

# Estudo sobre a capacidade de armazenamento do sistema eletroprodutor nacional no âmbito da revisão do Plano Nacional de Energia e Clima 2030



adene.pt



MAIO DE 2024

Estudo sobre a capacidade de armazenamento do sistema eletroprodutor nacional no âmbito da revisão do Plano Nacional de Energia e Clima 2030

**Equipa de Projeto IN+/IST:**

Prof. Carlos A. Santos Silva

Eng.º Diogo Couceiro

# Índice

---

<b>1</b>	<b>Enquadramento do Estudo</b>	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>O Plano de Ação de Energia e Clima 2030</b>	<b>6</b>
2.1	Portugal	6
2.1.1	Versão junho de 2023 (PNEC 2030)	6
2.1.2	Versão março 2024 (PNEC 2030*)	8
2.2	Espanha	8
2.3	Análise integrada dos planos	9
<b>3</b>	<b>Metodologia</b>	<b>10</b>
3.1	Modelos	11
3.1.1	Modelação técnica de Portugal e Espanha	11
3.1.2	Modelação económica de Portugal e Espanha	11
3.1.3	Modelo do mercado de eletricidade	11
3.1.4	Validação e verificação dos modelos técnicos e económicos	11
3.1.5	Modelação para 2030	12
3.2	Cenários	12
3.2.1	Cenários de consumo e capacidade instalada de renováveis	12
3.2.2	Solar fotovoltaico distribuído	14
3.2.3	Cenários de regimes hidrológicos	14
3.3	Mercado	17
3.3.1	MIBEL	17
3.3.2	Cenários de Mercado para 2030	18
3.4	Indicadores	19

<b>4</b>	<b>Validação da metodologia</b>	<b>21</b>
4.1	Modelo de Portugal para 2021	21
4.2	Modelo de Espanha para 2021	23
4.3	Modelo do mercado diário	24
4.4	O armazenamento em Portugal em 2021 e 2023	25
4.5	Verificação para 2023	26
4.6	Estimativa de erro da metodologia	28
<b>5</b>	<b>Resultados para 2030</b>	<b>29</b>
5.1	Preços de Mercado para 2030	29
5.2	Cenário PNEC	30
5.3	Cenário PNEC*	31
5.4	Cenário Projetos Especiais (PE)	32
5.5	Cenário Estável	33
5.6	Análise ao armazenamento em 2030	34
5.6.1	Perfil de utilização do armazenamento	34
5.6.2	Valor do armazenamento	35
5.6.3	Dimensionamento do armazenamento	36
5.7	Sumário dos resultados	37
<b>6</b>	<b>Conclusões</b>	<b>38</b>
<b>7</b>	<b>Limitações</b>	<b>39</b>
<b>8</b>	<b>Contributos para uma Estratégia de Armazenamento</b>	<b>40</b>

# 1 Enquadramento do Estudo

---

O armazenamento de energia tem um papel fundamental no atual contexto de transição energética. A implementação de níveis consideráveis de diferentes tipos de armazenamento de energia no sistema energético implica fortes investimentos e mudanças no quadro regulatório dos mercados de energia.

Dada a relevância deste tópico, tendo em conta o cumprimento das ambiciosas metas nacionais para as próximas décadas (Plano Nacional Energia e Clima, para o período 2021-2030 (PNEC 2030) e Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050)), o Observatório da Energia, da ADENE – Agência para a Energia, promoveu a realização do estudo “Armazenamento de Energia em Portugal” entre 2020 e 2021, tendo o seu desenvolvimento sido articulado com a Direção-Geral de Energia e Geologia e com o Laboratório Nacional de Energia e Geologia. O principal objetivo deste estudo era traçar um quadro conceptual coerente que fornecesse aos decisores políticos as bases de conhecimento necessárias à formatação dos processos conducentes à elaboração de uma estratégia nacional de armazenamento de energia.

Já em 2023, o Governo de Portugal iniciou o processo de revisão do PNEC 2030 (que resulta do estabelecido no artigo 14.º do Regulamento (UE) 2018/1999, de 11 de dezembro), no seguimento de novas iniciativas da União Europeia como o Fit-for-55, RePOWER EU ou o Pacto Ecológico Europeu, que acarretam importantes alterações em matéria de política energética e climática. Estas iniciativas suscitaram a necessidade de revisão do PNEC 2030 para garantir o alinhamento das políticas, objetivos e metas estabelecidos anteriormente com este novo contexto internacional e comunitário. Este complexo exercício de revisão, que irá decorrer até ao final de junho de 2024, compreende um reforço da ambição anteriormente apresentada, por forma a garantir que são atingidas as metas climáticas e de energia estabelecidas.

O objetivo deste estudo é fazer uma nova avaliação das necessidades de armazenamento do sistema eletroprodutor tendo em conta as novas metas e orientações preconizadas pela revisão do PNEC 2030, tendo por base o trabalho desenvolvido no estudo “Armazenamento de Energia em Portugal”. Em particular, pretende-se avaliar se a capacidade instalada de armazenamento no plano será suficiente para o cumprimento das metas e estimar o valor económico do armazenamento.

## 2 O Plano de Ação de Energia e Clima 2030

Em junho de 2023, os Estados-Membros da União Europeia tiveram de submeter atualizações aos Planos Nacionais de Energia e Clima, introduzidos pela Governação da União da Energia e da Ação Climática (EU)2018/1999 e cujas primeiras versões tinham sido submetidas no final de 2019.

Tendo em conta que Espanha é o único país com o qual temos interligação da rede elétrica, é importante perceber como será também a evolução do sistema electroprodutor em Espanha, pois isso terá impacto na capacidade de importação/exportação de eletricidade em Portugal. Desta forma, são sumarizados os principais indicadores relativamente ao consumo e geração de eletricidade dos planos de ambos os países<sup>1,2</sup>. Estes planos foram desenvolvidos com a utilização da ferramenta de modelação TIMES<sup>3</sup>. Considera-se neste estudo as versões entregues junto da Comissão Europeia em 2023<sup>4</sup> (PNEC) e, no caso de Portugal, uma revisão do plano que está a ser elaborada em 2024<sup>5</sup>.

### 2.1 Portugal

#### 2.1.1 Versão junho de 2023 (PNEC 2030)

Como se pode observar na [Figura 1](#), a estimativa de consumo para 2030 é de 95 TWh/ano, o que representa um consumo de 1,8 vezes o registado em 2020. Este aumento do consumo é descrito no PNEC como resultante de um aumento do consumo por via do aumento da penetração de veículos elétricos e o aumento da penetração de bombas de calor nos edifícios (2,5 TWh/ano), no desenvolvimento de projetos especiais de cariz industrial (12,5 TWh/ano) e ainda pelo desenvolvimento do setor industrial do Hidrogénio (30 TWh/ano).

---

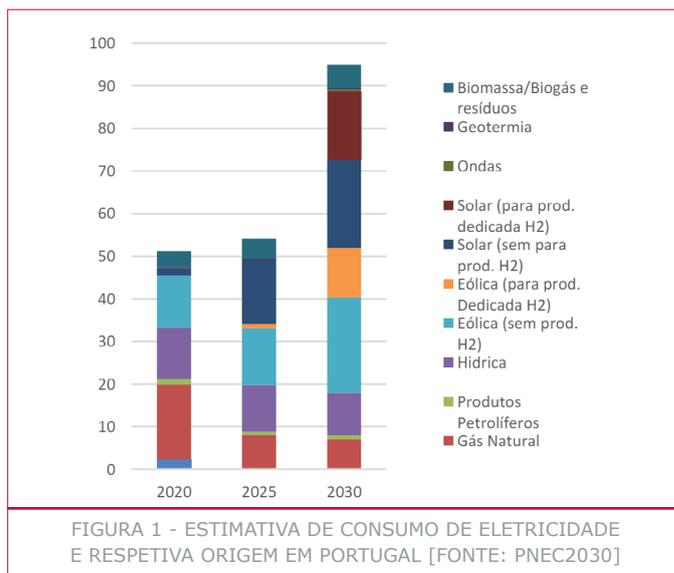
<sup>1</sup> [Plano Nacional de Energia e Clima a 2021-2030 Portugal](#)

<sup>2</sup> [Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2023 España](#)

<sup>3</sup> [TIMES \(The Integrated MARKAL-EFOM System\), The Energy Technology Systems Analysis Program \(ETSAP\)](#)

<sup>4</sup> [EU, National Energy and Climate Plans](#)

<sup>5</sup> Comunicação em março de 2024 com o grupo de trabalho do PNEC2030 via ADENE



Como se pode ainda verificar na Tabela 1, a resposta à quase duplicação do consumo será feita através de um aumento muito significativo da potência instalada solar para um total de 20,4 GW (10 vezes face a 2021 e 5 vezes face a 2023) e eólica para 12,4 GW (2 vezes face a 2021 e 2023), sendo que uma parte desta nova capacidade instalada estará afetada ao setor do Hidrogénio. Observa-se ainda uma redução do consumo de gás em mais de 50% face aos valores de 2020 (apesar da capacidade instalada reduzir apenas em 25%).

