética resultante do conflito na Ucrânia.

No ano em análise, o preço médio do gás natural registou um ligeiro acréscimo, fixando-se em 36,12 €/MWh, o que representa um aumento de 1,48 €/MWh face ao período anterior.

No preço médio das licenças de emissão de CO₂, verificou-se um aumento de 8,62 €/tCO₂, atingindo 73,91 €/tCO₂. Este comportamento está relacionado com alguns fatores: (1) a

redução de oferta de licenças por parte do Sistema Europeu de Comércio de Emissões (EU ETS), provocando uma maior pressão na procura; (2) a antecipação das metas climáticas europeias, o que implica reduzir ainda mais o teto das licenças nos anos seguintes; (3) o reforço regulamentar da EU ETS, alargando a novos setores a necessidade de obter licenças e a redução de licenças do mercado por parte da Reserva de Estabilidade do Mercado (MSR); (4) o aumento da demanda industrial, aumentando também a procura por estas licenças; (5) o contexto financeiro global, com a subida das taxas efetivas de carbono a nível internacional, expandindo o número de países com mecanismos de preço de CO₂, cobrindo mais setores e aumentando a valorização do preço do carbono.

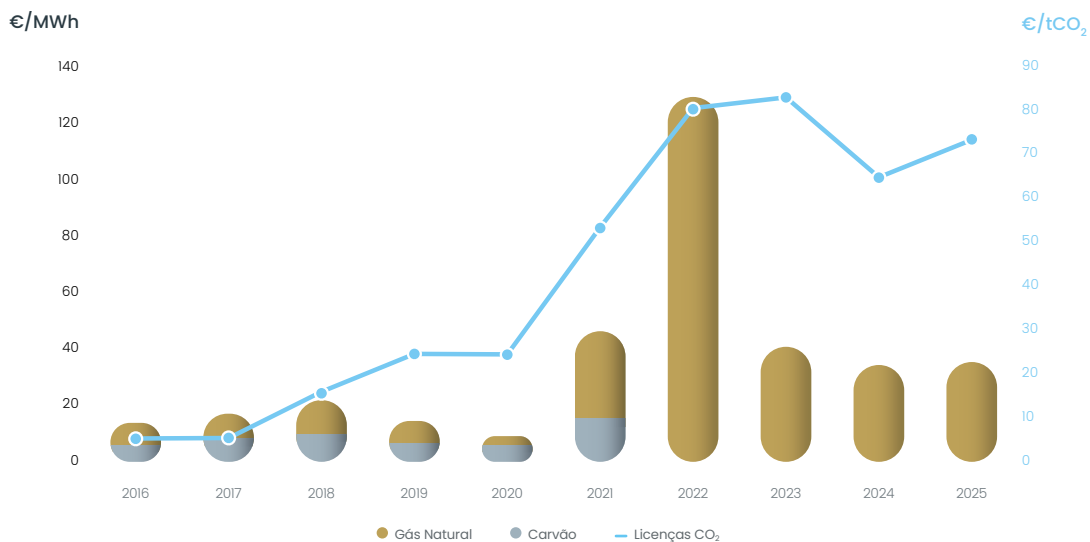


Figura 20

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

Desta forma, a tendência deste instrumento voltou a sofrer uma subida, contrário ao que tinha acontecido em 2024, reforçando a importância da descarbonização. Concretamente no setor elétrico, estima-se que as renováveis tenham permitido uma poupança de 710 milhões de euros em licenças de emissão.

Em 2025, Portugal apresentou um total de 200 horas em que os preços registados no mercado grossista de eletricidade foram negativos, com uma média de $-0,96 \text{ €/MWh}$. Num contexto europeu, onde as horas com preços negativos não são uma novidade, estes valores fazem de Portugal um país com poucas horas negativas, sendo o segundo mais baixo, e a uma média de preços negativos elevada, sendo o mais alto.

Observando os países europeus integrados na análise, destaca-se a Áustria com o preço negativo mais baixo, posicionando-se no quadrante de mais horas com preços negativos e com preços mais baixos. No caso da Alemanha, apresenta o valor mais elevado de horas com preços negativos e o segundo valor mais baixo da média de preços horários negativos. Este facto deve-se à elevada produção renovável, resultante da incorporação eólica e solar, complementada pela falta de capacidade de armazenamento e baixa flexibilidade no sistema, que acontece atualmente na Alemanha. No caso da Áustria, por estar fortemente integrada no mercado alemão, acaba por ser condicionada pelos preços praticados no país vizinho. De destacar a Noruega, que é o país com menor número de horas, apesar de ter uma média de valores negativos superior aos da Península Ibérica.

