

2022

**Portugal precisa
da nossa energia!**

Portugal needs our energy!

**2021
ELETRICIDADE
RENOVÁVEL
EM REVISTA**



APREN

Associação
de Energias
Renováveis

ÍNDICE

- 1** Panorama Energético Nacional e Comunitário
- 3** Impacto do setor renovável na dependência energética e na economia nacional
- 5** A Eletricidade em 2021
- 7** Mercado da Eletricidade
- 11** Emissões de carbono
- 12** Trocas Internacionais de Portugal

Panorama Energético Nacional e Comunitário

À semelhança do ano anterior, 2021 foi um ano de muitos desafios devido à crise pandémica. O retomar da normalidade, ainda que temporário, revelou fragilidades no setor energético face à ainda significativa dependência nacional dos combustíveis fósseis.

Observou-se um regresso da recuperação do consumo de energia, mesmo que ainda aquém da realidade pré-pandemia. Paralelamente, houve uma incapacidade de resposta por parte dos produtores mundiais e operadores logísticos de armazenamento de gás natural para fazer face a este aumento, devido a uma série de interrupções não programadas, o que levou à escassez de oferta, e por sua vez, a um aumento sem precedentes do preço do gás natural.

A esta situação associou-se ainda o aumento do preço das licenças de emissão de CO₂, que culminou num preço da eletricidade elevado, sendo que 4/5 do impacto no aumento do preço de eletricidade se deve ao aumento do preço do gás natural. Com isto, e com o aumento dos incentivos e metas a nível europeu, a produção de eletricidade renovável tornou-se cada vez mais uma realidade inadiável, e surge um crescente número de oportunidades neste setor.

Como nos anos anteriores, 2021 foi um ano de grande desenvolvimento no setor energético, com metas novas e ambiciosas, a evolução do reconhecimento do hidrogénio como vetor energético indispensável à transição energética, entre outros. Em resumo, destacam-se os seguintes acontecimentos:

1) Foram encerradas as centrais a carvão em Portugal, com o ano a iniciar-se com o fecho da central de Sines. Em novembro, foi cessada a atividade na central termoelétrica do Pego, o que resultou num mês de dezembro em que não foi produzida eletricidade através da queima de carvão, algo que não acontecia desde 1985. Neste cenário, as emissões de CO₂ reduziram bastante, tendo ainda assim sido evitadas 1,4 milhões de toneladas, valor que reflete a necessidade de esgotar o carvão existente.

2) Foi criado o Plano de Recuperação e resiliência (PRR), desenvolvido para implementar um conjunto de reformas e investimentos para alavancar a economia pós-crise pandémica, com 3 059 M€ associados à transição climática. Nesta dimensão foram consideradas 6 componentes com intervenção em áreas estratégicas:

- i) Mar;
- ii) Descarbonização da Indústria;
- iii) Bioeconomia Sustentável;
- iv) Eficiência Energética dos Edifícios;
- v) Hidrogénio e Renováveis;
- vi) Mobilidade Sustentável.

3) O mercado do hidrogénio esteve (e está cada vez mais) em forte crescimento. Em 2021 foram anunciados mais de 750 projetos de grande escala para a Europa, no âmbito dos setores de produção de hidrogénio, distribuição, e aplicação na indústria, transporte, sistemas de energia e edifícios. Em Portugal, estão previstos mais de 130 projetos, dos quais se

destacam: o projeto de produção de hidrogénio verde em Sines, que conta com a parceria de 13 entidades e cuja operação deverá iniciar em 2025; o projeto piloto desenvolvido para produção e injeção de hidrogénio verde na rede de gás, a iniciar-se em janeiro de 2022, no Parque Industrial do Seixal; e vários projetos da REN no âmbito da rede, distribuição e mobilidade.

4) Foi apresentado o pacote europeu de novas medidas Fit for 55, que redefiniu os objetivos da redução das emissões de GEE, com a implementação de várias alterações nos principais segmentos do setor da energia. Com o objetivo principal de reduzir os GEE em 55 % até 2030 (relativamente aos valores de 1990), foram propostas várias metas e diretrizes aos estados-membros da UE, entre as quais se destacam:

i) A quota de energias renováveis no consumo final bruto de energia terá de aumentar para 40 % até 2030, com uma eficiência energética de 36 %, e 39 % em relação ao consumo de energia primária;

ii) Definição de incentivos e parâmetros para que a indústria (responsável por 25 % do consumo de energia da UE) altere os processos para que sejam alimentados por energias renováveis, bem como matérias-primas baseadas em energias renováveis, tais como o hidrogénio verde, com o objetivo de aumentar a utilização de FER em 1,1 % anualmente.

iii) Aumentar a quota de FER na produção de hidrogénio consumido pela indústria para 50 %;

iv) Aumentar em 2,1 % a quota de FER no aquecimento e arrefecimento urbano;

v) As FER deverão fornecer 49 % da energia utilizada em edifícios;



vi) Em 2035, todos os veículos no mercado deverão ser *zero-emission* vehicles, ou seja, veículos elétricos/ a hidrogénio. No setor dos transportes, será introduzida uma nova estrutura de taxas, baseada na energia dos combustíveis e no impacto ambiental, em vez do volume como atualmente, o que beneficia principalmente a utilização de eletricidade e hidrogénio no setor. Agregado a estas medidas, todos os membros da UE deverão aumentar, com base em metas estabelecidas para cada membro, a percentagem de FER nos transportes;

vii) Existir um total de 300 GW de energia eólica marítima e 40 GW de energia oceânica em todas as bacias marítimas da UE até 2050;

viii) Utilização do armazenamento distribuído, tais como baterias domésticas e de veículos elétricos, para oferecer à rede flexibilidade e serviços de compensação;

Com base em todas as medidas e metas propostas, tanto a nível europeu

como nacional, é clara a necessidade de aumentar a incorporação de FER no consumo de energia, em todos os setores. Como se pode observar na Figura 1, a incorporação renovável no consumo de eletricidade tem aumentado no consumo final de energia, no aquecimento e arrefecimento, e nos transportes.

Os valores de 2021, provenientes de uma estimativa APREN, evidenciam um aumento relativamente a 2020, que indica que as metas definidas no PNEC serão cumpridas caso este aumento percentual se verifique durante os anos seguintes.

Quando comparadas com os valores do plano europeu Fit for 55, as metas do PNEC são mais ambiciosas, com maior integração renovável. Isto deve-se à necessidade de adaptar o plano europeu a cada país, uma vez que os valores apresentados são um objetivo geral para os membros da União Europeia.