	2025	2030
HÍDRICA	8,1	8,1
DA QUAL EM BOMBAGEM	3,6	3,9
EÓLICA	6,3	12,4
EÓLICA ONSHORE	6,3	20,4
EÓLICA OFFSHORE	0	2
SOLAR FOTOVOLTAICO	8,4	20,4
DO QUAL CENTRALIZADO	6,1	14,9
DO QUAL DESCENTRALIZADO	2,3	5,5
SOLAR TÉRMICO CONCENTRADO	0	0,6
BIOMASSA/BIOGÁS E RESÍDUOS	1,2	1,4
GEOTERMIA	0	0,1
ONDAS	0	0,2
GÁS NATURAL	4,9	3,8
PRODUTOS PETROFÍLEROS	0,6	0,4
<b>TOTAL</b>	<b>30</b>	<b>47</b>

TABELA 1 - EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA PARA A GERAÇÃO DE ELETRICIDADE EM PORTUGAL [FONTE: PNEC2030]  
\* inclui capacidade instalada para a produção de hidrogénio

### 2.1.2 Versão março 2024 (PNEC 2030\*)

O grupo de trabalho responsável pela elaboração do PNEC 2030 continua a desenvolver um trabalho de revisão e atualização do plano. Assim, é considerado um cenário PNEC 2030\* que apresenta algumas diferenças para a versão de 2023, fruto da revisão que está ainda em desenvolvimento.

Na revisão, é considerada uma redução da procura total para 85 TWh, onde a produção associada exclusivamente ao hidrogénio é de 15 TWh. Em termos de capacidade instalada, considera um aumento significativo da capacidade solar fotovoltaica instalada de 20,4 para 27,6 GW (aumento do fotovoltaico centralizado de 14,9 para 16,2 GW e do fotovoltaico descentralizado de 5,5 GW para 11,4 GW). No caso do eólico convencional considera um pequeno aumento de 10,4 para 10,5 GW e um aumento de 2 para 2,3 GW para o eólico offshore.

## 2.2 Espanha

Como se pode observar na [Tabela 2](#), a estimativa de consumo no cenário denominado Objetivo<sup>6</sup> para 2030 é de 249 TWh, o que representa um aumento de 4% em relação ao consumo registado em 2020. Este aumento do consumo é descrito no PNIIEC como resultante da eletrificação geral da economia. Contudo verifica-se um aumento de geração bruta de energia de quase 23%, que corresponde a um aumento muito significativo da exportação de energia (5 vezes) e redução das importações<sup>7</sup>.

Balance eléctrico del Escenario Objetivo (GWh)				
	2015	2020	2025	2030
GENERACIÓN ELÉCTRICA BRUTA	281.021	281.219	307.570	346.290
CONSUMOS EN GENERACIÓN	-11.270	-10.528	-10.172	-10.233
GENERACIÓN ELÉCTRICA NETA	269.751	270.690	297.398	336.056
CONSUMOS EN BOMBEO Y BATERÍAS	-4.520	-6.381	-7.993	-15.262
EXPORTACIÓN	-15.089	-9.251	-26.620	-48.325
IMPORTACIÓN	14.956	18.111	12.638	8.225
DEMANDA EN BARRAS DE CENTRAL	265.098	273.170	275.424	280.694
CONSUMOS EN SECTOR TRANSFORMACIÓN DE LA ENERGÍA	-6.501	-7.552	-6.725	-6.604
PÉRDIDAS EN TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN	-26.509	-25.161	-25.022	-24.868
DEMANDA ELÉCTRICA FINAL DE SECTORES NO ENERGÉTICOS	232.088	240.457	243.677	249.222

TABELA 2 - ESTIMATIVA DE CONSUMO DE ELETRICIDADE E RESPECTIVA ORIGEM EM ESPANHA [FONTE: PNIIEC 2030]

<sup>6</sup> No PNIIEC, existem dois cenários: o Tendencial, onde se considera que não são implementadas novas políticas e o cenário Objectivo, onde se considera que são atingidos os objectivos do PNIIEC.

<sup>7</sup> Espanha tem interligações eléctricas com Portugal, França e Marrocos

Para fazer face a esse aumento de consumo, mas sobretudo devido à eliminação da geração em centrais a carvão e à redução para metade da geração de origem nuclear, pode-se verificar na Tabela 3 que é considerado um aumento da capacidade de geração solar fotovoltaica em cerca de 5 vezes (face a 2020) e um aumento da geração eólica em 30% (face a 2020).

<b>Parque de generación del Escenario Objetivo (MW)</b>				
	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>
EÓLICA (TERRESTRE Y MARINA)	22.925	28.033	40.633	50.333
SOLAR FOTOVOLTAICA	4.854	9.071	21.713	39.181
SOLAR TERMOELÉCTRICA	2.300	2.303	4.803	7.303
HIDRÁULICA	14.104	14.109	14.359	14.609
BOMBEO MIXTO	2.687	2.687	2.687	2.687
BOMBEO PURO	3.337	3.337	4.212	6.837
BIOGÁS	223	211	241	241
OTRAS RENOVABLES	0	0	40	80
BIOMASA	677	613	815	1.408
CARBÓN	11.311	7.897	2.165	0
CICLO COMBINADO	26.612	26.612	26.612	26.612
COGENERACIÓN	6.143	5.239	4.373	3.670
FUEL Y FUEL/GAS (TERRITORIOS NO PENINSULARES)	3.708	3.708	2.781	1.854
RESIDUOS Y OTROS	893	610	470	341
NUCLEAR	7.399	7.399	7.399	3.181
ALMACENAMIENTO	0	0	500	2.500
<b>TOTAL</b>	<b>107.173</b>	<b>111.829</b>	<b>133.802</b>	<b>160.837</b>

TABELA 3 - EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA PARA A GERAÇÃO DE ELECTRICIDADE EM ESPANHA [FONTE: PNI EC 2030]

### 2.3 Análise integrada dos planos

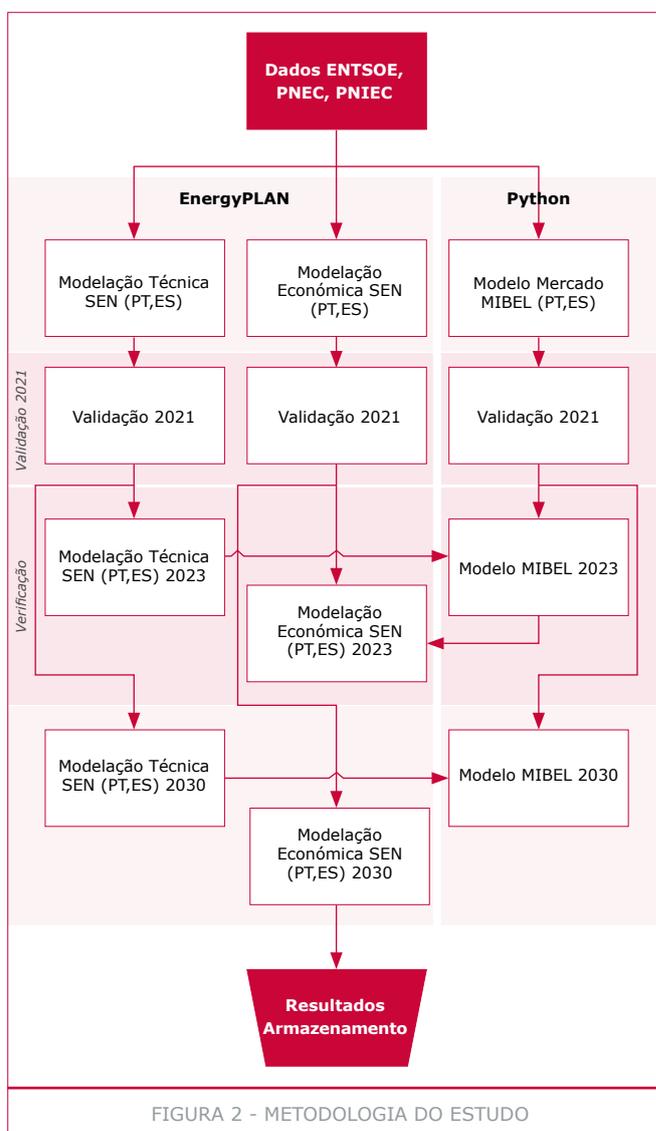
Da análise dos planos resulta que as estratégias de evolução do consumo são muito distintas, com um aumento muito significativo do consumo para Portugal e um aumento do consumo residual em Espanha, mas em ambos os casos com um grande aumento de geração renovável de origem solar e eólica. No caso de Portugal para satisfazer o aumento de consumo resultante da re-industrialização da economia (projetos especiais e hidrogénio); no caso de Espanha para substituição da geração convencional (carvão e nuclear) e exportação de eletricidade para os países vizinhos.