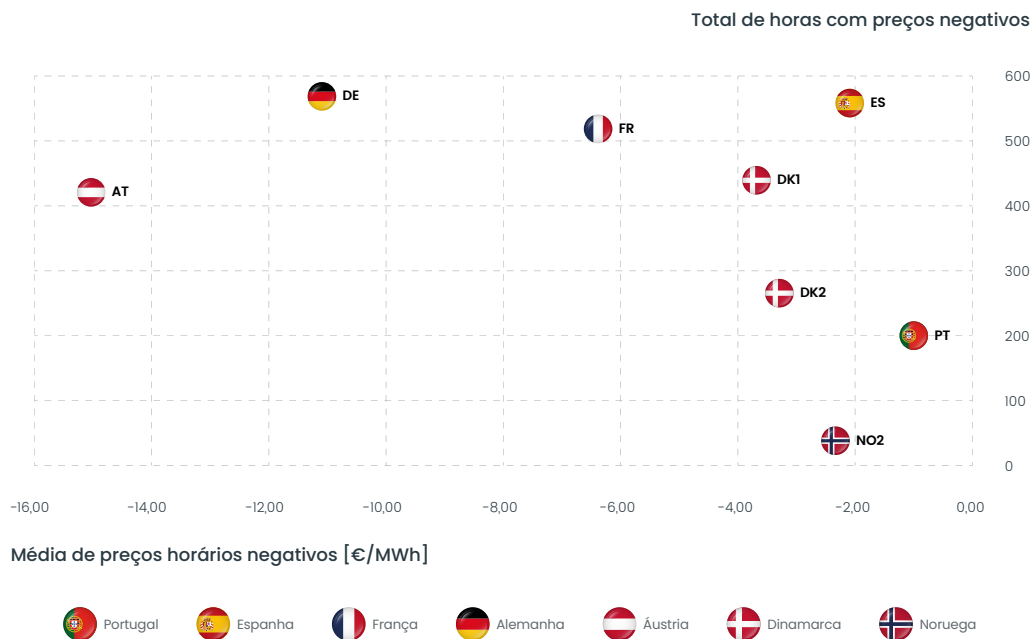


Figura 21
Total de horas com preços negativos vs. Média dos preços negativos em 2025. Fontes: OMIE; ENTSOE; Análise APREN.

Relativamente às emissões de gases com efeito de estufa (GEE), o sistema eletroprodutor português registou emissões totais de aproximadamente 2,86 MtCO₂-eq, ao longo de 2025, o que corresponde a um crescimento de cerca de 57% face ao ano anterior. Este aumento esteve sobretudo associado à maior utilização de geração a partir de gás natural como fonte de suporte ao sistema elétrico.

Em termos de intensidade carbónica, observou-se um valor médio de 63 gCO₂ por kWh produzido, refletindo um

agravamento moderado do indicador relativamente a 2024. Apesar deste aumento relativo das emissões, a elevada participação de fontes renováveis permitiu evitar cerca de 10,8 Mt de emissões de dióxido de carbono ao longo do ano.

Quanto aos índices de produtividade, o ano de 2025 caracterizou-se por condições favoráveis de recurso natural para a produção renovável, com índices de produtividade hídrica, eólica e solar de 1,31, 0,99 e 0,89, respetivamente.