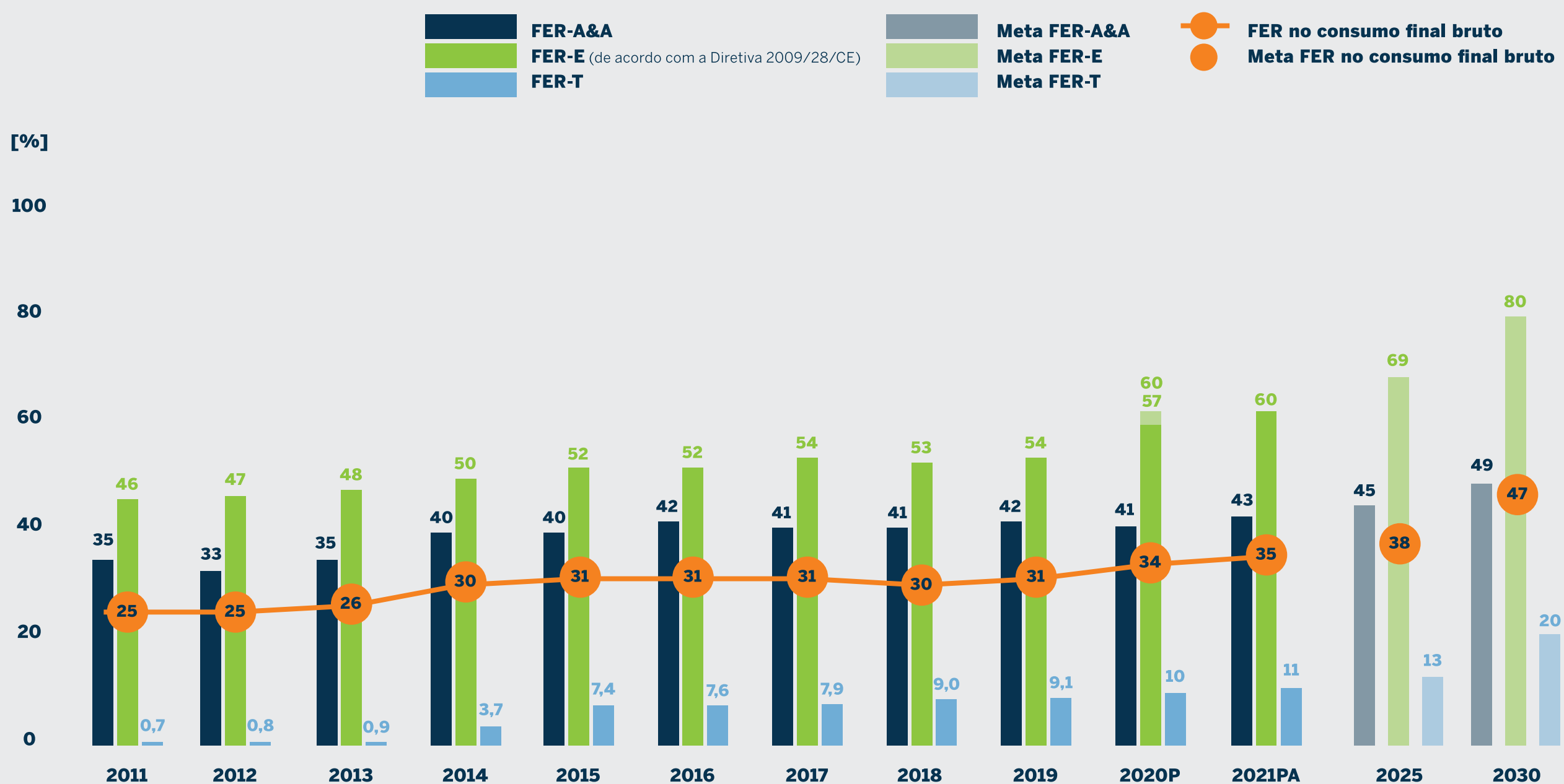


Figura 1 // Incorporação renovável no consumo de eletricidade com normalização de acordo com a Diretiva 2009/28/CE, incorporação renovável no aquecimento e arrefecimento, nos transportes e no consumo final bruto de energia, e metas do PNAER¹ e PNEC. Fonte: DGEG; análise APREN.

¹ Plano de Nacional Acção para as Energias Renováveis

Impacto do setor renovável na dependência energética e na economia nacional

Em relação à dependência energética, é de notar que, a partir de 2017, houve uma clara tendência decrescente, com grande destaque para a diminuição registada em 2020, um valor que ficou bastante próximo da meta do PNEC para 2030.

É necessário ter em conta que ambos os anos foram atípicos, com uma redução significativa do consumo face aos anos anteriores. No entanto, o consumo cresceu em 2021, e Portugal voltou a aumentar a dependência energética para aproximadamente 71 %.

Como demonstrado na Figura 2, o valor de dependência energética apresenta grande variabilidade intra-anual, o que se explica pela variabilidade dos recursos renováveis, nomeadamente do hídrico. Como exemplo, destaca-se o ano de 2020, que registou um valor mínimo de dependência energética de apenas 66 %, ano em que se registou uma incorporação renovável na eletricidade de 62,2 %.

Assim, torna-se evidente o impacto positivo que a integração de mais eletricidade renovável no sistema energético nacional tem na capacitação do país para uma maior independência energética, tornando assim premente o seu crescente desenvolvimento e investimento.

É importante salientar que o valor da dependência energética de 2021 é uma estimativa realizada pela APREN, pelo que o valor poderá variar, tendo em conta o quão atípico foi 2021.

Muito devido aos efeitos da pandemia na atividade económica, o Produto Interno Bruto (PIB) atingiu valores de diminuição históricos em 2020 (8,4 %). No entanto, houve um crescimento acima do previsto em 2021, no valor de 4,9 %, proveniente, em grande parte, da aplicação de fundos da União Europeia face à pandemia.

Como se pode observar na Figura 3, a produção de eletricidade por fontes renováveis contribuiu significativamente para o PIB nos últimos 10 anos, com um intervalo de 1,3 a 2,8 %. No ano de 2021 registou-se o maior valor, indicativo do crescente contributo das fontes renováveis na geração de riqueza, e prevê-se que o valor continue a aumentar nos próximos anos, tendo em conta todos os incentivos e metas no aumento das FER (PNEC 2030, PRR, e metas europeias estabelecidas).

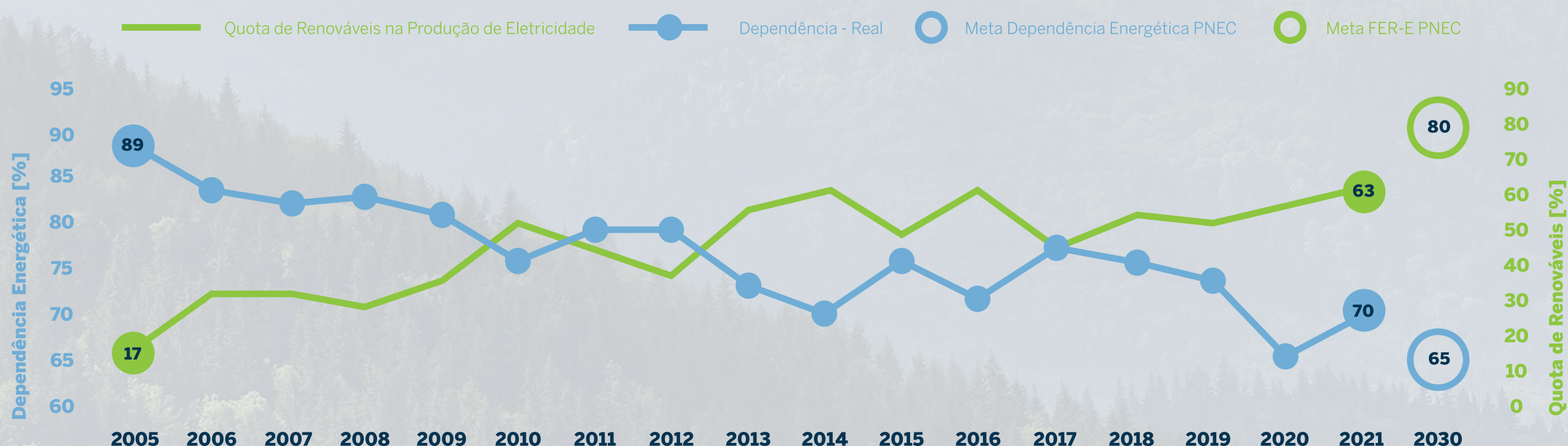


Figura 2 // Dependência energética e incorporação renovável na geração de eletricidade até 2021 e objetivo do PNEC para 2030. Fonte: DGEG; Análise APREN (2021 estimativa APREN).