No caso de Espanha, esse aumento originará muitos excedentes de geração, sobretudo durante o dia, que poderiam ser utilizados em Portugal. Contudo, como uma parte significativa do aumento da geração em Portugal será também de origem solar, é expectável que durante o dia existam condições favoráveis para a utilização muito significativa da capacidade de armazenamento.

\*Incluyendo el almacenamiento de la solar termoeléctrica llega a 22 GW. Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2023

### 3 Metodologia

Para a realização deste estudo foi desenvolvida a metodologia descrita na Figura 2, a partir da informação disponível nos PNEC, PNIEC, dados de geração, consumo, importações e exportações da ENTSOE<sup>8</sup>. A ferramenta de modelação energética utilizada foi o EnergyPLAN<sup>9</sup>.



<sup>8</sup> Espanha tem interligações elétricas com Portugal, França e Marrocos

<sup>9</sup> [EnergyPLAN, Advanced energy System analysis computer program](#). Esta foi a ferramenta utilizada no estudo de 2020 referido na secção 1.

## 3.1 Modelos

### 3.1.1. Modelação técnica de Portugal e Espanha

Em primeiro lugar, foi desenvolvido o modelo técnico de Portugal e de Espanha para 2021. Neste modelo técnico, os sistemas eletroprodutores são modelados de forma isolada (sem capacidade de interligação) e o despacho da geração é feito com base nas seguintes regras genéricas de operação: integração das energias renováveis não despacháveis (solar, eólico, hídrica de fio de água), seguida das renováveis despacháveis (hídrica de reservatórios), seguida de geração térmica. É possível definir um mínimo de geração térmica no sistema para assegurar a estabilidade do sistema.

Relativamente às tecnologias de armazenamento, é possível definir armazenamento hídrico e eletroquímico, incluindo as respetivas eficiências, potência de carga/descarga e energia máxima de armazenamento.

Nesta metodologia, o objetivo destes modelos é quantificar o potencial máximo de integração de cada tipo de tecnologia de geração no sistema e estimar o potencial de excedentes de geração.

### 3.1.2 Modelação económica de Portugal e Espanha

Foram também desenvolvidos modelos económicos de Portugal e Espanha para 2021. Nestes modelos, considera-se a interligação com outros sistemas de forma agregada e o despacho é feito com base no custo marginal das tecnologias e o custo de mercado (para as importações e exportações). Também neste modelo é possível definir um mínimo de geração térmica para assegurar a estabilidade do sistema.

Esta modelação é, em teoria, a que mais se aproxima do funcionamento real do mercado e por isso é o modelo que será usado para avaliar as necessidades de armazenamento em 2030.

### 3.1.3 Modelo do mercado de eletricidade

Como uma das variáveis importantes para a modelação económica é o preço do mercado, foi desenvolvido um modelo horário de previsão de preços do mercado com base no potencial de geração de cada tecnologia em Portugal e Espanha.

Este modelo foi desenvolvido recorrendo ao algoritmo de aprendizagem automática *gradient boosting*<sup>10</sup>, treinado e validado com os dados de mercado de 2015 a 2021.

### 3.1.4 Validação e verificação dos modelos técnicos e económicos

Depois de desenvolvidos os modelos, foi feita a calibração e validação para o ano de 2021. Em seguida, foi simulado o ano de 2023, em que o único dado de entrada foi o consumo de 2023 e as capacidades instaladas para as diferentes tecnologias. As distribuições de recursos energéticos, afluências hídricas, e preços de mercado, foram as utilizadas na calibração do modelo em 2021, aplicando a metodologia desenvolvida. Desta forma, é possível estimar os erros da metodologia.

---

<sup>10</sup> Mason, L.; Baxter, J.; Bartlett, P. L.; Frean, Marcus (1999). "Boosting Algorithms as Gradient Descent". In S.A. Solla and T.K. Leen and K. Müller (ed.). *Advances in Neural Information Processing Systems 12*. MIT Press. pp. 512–518.

### 3.1.5 Modelação para 2030

Para avaliar o impacto do armazenamento em 2030, foram implementados os modelos técnicos de Portugal e Espanha, para estimar o potencial máximo de produção de cada tecnologia. Os resultados deste modelo foram então introduzidos no modelo do mercado de eletricidade, simulando a oferta no mercado de cada tipo de tecnologia, quer em Portugal quer em Espanha. O modelo de mercado constrói assim uma curva de mercado horária para 2030, curva essa que é introduzida no modelo económico de Portugal para 2030. É a partir dos resultados deste modelo que é feita a análise da capacidade de armazenamento em Portugal para 2030.

## 3.2 Cenários

### 3.2.1 Cenários de consumo e capacidade instalada de renováveis

O cenário base principal é o cenário previsto no PNEC (na versão de 2023) e no PNEC\* (revisão de março de 2024). Dado o aumento do consumo considerado no PNEC ser muito significativo num horizonte temporal relativamente reduzido, alavancado pela realização de grandes investimentos industriais, foram considerados dois cenários alternativos: o cenário Projetos Especiais PE onde é desenvolvida apenas parte dos projetos especiais e o cenário Estável, onde se considera apenas a eletrificação da economia por via da introdução de veículos elétricos, bombas de calor, etc.

O sumário dos cenários é apresentado na [Tabela 4](#) e detalhado nas subsecções.

	Consumo (TWh)	PV (MW)			Eólico (MW)	
		Centralizado	Distribuído	Armazenamento estacionário	Onshore	Offshore
2021	49,5	1119	582		5618	25
2023	50,8	1978	1896	1000	5784	25
2030 PNEC	95	14900	5500	4000	10400	2000
2030 PNEC*	85	16200	11400	4000	10500	2300
2030 PE	65	9000	4000	4000	7500	2000
2030 Estável	52,5	4000	4000	4000	6500	2000

TABELA 4 – CONSUMO E CAPACIDADES INSTALADAS DE RENOVÁVEIS PARA OS DIFERENTES CENÁRIOS

#### 3.2.1.1 Cenário PNEC

Este é o cenário considerado no PNEC, que, tal como descrito na secção 2.1, considera um consumo anual de 95 TWh devido aos projetos associados ao hidrogénio e projetos especiais industriais.

Considerando a capacidade instalada de 5,5 GW de eletrolisadores e um consumo anual específico de 30 TWh, assumiu-se que o perfil de consumo terá um aumento constante ao longo do ano de 3,4 GW, que corresponde a uma utilização média constante de 62% dos eletrolisadores.

Para satisfazer este aumento, e de acordo com o plano, existe um aumento significativo da capacidade instalada de renováveis, parte dela associada aos projetos de hidrogénio, em particular de solar fotovoltaico, com 20,4 GW e eólico com 12,4 GW.

#### 3.2.1.2 **Cenário PNEC\***

Tendo em conta a revisão em curso em 2024, foi também considerado o cenário PNEC\*, que considera um consumo global inferior em 10 TWh face ao cenário PNEC, resultante do decréscimo da geração associada ao hidrogénio e aos projetos especiais e um aumento da capacidade instalada de solar de 27,6 GW e eólico de 12,8 GW.

#### 3.2.1.3 **Cenário PE**

Neste cenário considera-se que o consumo aumentará apenas para 65 TWh fruto do desenvolvimento de projetos especiais industriais, como centro de dados, fábricas de baterias, produção de hidrogénio.

Dado o carácter destes projetos, assumiu-se que estes terão um perfil de consumo constante ao longo do ano de 1,43 GW, que originará um consumo específico de 12,5 TWh.

Para satisfazer este aumento mais modesto do consumo, considera-se que a capacidade instalada de solar fotovoltaico será de 13 GW e a de eólico de 9,5 GW.

#### 3.2.1.4 **Cenário 2030 Estável**

Neste cenário considera-se apenas a evolução natural do consumo por eletrificação de outros setores (veículos elétricos, bombas de calor), sem desenvolvimento de projetos especiais e hidrogénio.

Assim, o consumo aumenta apenas para 52,5 TWh, com um aumento de 2,5 TWh de carregamento elétrico, sendo que 2 TWh serão via carregamento inteligente (ajustável à disponibilidade de geração) e apenas 0,5 TWh será carregamento normal. O aumento da penetração das bombas de calor é considerado neutro face à melhoria da eficiência de equipamentos elétricos.