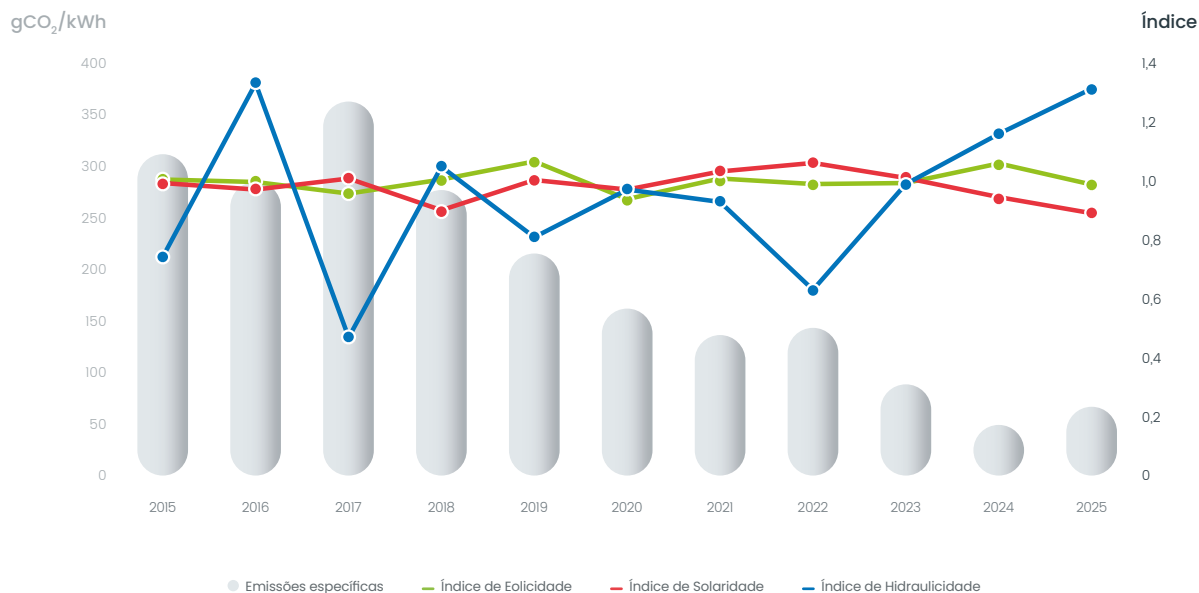


Figura 22
Emissões específicas de CO₂ e índice de hidraulicidade, eolicidade e solaridade. Fonte: REN; Análise APREN.

Trocas internacionais em 2025

Em 2025, o sistema elétrico português manteve uma posição estruturalmente importadora, ainda que o saldo líquido tenha diminuído ligeiramente face a períodos anteriores, situando-se próximo da média observada nos últimos três anos. No final do ano, o balanço comercial de eletricidade fechou com um saldo importador de 9,4 TWh, resultante de 13,3 TWh de energia adquirida no exterior e de 4,5 TWh de energia exportada, no contexto do mercado ibérico gerido pelo MIBEL.

O recurso a eletricidade importada contribuiu para reduzir a necessidade de ativação de centrais baseadas em

combustíveis fósseis para satisfazer a procura interna, mitigando assim o potencial aumento das emissões de gases com efeito de estufa e os respetivos impactos ambientais.

Apesar da elevada participação das fontes renováveis na produção nacional, que continuaram a limitar a utilização de geração fóssil, o crescimento da procura energética ao longo do ano influenciou o aumento do saldo importador. Este comportamento tornou a aquisição de eletricidade no mercado ibérico uma opção economicamente competitiva para assegurar o equilíbrio entre oferta e consumo.

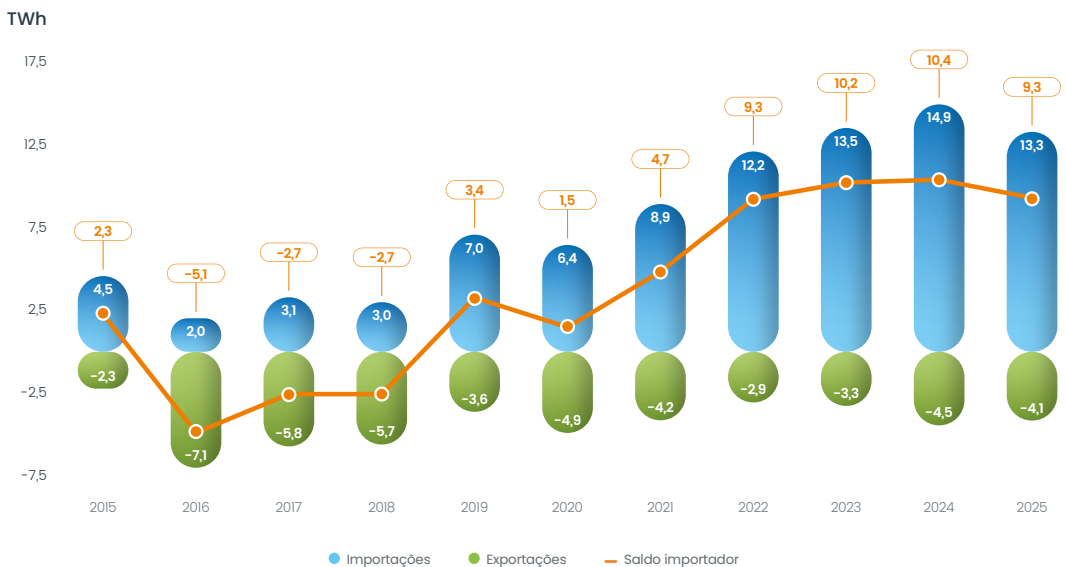


Figura 23
Trocas internacionais de eletricidade de Portugal entre 2015 e 2025. Fontes: REN; Análise APREN.