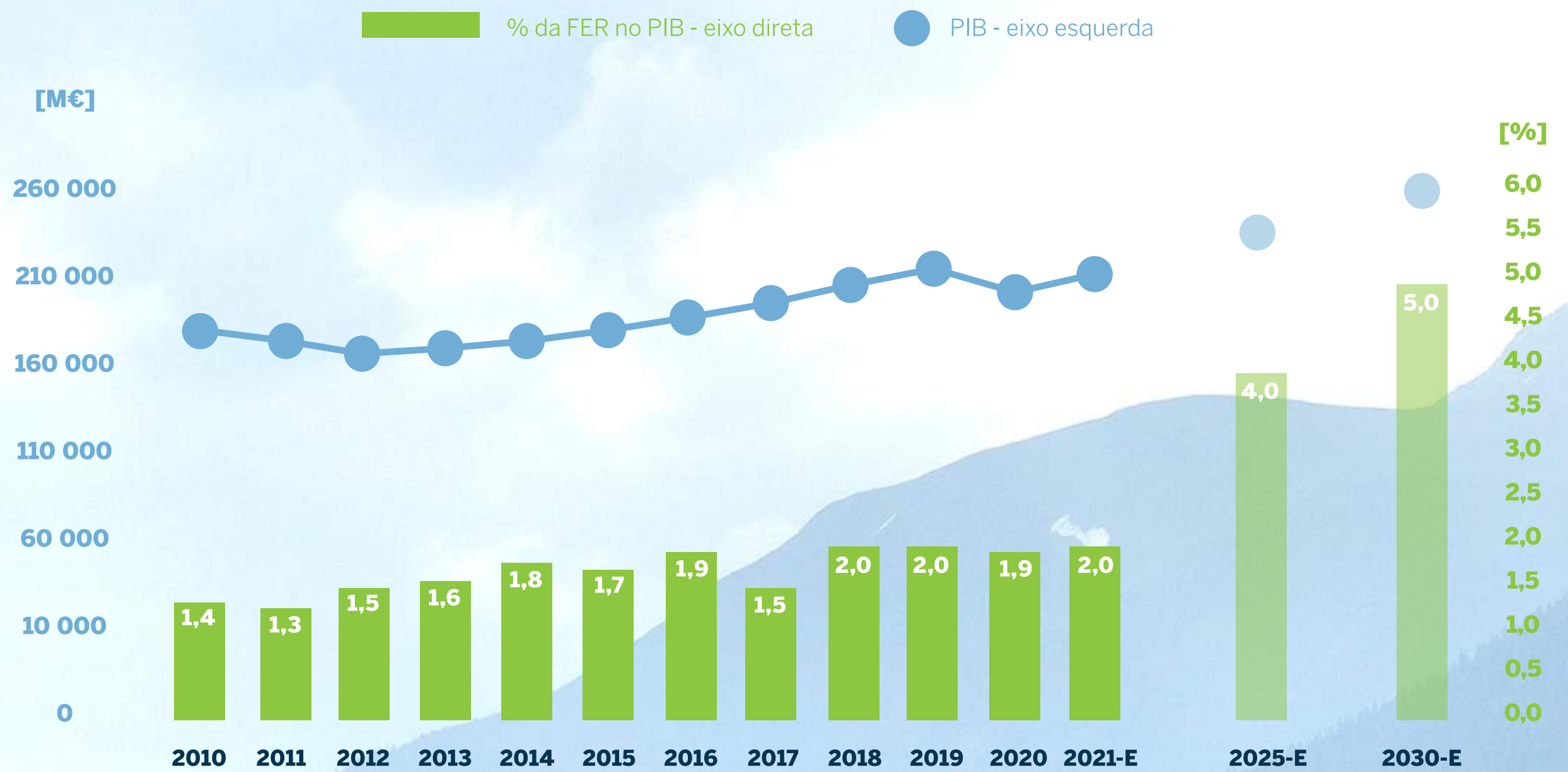


Figura 3 // Impacto do Valor Acrescentado Bruto (VAB) gerado no setor da eletricidade renovável no PIB. Fonte: Deloitte 2014,2019,2021; INE.

A Eletricidade em 2021

No ano de 2021 foram instalados 853 MW de potência renovável, um valor bastante superior ao de 2020 (139 MW) devido, tanto a um maior investimento nas FER, como ao atraso de projetos de 2020, por razões relacionadas com a pandemia.

Este aumento da potência renovável resultou num total instalado de 15,5 GW, o que representa um aumento de 5,8 % face a 2020, e um crescimento anual dentro da média desde 2000 (precisamente 5,8 %). No sentido oposto, a potência elétrica fóssil voltou a diminuir, desta feita em 33 % face a 2020, um valor elevado também proveniente do término da atividade nas centrais a carvão. Com isto, a potência instalada em Portugal diminuiu no último ano, o que não acontecia há mais de 20 anos, com um decréscimo de 4,1 % face a 2021.

Apesar do decréscimo da potência total instalada, o aumento na capacidade renovável instalada é muito significativo, considerando a situação adversa em que se passou o ano de 2021, muito semelhante à de 2020, em que o custo das matérias-primas aumentou e a escassez de vários materiais se manteve (ambos associados à pandemia).

O aumento dos preços dos combustíveis fósseis e das licenças de CO₂ vieram contribuir para de acelerar o investimento nas FER, pois estas permitirem controlar a escalada dos preços do mercado spot de eletricidade, dada a natureza marginalista deste último.

Se os últimos anos foram de mudança, com a definição de novas estratégias para o setor da energia, o PNEC 2030, a Estratégia Nacional para o Hidrogénio (H₂) e importantes revisões legislativas que surgem com o Fit for 55 %, em 2021 foi notório o impacto destas mesmas alterações, que contribuíram para o aumento da incorporação renovável, que vinha a abrandar nos últimos 6 anos.

Dos 853 MW instalados em 2021, grande parte foi de solar fotovoltaico – 701 MW – em que 322 MW foram em capacidade centralizada, 230 em capacidade descentralizada, 126 MW de eólica e 26 MW de biomassa.

Até 2030, prevê-se a continuação do crescimento acentuado da eletricidade solar fotovoltaica, sensivelmente repartida entre unidades de larga escala e unidades de pequena escala distribuídas. Além disso, ocorrerá um aumento da energia eólica, com uma contribuição relevante no reequipamento (*repowering*) das centrais existentes, com aumento da potência de ligação à RESP.

Esta evolução será acompanhada de um ligeiro acréscimo de potência hídrica, associado a centrais reversíveis, que irão reforçar a capacidade de bombagem fundamental para a segurança do abastecimento e o equilíbrio do sistema elétrico. Destaque ainda para a previsão de 45 MW de capacidade geotérmica, calculada

pela capacidade já instalada de 34 MW mais a potência prevista para o período (2020-2024), a ser incorporada nas ilhas de S. Miguel e Santa Maria dos Açores de 11,5 MW.

No que se refere à participação renovável na geração de eletricidade em Portugal, em 2021 esta foi de 62,2 %, em valores reais não normalizados, o que corresponde a uma geração de 30,1 TWh de eletricidade (o valor mais alto dos últimos 5 anos), o qual foi maioritariamente suportado pelas tecnologias eólica e hídrica. Estas representaram, respetivamente, 27,1 % e 24,2 %, voltando a eólica a ser a FER com maior geração, relacionado com o aumento do índice de produtividade eólico, e um decréscimo do índice de produtividade hidroelétrica.

Destaca-se ainda o acréscimo na geração solar fotovoltaica, que em 2021 foi de 1,8 TWh, mais 38 % face a 2020 (1,3 TWh) e um aumento da geração eólica de 12,2 TWh de 2020 para 13,1 TWh em 2021, um crescimento de 7,4 %, que advém principalmente de um maior índice de eolicidade em 2021.