Relativamente à geração, considera-se uma capacidade de solar global de 8 GW (que corresponde à duplicação da capacidade instalada em 2023) e de eólica de 8,5 GW.

### 3.2.2 Solar fotovoltaico distribuído

O solar fotovoltaico distribuído, a ser injetado nos locais de consumo, tem como efeito a alteração do perfil de consumo, nomeadamente uma redução do perfil às horas solares. No caso destas instalações estarem dotadas de sistemas de armazenamento estacionários, será possível fazer uma gestão de carga local. Consequentemente, o perfil de consumo será mais uniforme entre o vazio e o pico, sendo assim caracterizado por menores picos de consumo. Para 2030, no cenário PNEC considerou-se ainda que essa capacidade instalada será de 5,5 GW, associada a uma capacidade instalada de armazenamento eletroquímico estacionário de 4 GW<sup>11</sup>, onde se incluem unidades de produção de autoconsumo e comunidades de energia.

Para modelar este aspeto em particular, considerou-se um modelo de gestão do armazenamento simplificado, onde o excesso de produção é armazenado diretamente caso haja capacidade disponível e as necessidades de consumo são supridas pela unidade de armazenamento antes da utilização da rede.

Considerou-se ainda que esta capacidade instalada de fotovoltaico distribuído está localizada em 30% dos consumidores em Portugal (residenciais, serviços, comercial e industrial). Os perfis globais de consumo, apresentados na [Figura 3](#), têm em conta estes equipamentos.

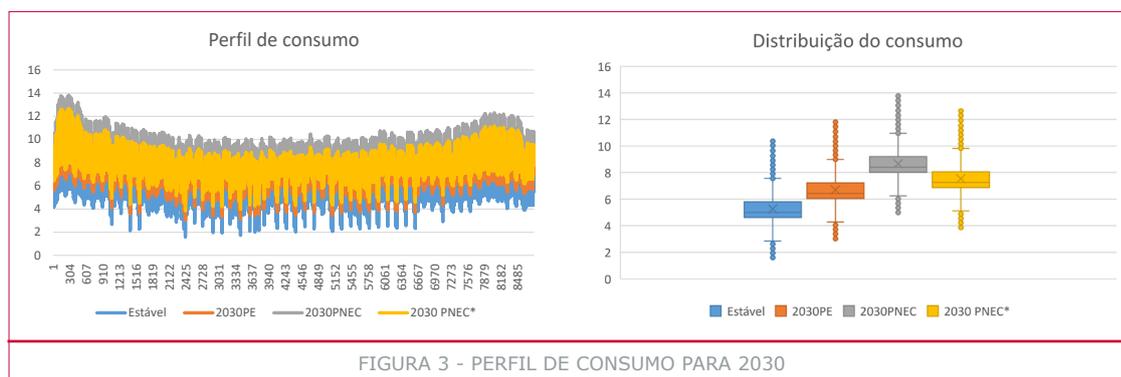


FIGURA 3 - PERFIL DE CONSUMO PARA 2030

### 3.2.3 Cenários de regimes hidrológicos

A probabilidade de as alterações climáticas provocarem no sul da Europa, incluindo a região mediterrânica, efeitos negativos pronunciados, é bastante elevada. Na Península Ibérica, isto ocorrerá sobretudo a sul do rio Tejo. Algumas estimativas sugerem uma redução de 10% na precipitação média anual e de 19% na afluência (variações sazonais e espaciais). Isto terá como impacto direto uma redução na geração hidroelétrica que poderá chegar a 30%<sup>12</sup>.

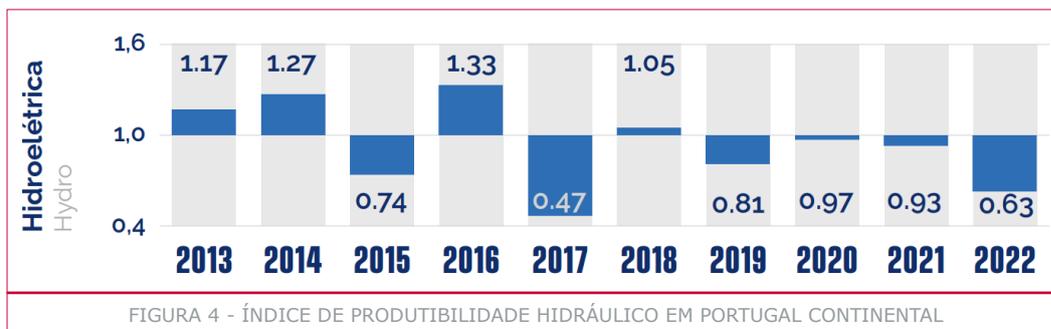
<sup>11</sup> No final de 2023, registava-se já 1 GW em baterias e uma capacidade instalada de solar de 3890 MW, dos quais 1896 MW são em unidades descentralizadas (UPAC, UPP, minigeração, etc.) <https://www.dgeg.gov.pt/pt/estatistica/energia/electricidade/producao-anual-e-potencia-instalada/>

<sup>12</sup> D. F. Rasilla, C. Garmendia, and J. C. García-Codron, "Climate change projections of streamflow in the Iberian peninsula," *Int J Water Resour Dev*, vol. 29, no. 2, pp. 184–200, Jun. 2013, doi: 10.1080/07900627.2012.721716.

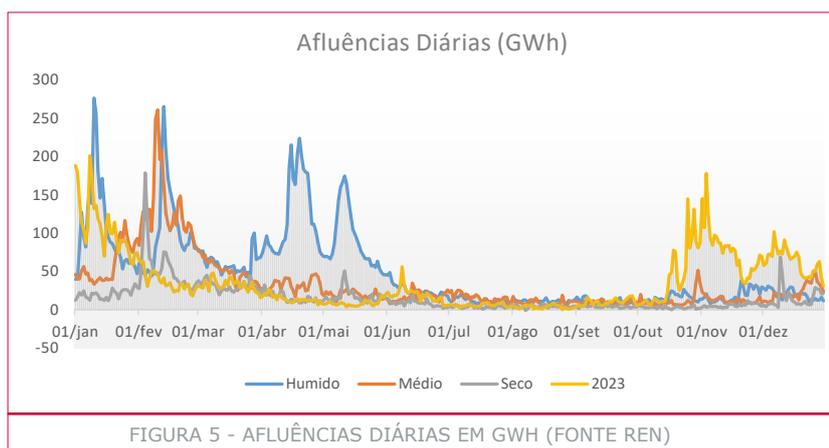
B. Lehner, G. Czisch, and S. Vassolo, "The impact of global change on the hydropower potential of Europe: A model-based analysis," *Energy Policy*, vol. 33, no. 7, pp. 839–855, May 2005, doi: 10.1016/j.enpol.2003.10.018.

C. Andrade, J. Contente, and J. A. Santos, "Climate Change Projections of Aridity Conditions in the Iberian Peninsula," *Water (Basel)*, vol. 13, no. 15, 2021, doi: 10.3390/w13152035.

De acordo com o relatório “Dados Técnicos de 2022” da REN<sup>13</sup>, os índices de produtividade hidráulica (calculados usando a média dos últimos 40 anos), têm variado entre 1,33 (2016) e 0,47 (2017), conforme se pode observar na [Figura 4](#). Nesta figura é visível que na última década houve 6 anos com uma produtividade abaixo da média em cerca de 25,4%, enquanto nos restantes 4 anos houve índices cerca de 20,5% acima da produtividade média. Em 2023, o índice foi de 0,99<sup>14</sup>.



Na [Figura 5](#) pode-se observar as afluências diárias (em GWh) aos reservatórios hídricos. Verifica-se que em geral as maiores afluências ocorrem no inverno (fevereiro) no ano médio, enquanto num ano húmido as grandes afluências podem ocorrer durante a primavera também. Num ano seco, apesar de ser no inverno que se regista a maior afluência, o valor é inferior ao registado no ano médio. No verão e outono, em qualquer um dos casos, a afluência é em geral baixa. O ano de 2023, apesar de ser um ano médio em termos anuais, teve uma dinâmica mensal de afluências um pouco distinta, com maior afluência logo no início do ano, mas menor do que o normal no inverno e depois uma afluência muito maior no final do ano (novembro e dezembro).



Assim, pode-se considerar que do ponto de vista de geração hídrica:

- o ano de 2016 foi um ano húmido;
- o ano de 2017 foi um ano seco;
- o ano de 2021 foi um ano médio<sup>15</sup>.