A análise da evolução mensal das trocas elétricas internacionais em 2025 evidencia a manutenção de um perfil estruturalmente importador ao longo de todo o ano, não se registrando qualquer mês em que o saldo tenha sido negativo. O valor mínimo ocorreu em abril, quando o saldo importador se fixou em 99 GWh, sendo este o mês onde ocorreu o apagão ibérico. Por outro lado, os maiores volumes de importação verificaram-se entre junho e outubro, destacando-se o mês de outubro, que apresentou um saldo importador de 1 427 GWh. Dentro deste intervalo, setembro registou um ligeiro abrandamento relativo, com 1 103 GWh,

antes de se observar a subida para o máximo mensal no período subsequente.

A dinâmica das trocas internacionais está associada à evolução da capacidade de geração renovável instalada em Portugal. Essas trocas são realizadas com Espanha, que em 2025 teve uma incorporação renovável de 54,4% na produção. Este valor traduz uma grande incorporação renovável nas exportações realizadas para Portugal.

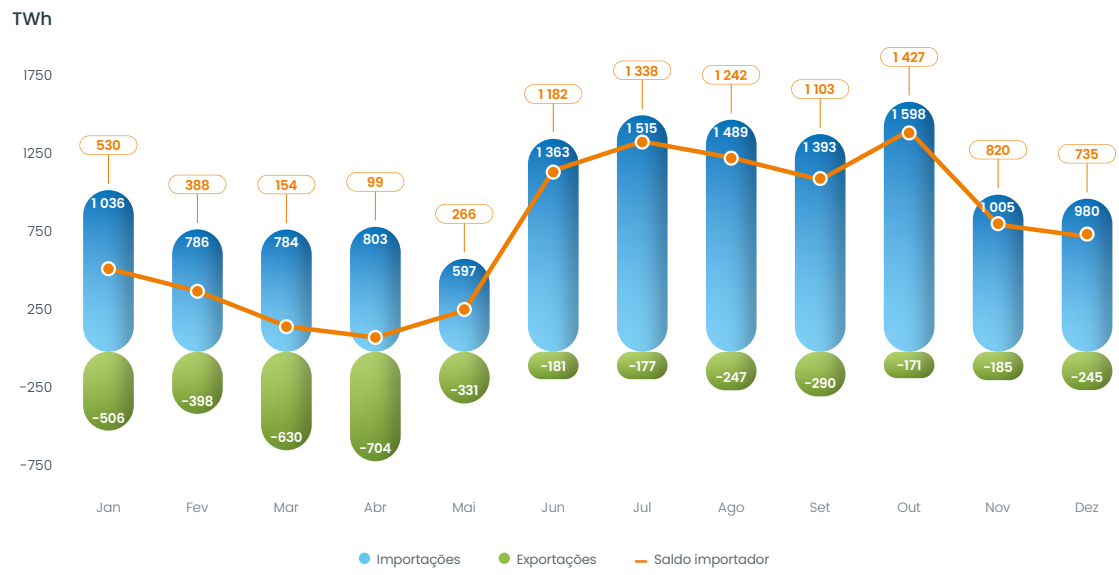


Figura 24
Trocas internacionais de eletricidade, mensais, de Portugal em 2025. Fonte: REN



No horizonte 2026

Em perspetiva global, a informação apresentada permite afirmar que 2025 se manteve um favorável para o desempenho operacional do setor das energias renováveis, apesar de desafiante. Contudo, face às metas levantadas, considera-se que a evolução foi relativamente limitada, não se verificando alterações estruturais significativas no enquadramento regulatório que permitam acelerar o desenvolvimento necessário ao setor.