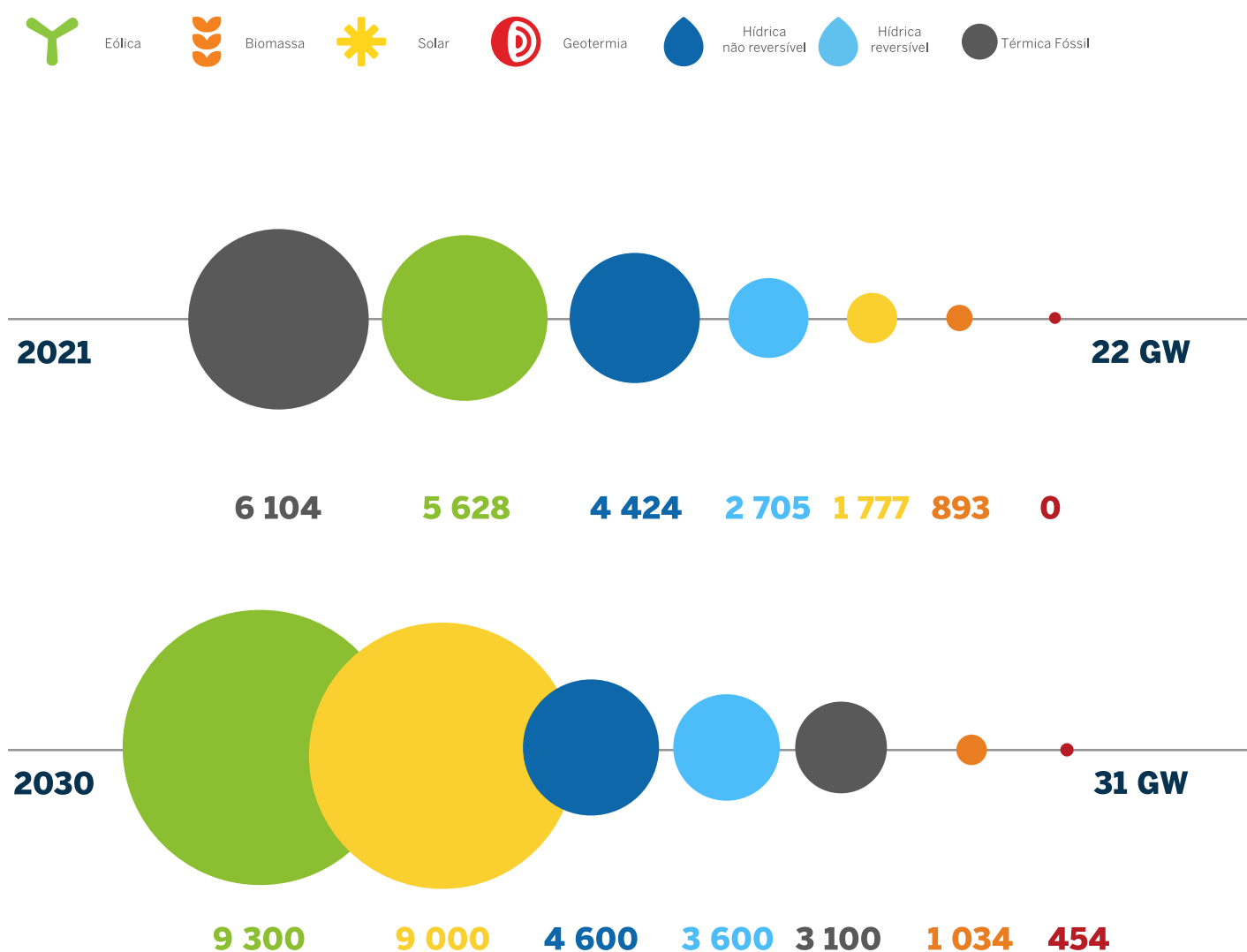
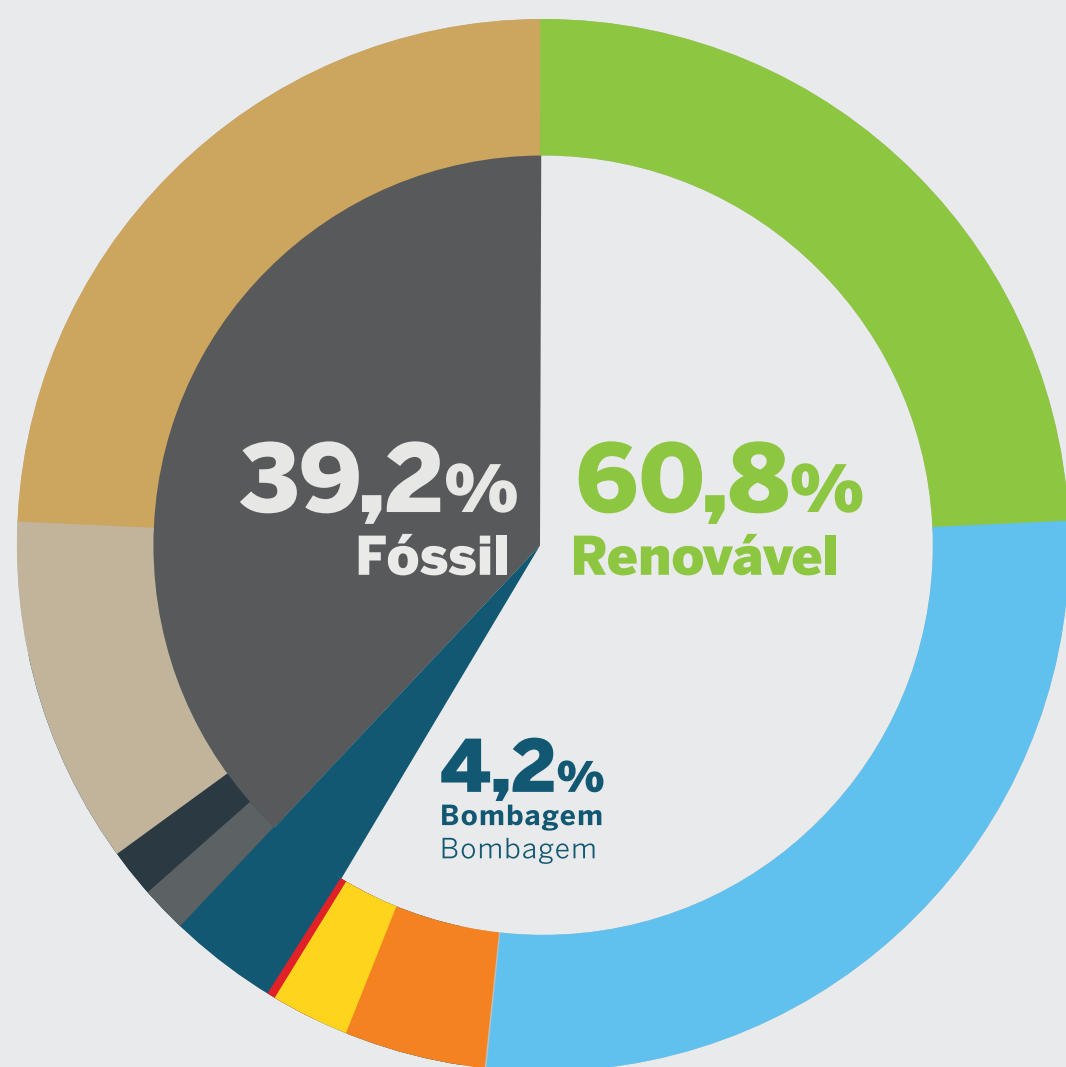


Figura 4 // Capacidade instalada do Parque Eletroprodutor Português e metas para 2030. Fonte: DGEG, PNEC, Análise APREN.

2020



2021

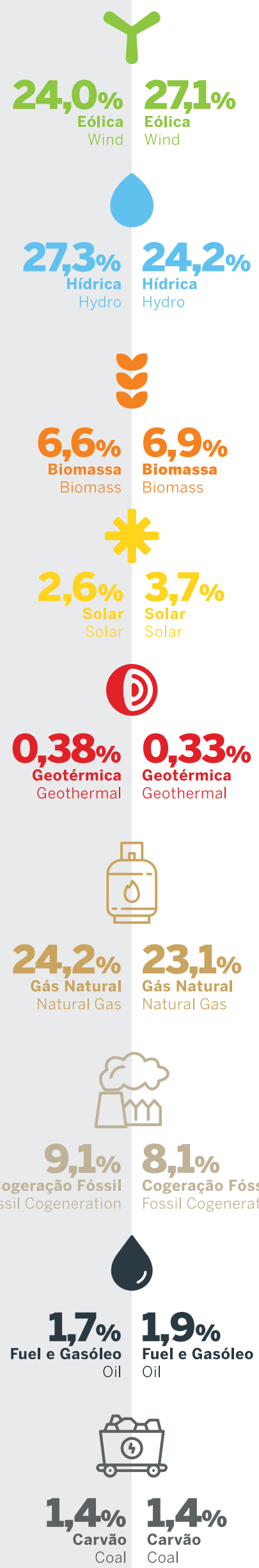
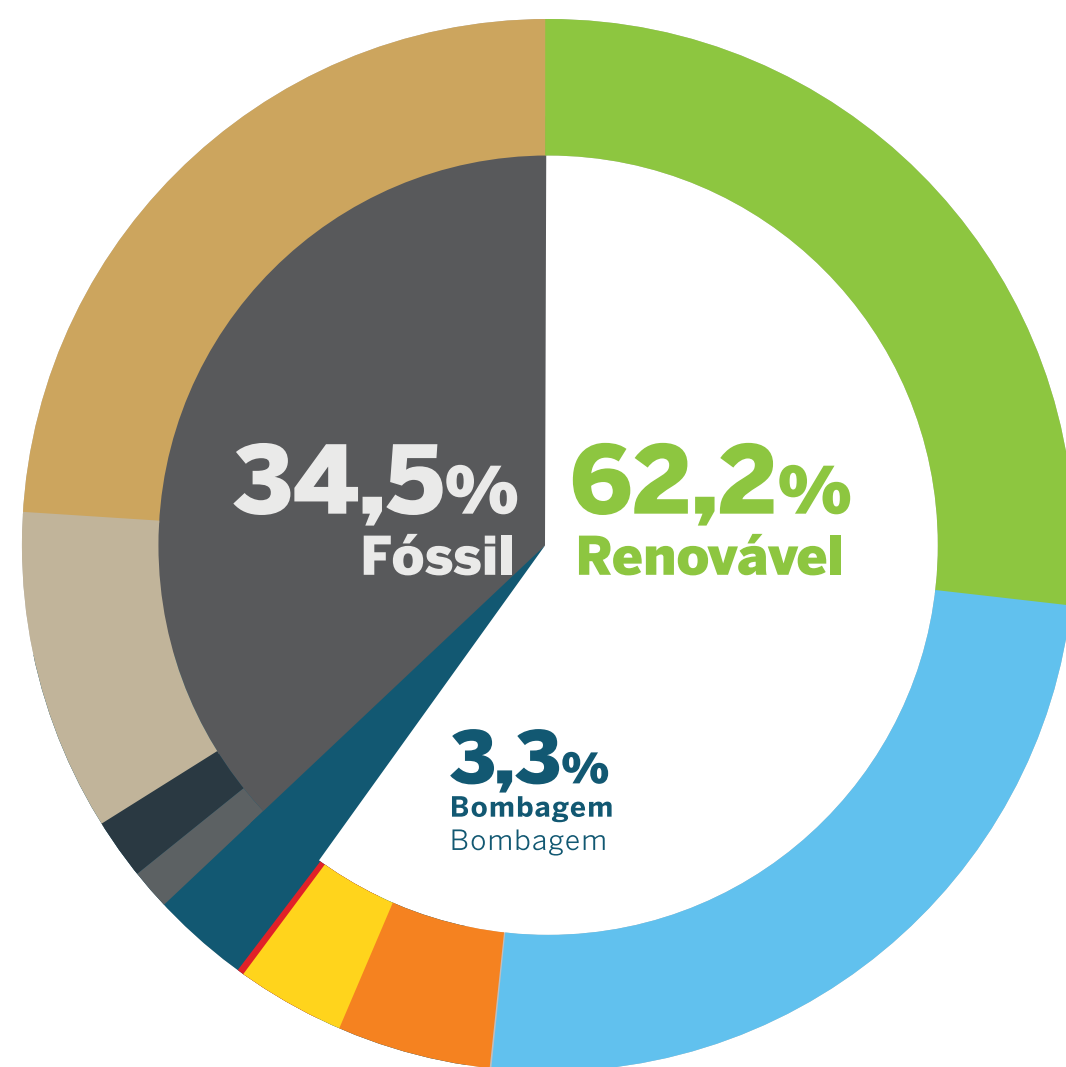


Figura 5 // Mix de geração de eletricidade de Portugal em 2020 (à esquerda) e 2021 (à direita). Fonte: REN, EDA e EEM; Análise APREN.