<sup>14</sup> REN, Centro de Dados: Eletricidade /Regimes

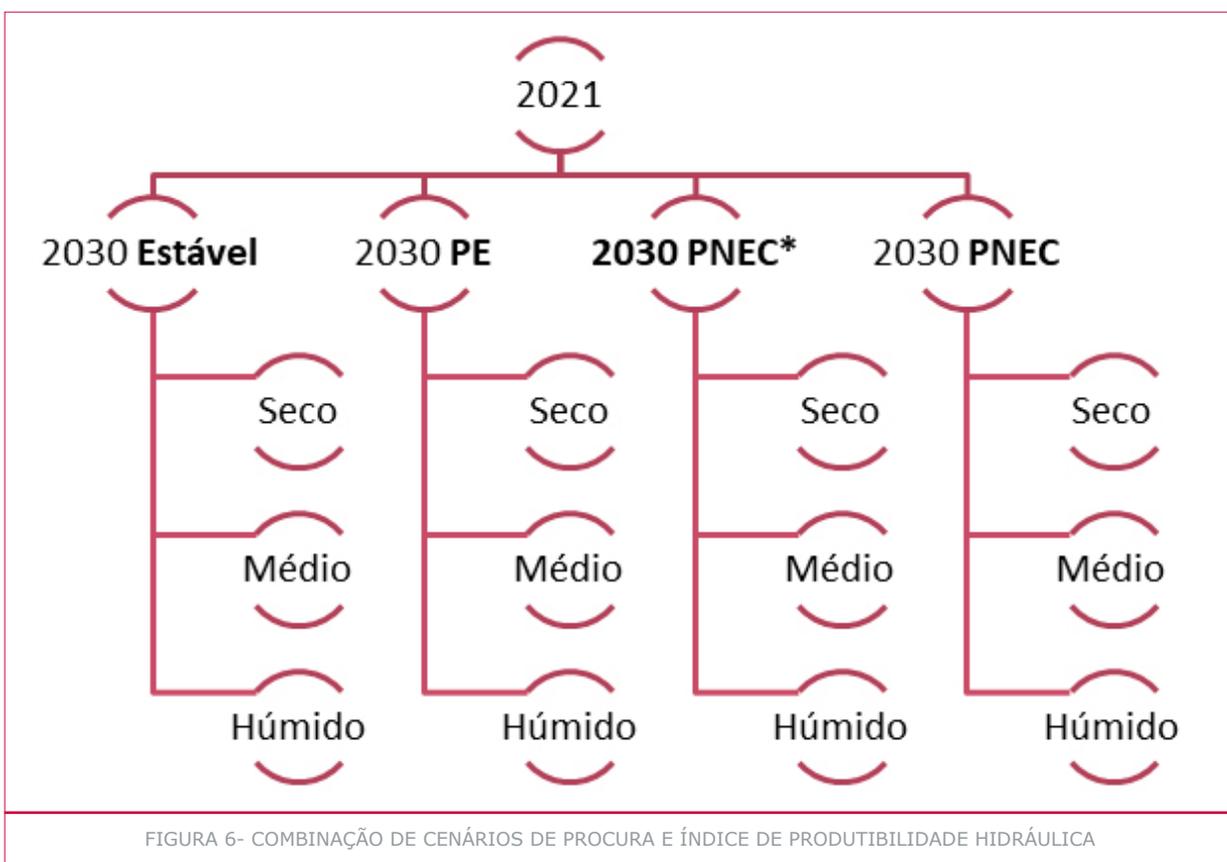
<sup>13</sup> NREN, Dados Técnicos 2022

<sup>15</sup> 2021 teve um índice de produtividade de 0,93, que foi o valor mais próximo de 1 à exceção de 2020 que não foi considerado por ter sido um ano com um consumo atípico em termos de valor e perfil por causa da pandemia. O ano de 2023 será usado para a verificação da aplicabilidade da metodologia.

	<b>Seco</b>	<b>Médio / 2023</b>	<b>Húmido</b>
Afluência (TWh)	5,58	11,89 / 12,91	18,01

TABELA 5 - AFLUÊNCIAS ANUAIS PARA DIFERENTES REGIMES HIDROLÓGICOS

Desta forma, as afluências hídricas desses anos foram utilizadas como afluências de referência para os cenários de 2030, apresentados na Figura 6.



	<b>Seco</b>	<b>Médio</b>	<b>Húmido</b>
Nível inicial (%) / Nível final (%)	50% -50%	60%-40%	70%-40%
Variação no Armazenamento de água (TWh)	0	- 0,8	- 1,6

TABELA 6 - VARIAÇÕES DE RESERVATÓRIO ANUAIS PARA DIFERENTES REGIMES HIDROLÓGICOS

## 3.3 Mercado

### 3.3.1 MIBEL

Em Portugal e Espanha, a maior parte da eletricidade é comercializada no mercado diário, com base na apresentação de ofertas de compra e venda pelos diferentes operadores de geração e comercialização, para as vinte e quatro horas do dia seguinte. Assim, todos os dias às 12h de Portugal, são estipulados os preços, e as quantidades geradas pelos diferentes tipos de tecnologias para o dia seguinte<sup>16</sup>.

No caso do MIBEL e de outros mercados europeus, o modelo de mercado é designado por marginalista. Neste tipo de mercados espera-se que os produtores de eletricidade façam ofertas com base no custo marginal de produção (que inclui os custos variáveis por unidade de energia produzida, como, por exemplo, o custo do combustível, emissões, custo variável de operação e manutenção e os impostos). Às 12 horas de cada dia, todas as ofertas de produção são ordenadas por ordem crescente de preço e as ofertas dos comercializadores por ordem decrescente de preço. O preço de transação da energia para todos os produtores e comercializadores será o ponto de interceção entre a oferta e a procura, ou seja, o custo marginal de produção do último produtor que satisfaz a procura no período de licitação. Em geral, o preço em Portugal e Espanha é o mesmo, mas quando é atingida a capacidade máxima de interligação, pode haver a separação dos mercados por algumas horas, originando preços diferentes em ambos os países. Esta situação ocorre em geral em menos de 500 horas por ano, ou seja, representa no máximo 5% das horas do ano.

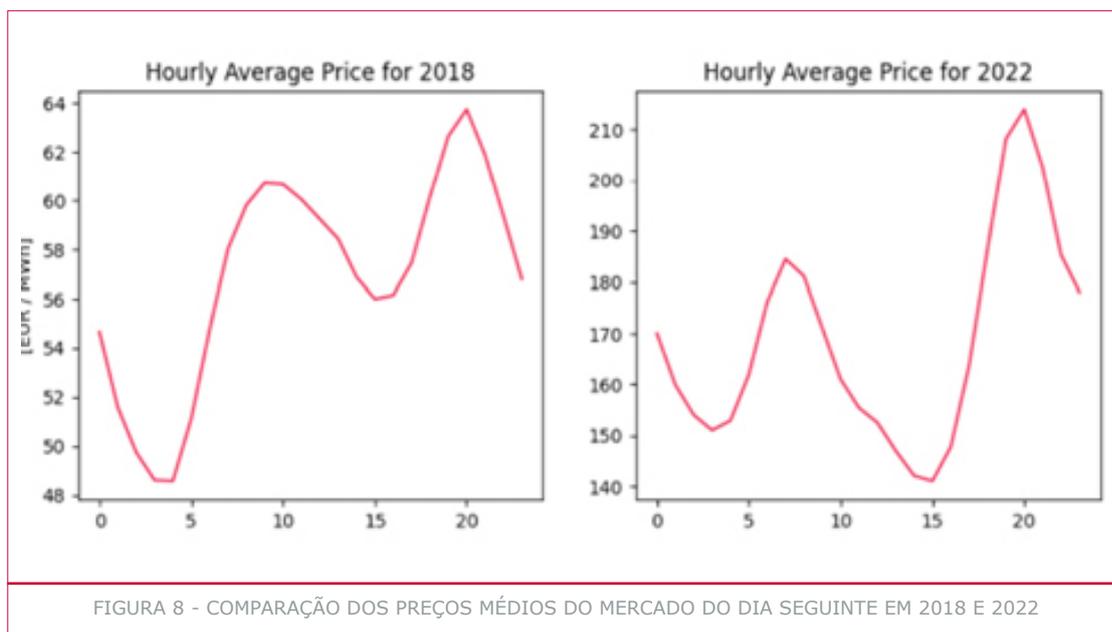
Na [Figura 7](#) é representada a evolução histórica dos preços do mercado em Portugal no período de 2018 a 2023. Nesta figura é visível a significativa alteração do comportamento do mercado entre 2020 e 2022, fruto de diferentes situações, sendo que essas alterações são detalhadas na [Figura 8](#):

- Até 2020, os preços de mercado variavam em média entre 40 € e 60 € (Figura 8);
- Em 2020 houve uma redução significativa da procura e da alteração do perfil de consumo por causa dos confinamentos decorrentes da pandemia, o que originou uma baixa de preços;
- Em 2021, de forma crescente e decorrente da recuperação económica pós-pandemia, houve um aumento dos preços. Para além disso, o encerramento das centrais a carvão em janeiro de 2021, com um preço marginal inferior às do gás natural, terá contribuído também para o aumento de preços;



<sup>16</sup> Existem ainda os mercados intra-diários, para correções das ofertas de compra e venda no próprio dia, os mercados de longo-prazo, e ainda o mercado de derivados.