Este contexto faz com que 2026 se apresente como um ano de transição crítica para o setor energético em Portugal e na Europa, dando início à segunda metade da década, o que aproxima cada vez mais o ano para as metas: 2030. Após um ciclo marcado por revisões estratégicas ambiciosas, sucessivos pacotes regulatórios e forte pressão para a descarbonização, inicia-se uma fase de materialização efetiva de resultados, onde o sucesso das políticas energéticas dependerá da sua concretização prática.

O setor da energia assume hoje um papel estratégico transversal, funcionando como elemento central da política industrial, da competitividade económica e da segurança económica. Deixou de ser apenas um domínio produtivo para se tornar um instrumento de autonomia estratégica e estabilidade política europeia.

O contexto geopolítico constitui um dos principais fatores de incerteza para 2026. A persistência de tensões internacionais, quer na Ucrânia ou noutras regiões do globo, tem reforçado a utilização da energia como mecanismo de influência económica e política. Paralelamente, a expansão acelerada das tecnologias de inteligência artificial, computação de alto desempenho e centros de dados tem provocado um crescimento estrutural da procura energética.

Portugal apresenta condições naturais favoráveis para atrair este tipo de investimento, embora subsistam limitações relevantes ao nível da capacidade de transporte e distribuição de eletricidade, cuja expansão tende a ocorrer a um ritmo

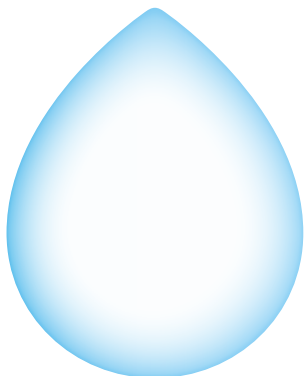
inferior ao da evolução da procura. A modernização e reforço da rede elétrica constituem, por isso, uma prioridade estratégica para prevenir situações de instabilidade operacional.

O desenvolvimento do setor renovável continuará a ser o principal fator de competitividade económica do país, representando uma das suas maiores vantagens comparativas no contexto internacional. Contudo, persistem diversos constrangimentos estruturais, entre os quais processos de licenciamento morosos e burocráticos, saturação parcial das infraestruturas de rede, escassez de recursos humanos especializados, incerteza fiscal e regulatória, atrasos na implementação de sistemas de armazenamento energético e ausência de instrumentos de mercado mais robustos para mecanismos contratuais de longo prazo.

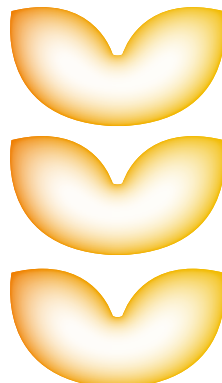
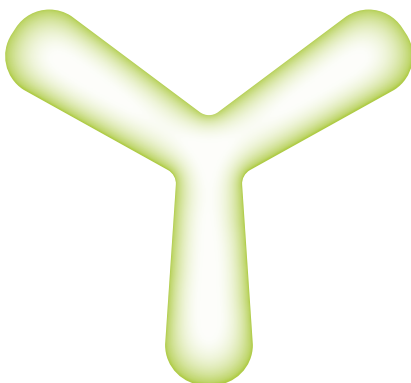
Neste âmbito, a APREN identifica um conjunto de eixos estratégicos essenciais para o reforço da competitividade nacional, destacando a necessidade de promover a eletrificação dos consumos finais, acelerar os processos de licenciamento, reforçar a aceitação social dos projetos energéticos, expandir e integrar a rede elétrica, desenvolver mercados elétricos mais eficientes e mobilizar capital privado para o investimento em soluções híbridas, armazenamento energético e combustíveis renováveis. Adicionalmente, será fundamental fortalecer as cadeias de valor associadas ao setor, promover a qualificação e retenção de talento técnico, e assegurar uma adaptação contínua às dinâmicas geopolíticas e regulatórias internacionais.

Em síntese, Portugal dispõe de condições naturais e técnicas altamente favoráveis ao desenvolvimento das energias renováveis, incluindo recursos solares, eólicos, hídricos e de biomassa, bem como um elevado nível de aceitação social e maturidade empresarial no setor. No entanto, o desafio central reside na capacidade de execução, na velocidade de implementação das políticas e na coerência das decisões estratégicas, fatores que determinam o verdadeiro aproveitamento do potencial existente.





**Portugal precisa
da nossa energia**



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

+351 213 151 621
apren@apren.pt

www.apren.pt