Mercado da Eletricidade

Em 2021 registou-se um preço horário médio anual no Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) de 111,47 €/MWh, o que representa, não só o maior aumento anual alguma vez registado, de 326 % em comparação com 2020, como também o preço horário médio anual mais alto de sempre registado no MIBEL.

Este aumento bastante significativo no preço da eletricidade foi transversal a todo o mercado europeu, e deve-se, essencialmente, à repercussão do aumento do preço do gás natural e das licenças de CO₂.

Identifica-se um impacto positivo da geração renovável, o que contribui para a redução do preço grossista de eletricidade, particularmente mais explícito no período de 2014 a 2017 da Figura 6, uma vez que o ano de 2018 foi um ano atípico para todo o Mercado Europeu, e que em 2019 se verificou um regresso à tendência do período mencionado.

Em 2021, a geração renovável foi suficiente para suprir o consumo de eletricidade em Portugal Continental por 1 108 horas não consecutivas, em que o preço foi reduzido para 44,75 €/MWh, evidenciando o impacto positivo referido, em que o preço da eletricidade foi bastante inferior ao valor horário médio anual (menos de metade).

O aumento acentuado do preço médio deve-se, como referido, maioritariamente ao preço do gás natural, que aumentou devido ao crescimento da procura proveniente da retoma à atividade pré-pandemia e dificuldade de resposta por parte da oferta; e ao preço das licenças de CO₂, que aumentou no âmbito das políticas de descarbonização estabelecidas a nível europeu.

O preço das licenças tem aumentado desde 2017, com um valor médio de 53,20 €/t em 2021, 215 % superior ao de 2020, o que também contribui, tal como é o objetivo, para a redução da competitividade em mercado das centrais de carvão. Estes valores, assim como o preço do carvão, estão representados na Figura 7, em que se pode confirmar a subida acentuada dos preços em 2021.

Da evolução destas variáveis, verifica-se uma relação entre a redução do preço do carvão e das licenças de CO₂ na primeira metade da década e a redução do preço do MIBEL, num período em que Portugal era ainda muito dependente da geração elétrica por parte das centrais termoelétricas a carvão.

Pode-se verificar ainda que o consumo voltou a aumentar. Depois de ter descido 3 % em 2020, para o valor de 52 TWh, em 2021 o consumo de eletricidade aumentou para 53 TWh, devido à da redução do número de medidas relacionadas com a pandemia, e retorno, ainda que parcial, à atividade pré-pandémica.

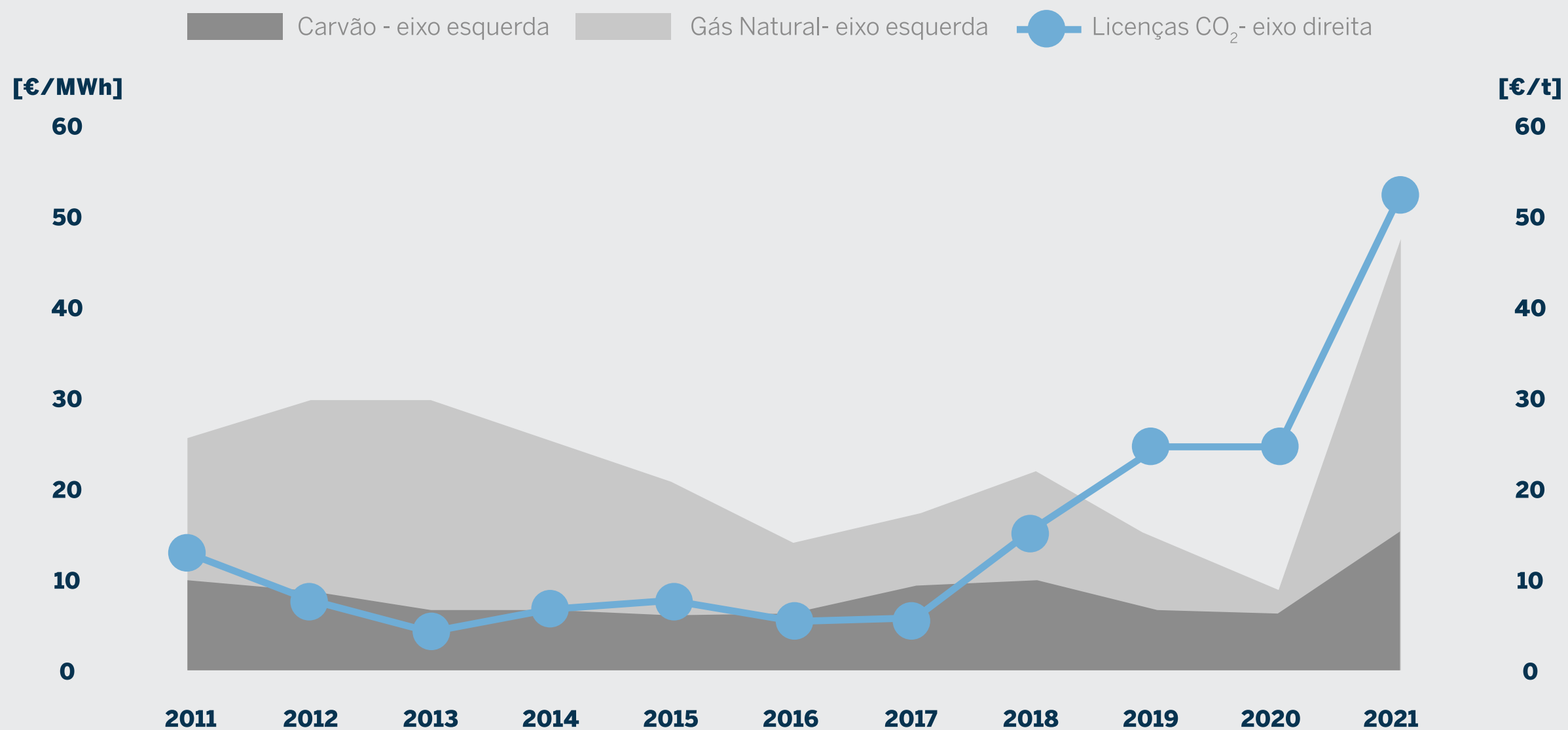


Figura 6 // Preço das Commodities: Carvão, Gás Natural e licenças de CO₂. Fonte: DGEG, The World Bank, SendeCO2, Análise APREN.