- No final de 2021, e sobretudo a partir de fevereiro de 2022, houve um aumento muito significativo dos preços, motivado pela guerra na Ucrânia e pelo embargo ao uso de combustíveis provenientes da Federação Russa, o que levou a uma subida muito significativa dos preços do gás natural e conseqüentemente do preço de todos os recursos energéticos. O MIBEL introduziu, em meados de 2022, o mecanismo ibérico de limitação do preço do gás para produção de eletricidade, o que limitou os preços. Ainda assim, os preços em 2022 variaram entre 140 € e 210 €. Contudo, como se pode observar na Figura 8, houve outra alteração significativa em 2022, com o preço mínimo a deixar de ser registado durante a madrugada para passar a ser durante o dia, por via do aumento significativo da capacidade instalada de solar fotovoltaico em Portugal, mas sobretudo em Espanha.



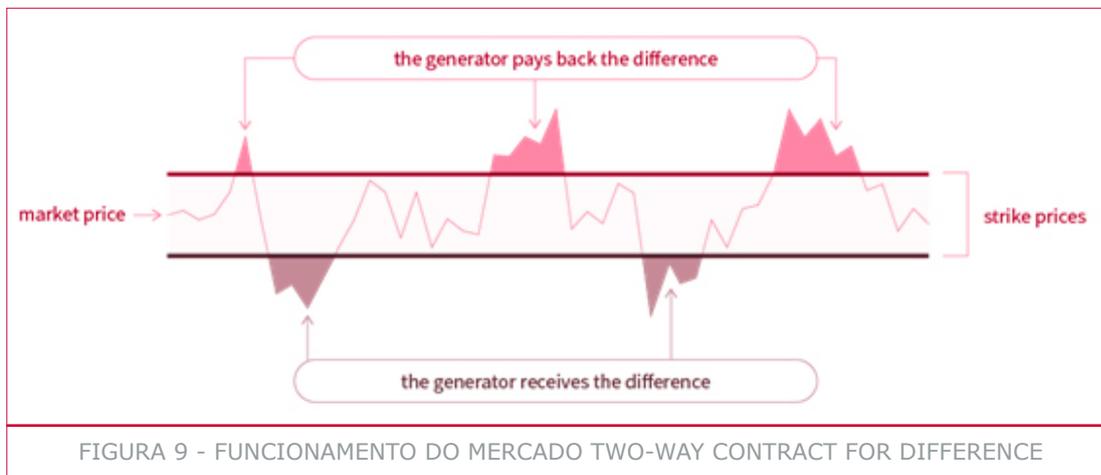
### 3.3.2 Cenários de Mercado para 2030

A União Europeia está em processo de discussão do desenho de mercado de energia, e uma das opções que está a ser discutida é a de um mercado *Two-Way Contracts for Difference*<sup>17</sup>.

Neste desenho de mercado, esquematizado na [Figura 9](#), o funcionamento continua a ter um desenho marginalista, mas são definidos um preço mínimo e máximo de mercado: caso o preço de mercado seja inferior ao preço mínimo, os operadores recebem pelo menos o preço mínimo; caso o preço de mercado seja superior ao preço máximo, os operadores não recebem mais do que o preço máximo.

<sup>17</sup> [EU, Reforma do mercado europeu de eletricidade](#)

Assim, para efeitos de simulação de mercado, o modelo marginalista poderá ser utilizado na mesma, mas a quantificação dos custos e ganhos dos operadores terá de ter em conta os preços máximos e mínimos. Para efeitos de simulação para 2030, considera-se que o preço mínimo é de 10 €, e o preço máximo é de 100 €.



### 3.4 Indicadores

Para avaliar o impacto do armazenamento no sistema eletroprodutor nacional, foram identificados 3 indicadores:

- Percentagem de renováveis na produção de eletricidade [%];
- Emissões diretas de CO<sub>2</sub> equivalente do setor de geração de energia [Mton CO<sub>2</sub>e];
- Custo de geração de eletricidade do mercado diário [M€];

Na Tabela 7 são indicados os valores dos indicadores para os anos de 2021 e 2023 (quando disponíveis) e os valores de referência para 2030.

Os dois primeiros indicadores têm como objetivo verificar a prossecução das metas do PNEC e o terceiro indicador será utilizado para estimar o potencial económico do armazenamento.

Relativamente às emissões específicas do sistema eletroprodutor de Portugal continental, o valor foi de 6 Mton em 2021<sup>21</sup>. Esse valor é inferior ao reportado à Agência Portuguesa do Ambiente (APA), que para Portugal (continente e ilhas) foi de 7,6 Mton em 2021<sup>22</sup>. De acordo com o PNEC (que inclui também o continente e ilhas), o setor da geração de energia deverá reduzir as emissões em 83% em 2030 face a 2005, pelo que o valor considerado para 2030 deverá ser 4,34 Mton. Como este estudo considera apenas os valores de Portugal Continental, o valor a atingir deverá ser inferior. Em 2023, de acordo com a Associação Portuguesa de Energias Renováveis (APREN)<sup>20</sup> esse valor terá sido, para o continente, de apenas 3,6 Mton.

<sup>21</sup> APA, memorando sobre as emissões GEE, 2023

<sup>22</sup> APREN, Eletricidade Renovável em Revista, 2024

<sup>23</sup> OMIE, Evolución del mercado de electricidad, Informe anual 2023

<sup>24</sup> Plano Nacional de Energia e Clima 2021-2030 Portugal

	<b>% Fontes de energia renovável na eletricidade</b>	<b>Emissões CO<sub>2</sub>e [Mton] Total/Eletricidade</b>	<b>Custos mercado diário (M €)</b>
2021	58,4	56,5 <sup>21</sup> / 6-7,6	5684 M €
2023	61	ND/ 3,6 <sup>22</sup>	4521 M € <sup>23</sup>
2030	85	38.9 / 4,34 <sup>24</sup>	

TABELA 7 – INDICADORES (ND: NÃO DISPONÍVEL)

O terceiro indicador tem como objetivo contabilizar o potencial económico do armazenamento de energia. Não existe informação específica dos custos associados à geração de eletricidade em Portugal, mas de acordo com o OMIE, o operador do mercado diário, o valor económico em Portugal foi de 5,68 M € em 2021 e 4,52 M € em 2023. Existem ainda outros mercados não contabilizados, como o intra-diário, longo-prazo ou reserva, mas para efeitos da ferramenta utilizada, que apenas tem em conta o mercado diário, será usado este valor como referência. As variações ao custo em função das variações de armazenamento serão contabilizadas como o valor económico do armazenamento.

<sup>18</sup> [REN, Dados Técnicos de 2022](#)

<sup>19</sup> [APA, Fator de Emissão de Eletricidade 2023](#)

<sup>20</sup> [APREN, Eletricidade Renovável em Revista, 2024](#)

## 4 Validação da metodologia

Nesta secção são apresentados os resultados de validação dos modelos técnicos e económicos para 2021 de Portugal e Espanha do EnergyPLAN e o modelo de mercado, para 2021. No final é feita uma verificação com os dados de Portugal para 2023, substituindo apenas os parâmetros que serão alterados para 2030: as capacidades instaladas das diferentes tecnologias e os preços de mercado.

### 4.1 Modelo de Portugal para 2021

Na Tabela 8 são apresentados os dados reais de geração em Portugal para 2021, e os dados resultantes dos modelos técnico e de mercado para Portugal para o mesmo período. Da análise desta tabela, pode-se concluir que, para ambos os modelos, os erros máximo para cada uma das tecnologias é de 3,1% para o modelo económico e 1,2% para o modelo técnico. Em ambos os modelos, os maiores erros ocorrem no balanço da geração hídrica de reservatório (que resulta da diferença entre a energia turbinada e bombeada) e no balanço entre as importações e exportações entre Portugal e Espanha.

TECNOLOGIA	REAL [TWH]	MERCADO [TWH]	ERRO (%)	TÉCNICO [TWH]	ERRO (%)
BIOMASSA	3,45	3,45	0,0	3,45	0,0
EÓLICO OFFSHORE	0,05	0,05	0,0	0,05	0,0
EÓLICO ONSHORE	12,92	12,91	0,1	12,83	0,7
HÍDRICA FIO DE ÁGUA	7,066	7,06	0,1	7,07	-0,1
BALANÇO HÍDRICA RESERVATÓRIO	4,15	4,02	3,1	4,11	1,0
SOLAR FOTOVOLTAICO	1,73	1,73	0,0	1,73	0,0
GÁS NATURAL	15	15,44	-2,9	20,07	-1,2
BALANÇO IMP-EXP	4,83	4,69	2,9		
TOTAL	49,446	49,6	0,3	49,56	0,2

TABELA 8 - RESULTADOS DE VALIDAÇÃO DOS MODELOS DE ENERGYPLAN PARA PORTUGAL, EM 2021

É ainda de notar que, no caso do modelo técnico, como não existe interligação com Espanha, o modelo assume que o gás natural é despachado sempre que não existir capacidade de geração renovável, quando na realidade isso pode ser feito através da importação de energia. Desta forma, no cenário técnico, a geração de gás natural tem de ser comparada com a soma dos valores reais de geração de gás natural e importações.

Relativamente aos indicadores representados na Tabela 9, podemos verificar que a percentagem de renováveis na geração de eletricidade tem um erro máximo de 1,1%. Relativamente às emissões de CO<sub>2</sub>e, note-se que a simulação técnica, ao não considerar importações e utilizar gás natural na sua vez, aumenta significativamente as emissões. Já a simulação económica, tem um erro de 7,8%, que tem a ver com o facto de a geração por gás natural ser 3% superior à efetivamente registada.

Relativamente aos custos, o modelo económico apresenta um erro de 24,7%. O maior fator de erro está associado ao preço do gás natural. Na ferramenta só é possível atribuir um valor médio ao preço do gás e como discutido na secção 3.4.1, o preço do gás variou significativamente em 2021, pelo que é natural que o preço calculado seja inferior ao registado. Desta forma, para a análise dos cenários de 2030, será considerado que o erro intrínseco do modelo é de 8% para o cálculo das emissões e de 25% para o cálculo de custos.

	<b>% Fontes de energia renovável eletricidade</b>	<b>Emissões de CO<sub>2</sub> [MT]</b>	<b>Custos (M €)</b>
Real 2021	58,4	7,6	5684
2021 (técnico)	59,4	9,1	4572
Erro / Erro relativo	0%	1,5/19,7%	1112/-19,56%
2021 (mercado)	59,5	7	4279
Erro / Erro relativo	0,1%/ 0.2%	0,6/-7,8%	1405/-24,72%
TABELA 9 - RESULTADOS DO MODELO PARA 2021			

Desta forma, pode-se concluir que ambos os modelos conseguem reproduzir o funcionamento do sistema eletroprodutor português para 2021.

## 4.2 Modelo de Espanha para 2021

Na Tabela 10 são apresentados os dados reais de geração em Espanha para 2021 e os dados resultantes dos modelos técnico e de mercado para Espanha para o mesmo período. Da análise desta tabela, pode-se concluir que, para ambos os modelos, o erro máximo para cada uma das tecnologias é de 6,2% para o modelo económico e 1,7% para o modelo técnico. Em ambos os modelos, os maiores erros ocorrem no balanço entre as importações e exportações entre Portugal e Espanha. Contudo, neste caso, o modelo económico não diferencia explicitamente as trocas de mercado de Espanha com França e Marrocos, que têm capacidades de interligação diferentes. No caso técnico, na geração por energias convencionais não se considera a interligação com Portugal, França e Marrocos.

Como apenas o modelo técnico de Espanha será utilizado para a modelação do sistema eletroprodutor de Portugal para 2030, não são calculados os indicadores.

Desta forma, pode-se concluir que ambos os modelos conseguem reproduzir o funcionamento do sistema eletroprodutor espanhol para 2021.

TECNOLOGIA	REAL [TWH]	MERCADO [TWH]	ERRO (%)	TÉCNICO [TWH]	ERRO (%)
BIOMASSA	4,17	4,17	0,0	4,17	0,0
EÓLICO <i>ONSHORE</i>	59,15	59,15	0,0	59,1	-0,1
HÍDRICA FIO DE ÁGUA	8,55	8,55	0,0	8,55	0,0
BALANÇO HÍDRICA RESERVATÓRIO	19,55	19,76	1,1	19,54	-0,1
SOLAR FOTOVOLTAICO	25,41	25,26	0,6	25,26	0,6
RESÍDUOS	2,48	2,48	0,0	2,48	0,0
NUCLEAR	54,3	54,29	0,0	54,29	0,0
OUTRAS RENOVÁVEIS	0,89	0,89	0,0	0,89	0,0
GÁS NATURAL E CARVÃO	68,2	70,97	4,1	70,19	1,7
BALANÇO IMP-EXP	0,81	0,86	6,2		
TOTAL	243,50	246,38	1,2	244,47	0,4

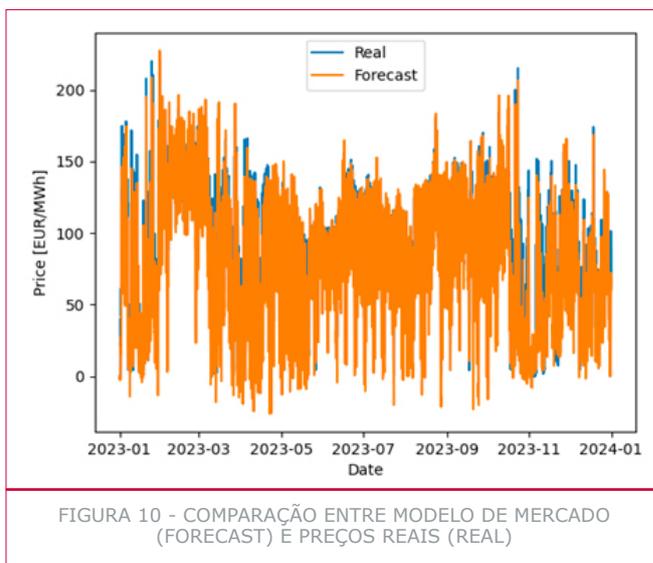
TABELA 10 - RESULTADOS DE VALIDAÇÃO DOS MODELOS DE ENERGYPLAN PARA ESPANHA, EM 2021

### 4.3 Modelo do mercado diário

Para o modelo de mercado, foi treinado um modelo usando o algoritmo *gradient boosting*, com dados de 2015 a 2022. As entradas do modelo foram:

- a potência de geração horária de cada tecnologia, renovável ou não, em Portugal e Espanha
- a afluência hídrica;
- o preço diário do gás natural;
- os preços do mercado no dia anterior.

Os resultados da previsão para 2023 podem ser observados na [Figura 10](#). Nesta figura é visível que o modelo foi capaz de prever corretamente as variações do preço de mercado. Na [Tabela 11](#) estão indicados o erro absoluto médio (MAE), a raiz do erro quadrático médio (RMSE) e a covariância do RMSE (cvRMSE). Os erros médios são da ordem dos 15€/MWh (MAE) embora com alguma variância (5€/MWh), ou seja, as previsões têm um erro em geral entre 10 e 20€/MWh, num mercado onde o preço médio foi de 87,61€/MWh e o preço máximo foi de 227,33€/MWh. Ou seja, em geral, o erro é de 23% (cvRMS).

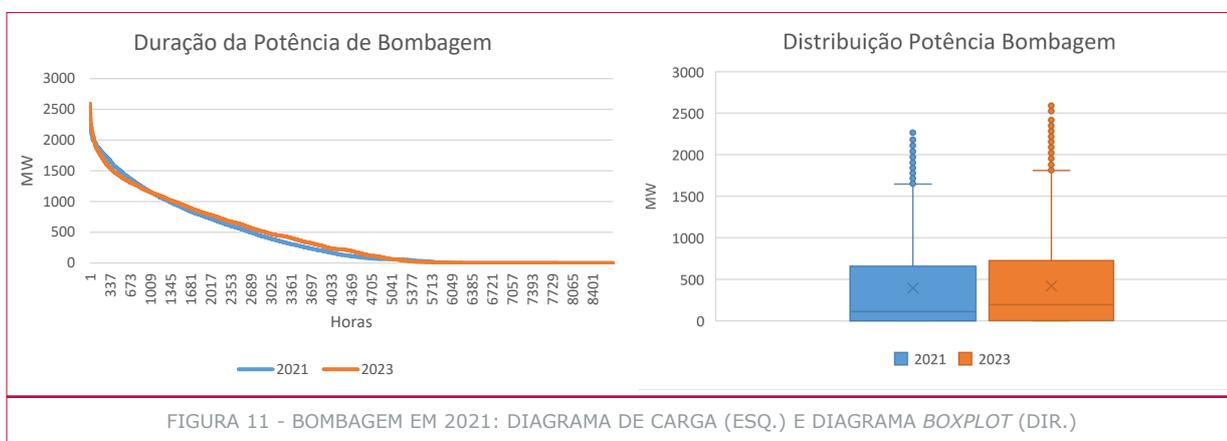


	MAE [€/MWh]	RMSE[€/MWh]	cvRMSE
Modelo	15,23	20,32	0,23

TABELA 11 - ERRO ENTRE MODELO DE MERCADO (FORECAST) E PREÇOS REAIS (REAL)

## 4.4 O armazenamento em Portugal em 2021 e 2023

A [Figura 11](#) mostra o comportamento da bombagem em Portugal em 2021 e 2023 com base nos dados reais. No gráfico da esquerda, na curva de duração de potência de bombagem, podemos observar que o número de horas em que é utilizada a potência acima de 2 000 MW é muito reduzida (54 e 67 horas em 2021 e 2023 respetivamente); não é utilizada qualquer bombagem em mais de 2500 horas anuais. No gráfico da direita podemos ver o diagrama da distribuição de potência, sendo possível observar que o valor médio de utilização é de 395 e 419 MW (pouco mais de 10% da potência máxima) e o quartil 75% tem o valor de 659 e 729 MW, ou seja, em apenas 25% das horas do ano é que a potência utilizada é superior a esse valor.