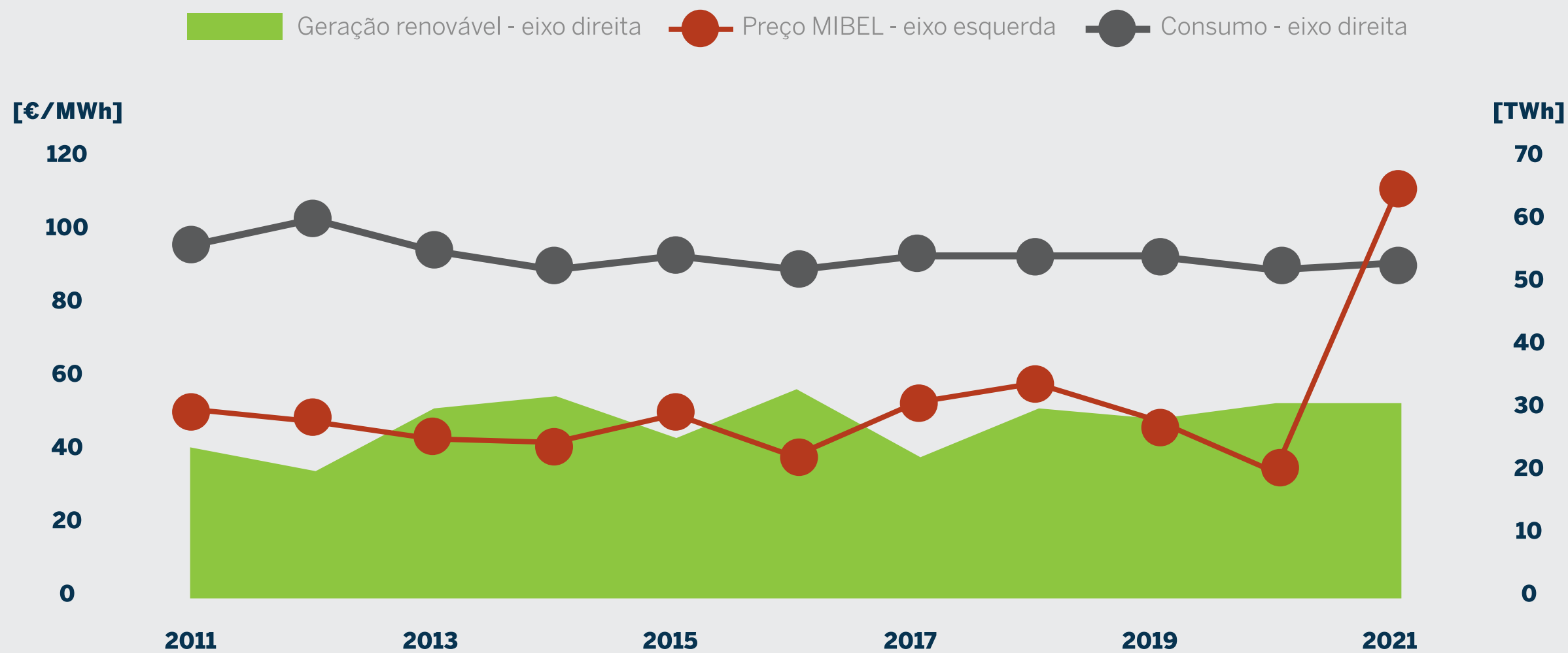


Figura 7 // Preço da eletricidade no MIBEL em Portugal, geração de eletricidade renovável e consumo de eletricidade. Fonte: OMIE, REN, EDA e EEM, Análise APREN.

Relativamente ao impacto da eletricidade de origem renovável nas tarifas de eletricidade, podemos observar, na Figura 8, o sobrecusto relacionado com a produção de regime especial (PRE) renovável. Representa a diferença entre o custo médio de aquisição de energia por parte do Comercializador de Último Recurso (CUR) e o preço da energia transacionada no mercado organizado. Em 2021, este sobrecusto atingiu o maior valor dos últimos 5 anos, com 1 469 M€ (aproximadamente o dobro face a 2020), devido à tendência de redução do preço da eletricidade em mercado observado até 2020, levando assim à necessidade de ajustar o sobrecusto face aos anos anteriores.

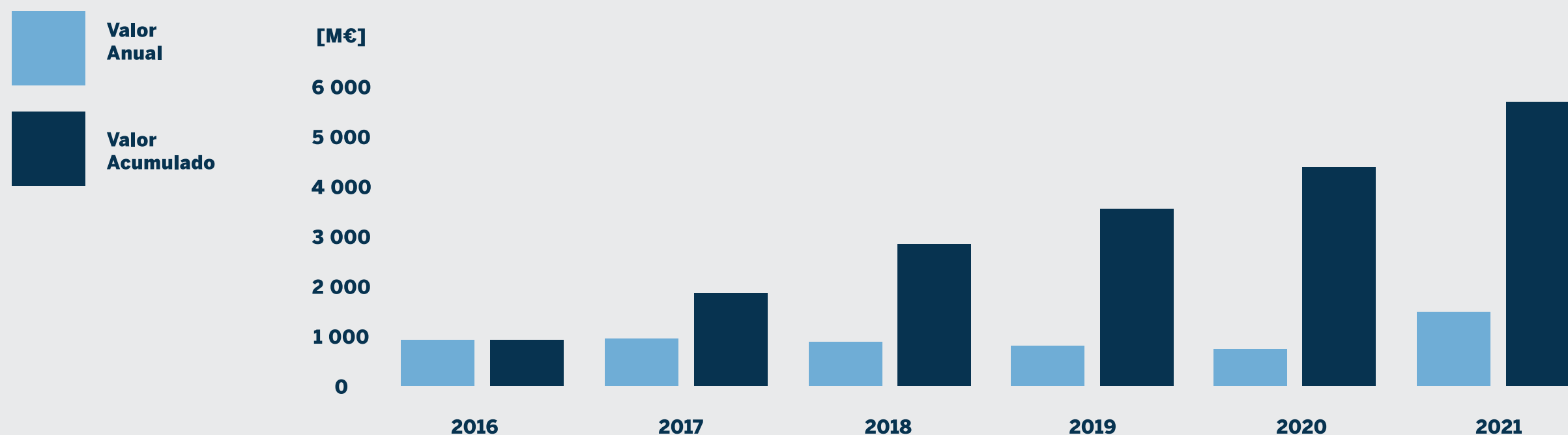


Figura 8 // Diferencial de custo com a PRE renovável. Fonte: Deloitte, 2022.

Quanto ao impacto da eletricidade de origem renovável no preço suportado pelo consumidor, verificou-se uma elevada poupança em 2021, com o maior valor anual registado até à data 4 108,5 M€ - que representa um aumento de 65 % face à poupança em 2020, como representado na Figura 9.

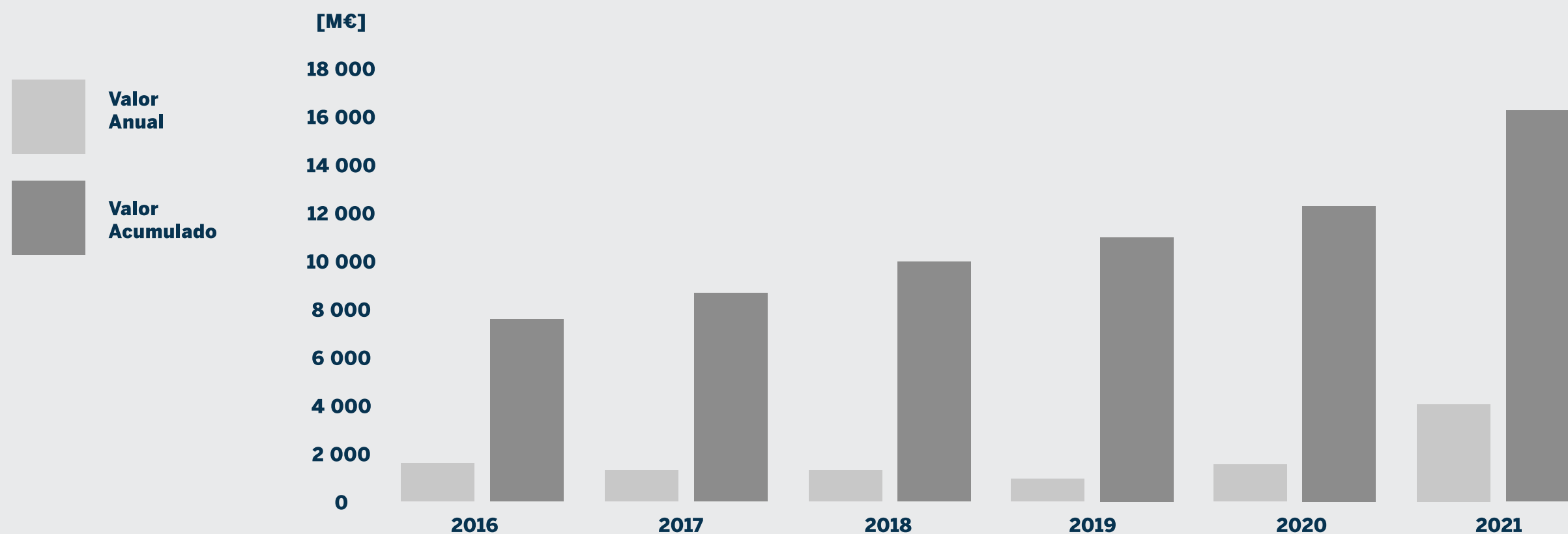


Figura 9 // Poupança anual e acumulada com compra de energia elétrica com integração de FER. Fonte: Deloitte, 2022.

Esta poupança está associada à diferença do preço da eletricidade com a integração de FER, que apresentou em 2021 um balanço positivo de 2 639 M€ entre o preço da eletricidade com integração de FER e os custos associados à produção renovável, como representado na Figura 10. O balanço nos últimos 10 anos tem sido semelhante, à exceção de 2021, em que o balanço quadruplicou, derivado do aumento do diferencial do preço, que compensou o aumento do diferencial de custo.

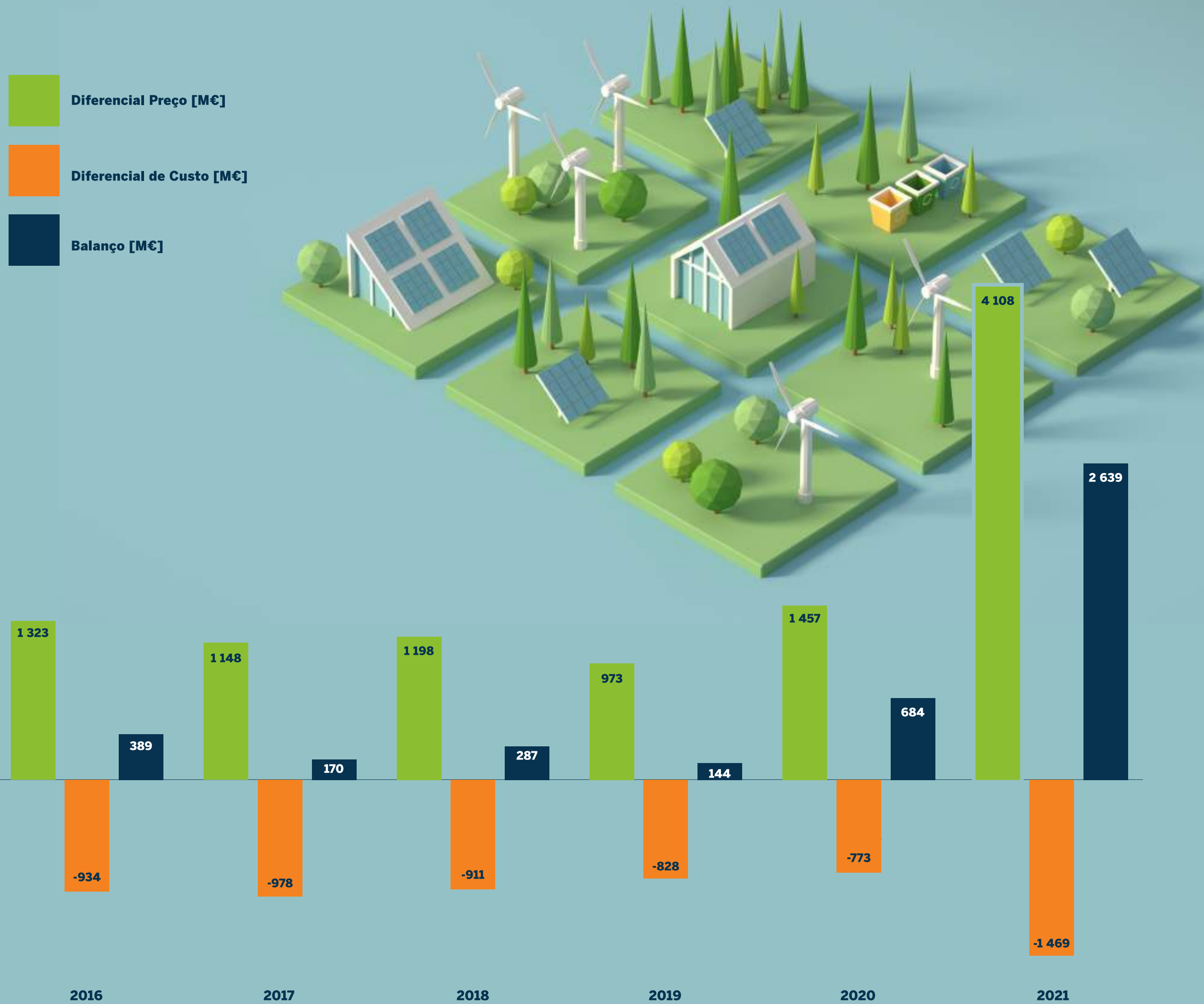


Figura 10 // Diferencial entre a poupança obtida com a presença da PRE renovável e do sobrecusto da PRE renovável. Fonte: Deloitte, 2022.

Emissões de carbono

Em 2021, o setor electroprodutor foi responsável por 6,0 MtCO₂-eq o que representa uma melhoria (25 %) face a 2020. Esta resulta, essencialmente, da quebra acentuada na geração elétrica por parte das centrais termoelétricas nacionais a carvão, face a 2020, finalizando a situação de phase-out destas mesmas centrais.

Estas emissões traduzem-se em 129 gramas de CO₂ emitidos por cada kWh produzido pelo setor electroprodutor, também uma redução face ao ano anterior, sendo até o valor mais baixo da década do qual não podemos dissociar a pandemia, visto que parte do tecido empresarial nacional esteve parado vários meses.

A relação entre as emissões do setor e a produção de eletricidade renovável é inversa, como se pode constatar no gráfico da Figura 11,

no qual se identificam máximos de emissões para 2012 e 2017, que foram anos muito secos, ambos caracterizados por um índice de hidraulicidade de 0,47 e um índice de eolicidade de 1,04 e 0,96, respetivamente.

De facto, uma maior integração de FER no sistema elétrico nacional leva a menores emissões do setor, e a um maior número total de emissões evitadas pelos centros electroprodutores renováveis, valor que se cifrou em 11,6 MtCO₂-eq em 2021 (inferior ao de 2020 devido à menor geração de eletricidade e saída da potência térmica a carvão).

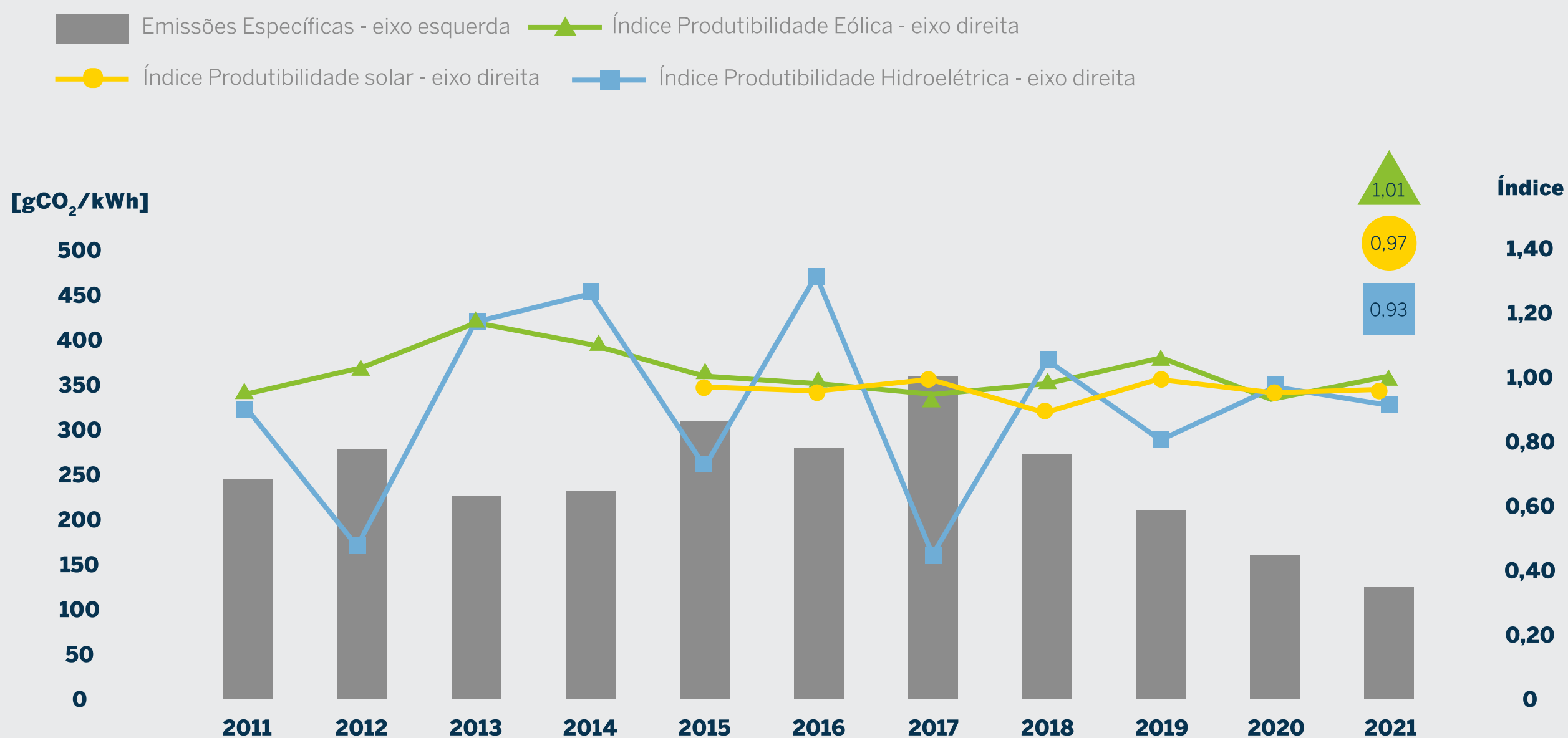


Figura 11 // Emissões específicas de CO₂, índice de produtividade eólica, índice de produtividade solar, índice de produtividade hidroelétrica. Fonte: ERSE, REN.

Trocas Internacionais de Portugal

Em 2021, Portugal teve um saldo importador de 4,7 TWh, resultado de importações de eletricidade no montante de 8,9 TWh e de exportações 4,2 TWh, mantendo-se, assim, a tendência importadora do ano passado, embora com uma subida considerável no saldo importador.

É de referir que no período 2016-2018, Portugal apresentava uma tendência exportadora (Figura 12). Esta dependência externa por parte do Sistema Elétrico Nacional terá sido impulsionada pela entrada em operação da central marroquina a carvão Safi, em dezembro de 2018, que por estar isenta dos impostos ambientais aplicados às centrais congéneres europeias, vende eletricidade mais barata, e, por sua vez, mais “competitiva” no mercado grossista Ibérico. Esta situação veio em 2019 inverter o fluxo exportador da interligação Espanha-Marrocos.

Em 2020 e 2021, a pandemia levou a uma descida de consumo, que veio colocar maior competitividade e disponibilidade no mercado ibérico, tendo contribuído para os níveis de importação registados.

O ano de 2021 apresentou, assim, um saldo negativo na balança comercial, de 715 M€, resultantes de importações no valor de 1 092 M€ e de exportações no valor de 377 M€, o que se traduz num aumento bastante elevado de custos face a 2020 (71 M€).

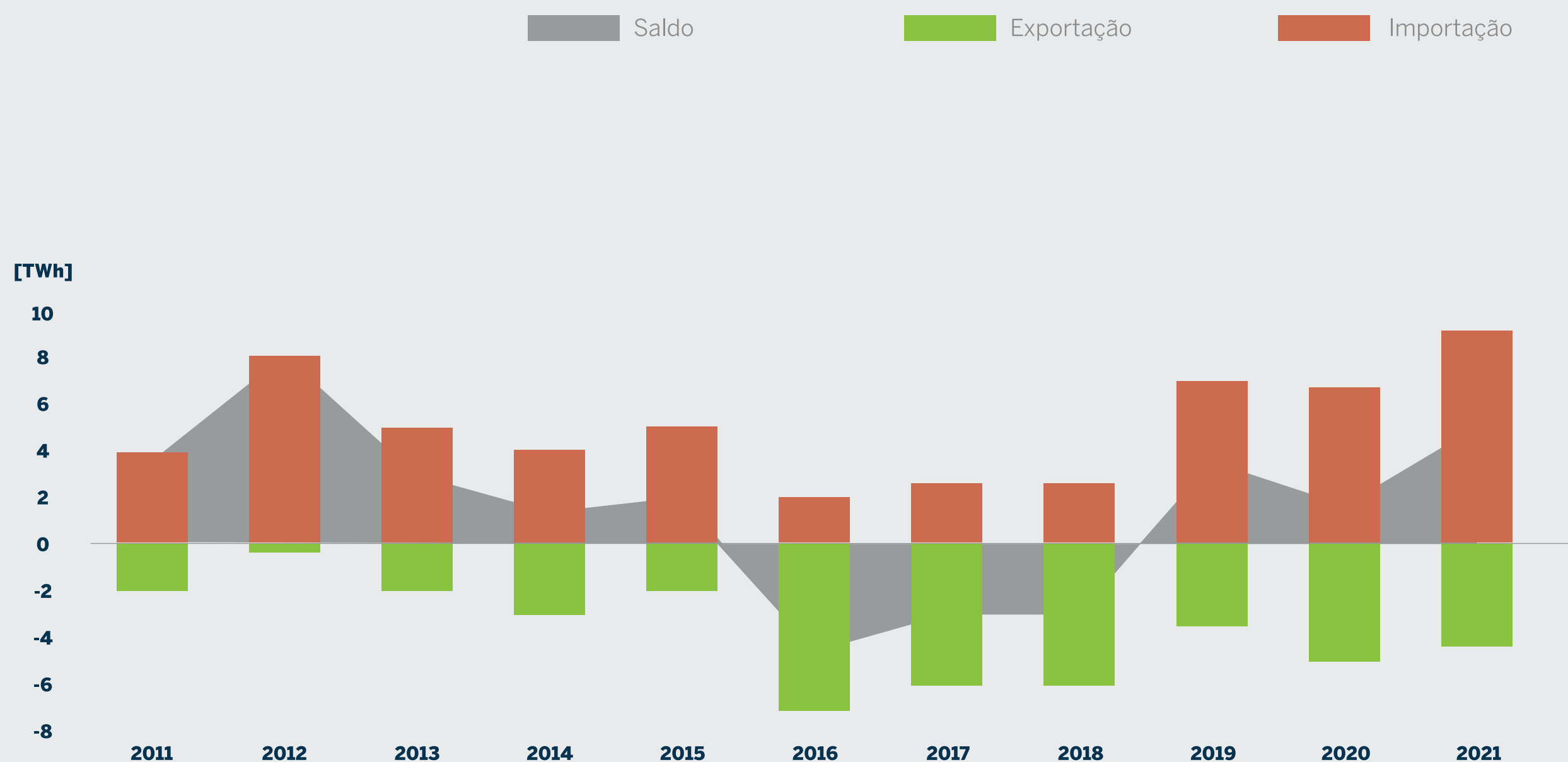


Figura 12 // Trocas internacionais de eletricidade de Portugal entre 2011 e 2021. Fonte: REN.

Trocas Internacionais | 2021

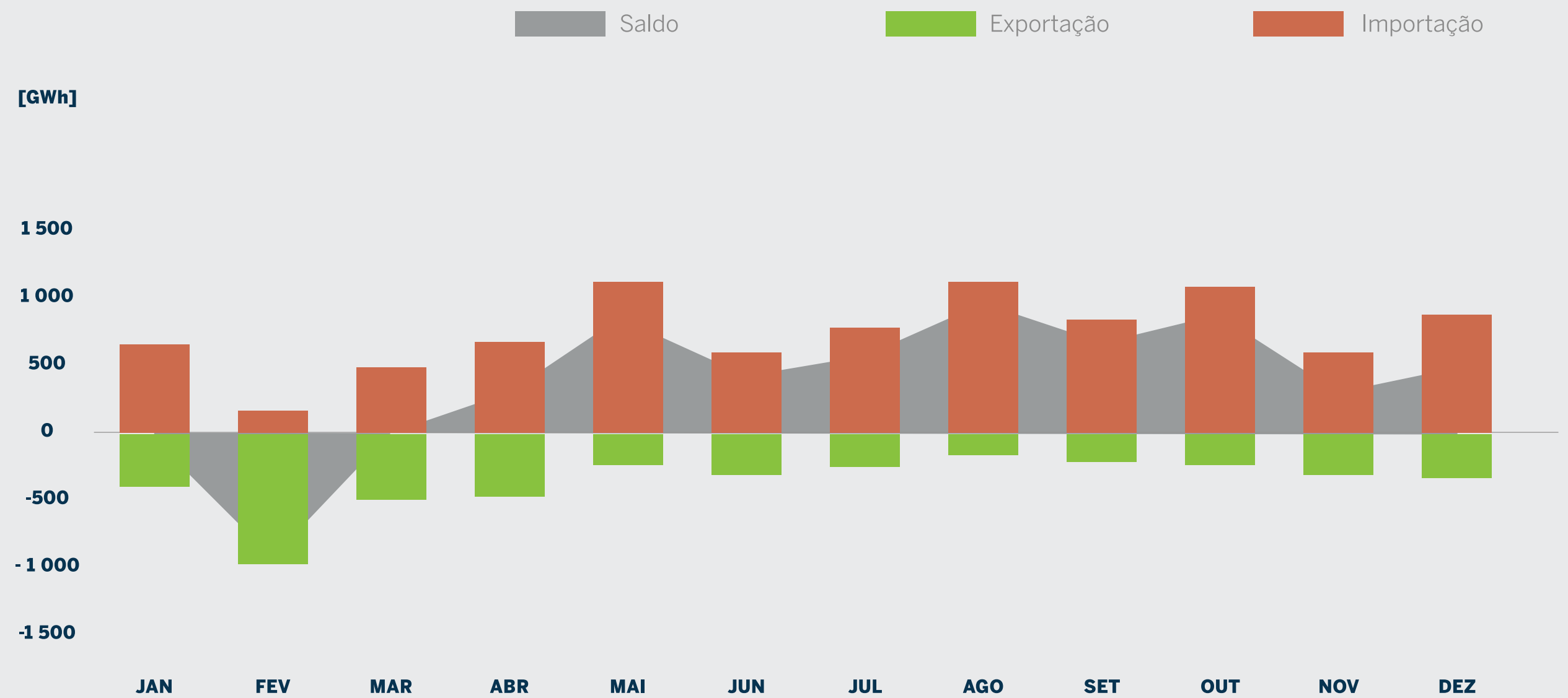


Figura 13 // Trocas internacionais de eletricidade de Portugal em 2021. Fonte: REN.





APREN Associação
de Energias
Renováveis



APREN | Departamento Técnico e Comunicação

Avenida da República,
59 - 2º andar
1050-189 Lisboa

[+351] 213 151 621
apren@apren.pt

www.apren.pt