Na [Figura 12](#) é apresentado um mapa de calor com a distribuição média ao longo dos dias da semana da potência de geração (em cima) e bombagem (em baixo) para 2021.

Podemos verificar que as potências de bombagem mais altas foram atingidas em média aos sábados e domingos durante o dia (em particular entre as 14h e as 16h), enquanto durante os dias de semana, a bombagem é feita durante a madrugada (0h às 5h) e durante a tarde. Estes resultados são explicados pela utilização da bombagem para armazenamento de energia durante a madrugada, quando o consumo baixa e a geração eólica é em geral elevada, mas mostram sobretudo o efeito da energia solar fotovoltaica, em especial ao fim de semana. Nestes dias o consumo é menor, logo a geração de origem solar é muito significativa relativamente ao consumo e por isso, o armazenamento é utilizado para transferir esta geração para outros períodos.

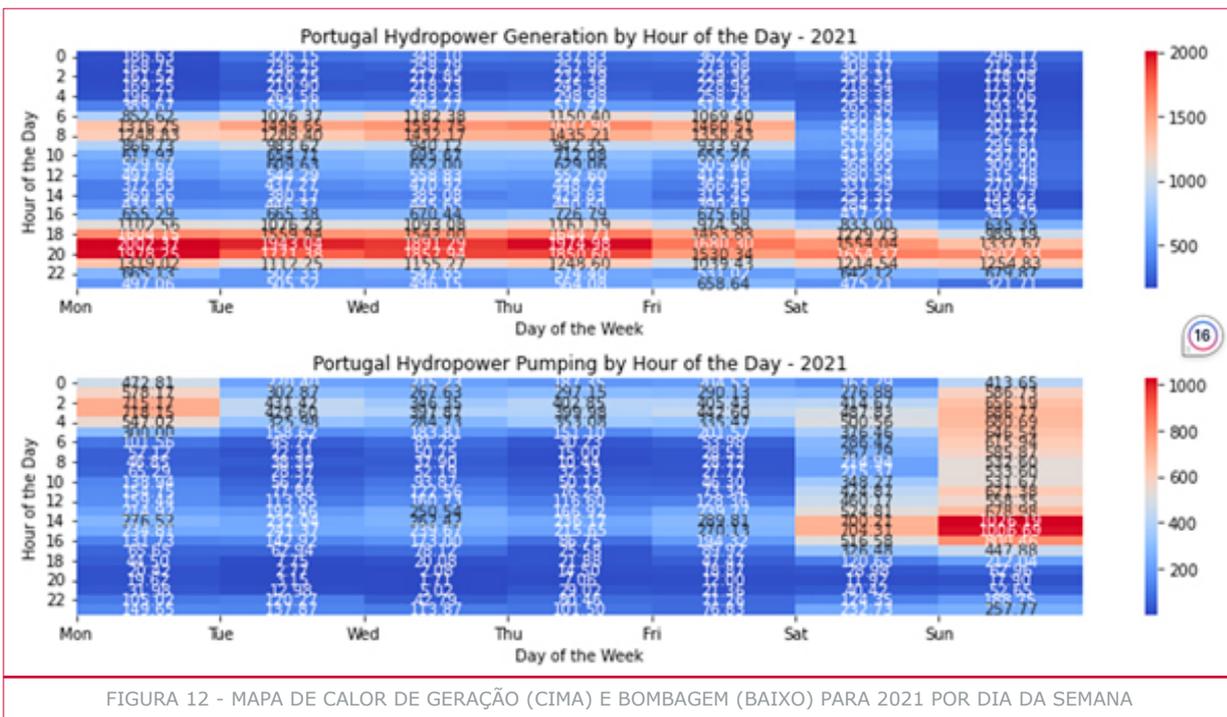


FIGURA 12 - MAPA DE CALOR DE GERAÇÃO (CIMA) E BOMBAGEM (BAIXO) PARA 2021 POR DIA DA SEMANA

Relativamente à geração, podemos observar que as hídricas de reservatório são utilizadas para os períodos de picos (matinal e noturno), quando os preços são mais elevados (ver Figura 12).

#### 4.5 Verificação para 2023

Para efeitos de verificação da fiabilidade do modelo, foi aplicada a metodologia para replicar o ano de 2023. Os resultados são apresentados na [Tabela 12](#). Em primeiro lugar, validou-se o modelo usando as distribuições de consumo, geração e preços reais de 2023 (Mercado). Em segundo lugar são utilizadas as distribuições de 2021 e os preços de mercado gerados pela aplicação do modelo de mercado (Mercado\*). Esta é a condição equivalente à que será utilizada para os cenários de 2030. Desta forma podemos estimar os erros da metodologia aplicada.

Relativamente à validação para 2023 e utilizando os dados de 2023, o modelo apresenta erros máximos de 6,6% (na geração por gás natural). Em particular, o modelo considera 0,5 TWh gerados por gás que na realidade terão sido fornecidos pela importação (erro de -5,5%). Estes resultados são obtidos considerando o relaxamento da condição de estabilização da rede através de centrais térmicas, que é a condição considerada para 2030 (em 2023 o valor da geração gás foi inferior a 10% da geração total em 2 800 horas (32%)). Desta forma o erro máximo do modelo foi de 6,6%, quando o de erro de 2021 tinha sido de 3,1%.

Considerando as distribuições genéricas (vindas da calibração para 2021), os resultados são da mesma ordem de grandeza, apesar de o erro nalguns vetores energéticos ser significativo, nomeadamente na biomassa e no eólico offshore: no caso da biomassa, em 2023 a produção foi significativamente mais baixa do que em 2021, apesar de não ter havido alterações na capacidade instalada; no caso do eólico offshore, a geração foi muito superior em 2023 (provavelmente em 2021 o parque *Windfloat Atlantic*<sup>25</sup> não

<sup>25</sup> [Windfloat Atlantic](#)

estava a operar ainda na capacidade máxima, visto que o fator de capacidade foi de apenas 0,24, enquanto em 2023 foi de 0,36). Apesar de, para 2023, o peso relativo destas renováveis ser pequeno, para 2030 esse peso será maior, por isso a distribuição do eólico offshore de 2023 deverá ser usada para 2030. O erro dos reservatórios é também mais elevado (16,8%), o que é justificável pelo facto de a distribuição de aflúências de 2021 ser menor do que a ocorrida na realidade em 2023. Desta forma, o erro associado à metodologia foi de 16,8%, que como seria expectável, é superior ao erro do modelo (6,6%).

TECNOLOGIA	REAL [TWH]	MERCADO [TWH]	ERRO (%)	MERCADO* [TWH]	ERRO (%)
BIOMASSA	2,89	3,91	0,7	3,26	12,8
EÓLICO OFFSHORE	0,08	0,08	0,0	0,08	0
EÓLICO ONSHORE	12,85	12,82	-0,2	13,29	3,4
HÍDRICA FIO DE ÁGUA	6,63	6,65	0,3	7,07	6,6
BALANÇO HÍDRICA RESERVATÓRIO	4,40	4,21	-4,3	3,66	-16,8
SOLAR FOTOVOLTAICO	3,59	3,59	0,0	3,47	-0,1
GÁS NATURAL	9,90	10,60	6,6	10,40	5,0
BALANÇO IMP-EXP	10,25	9,69	-5,5	9,36	-8,7
TOTAL	50,78	50,78	0	50,78	0

TABELA 12 - RESULTADOS DE VALIDAÇÃO E VERIFICAÇÃO DOS MODELOS DE ENERGYPLAN PARA PORTUGAL, EM 2023

Relativamente aos erros nos indicadores, podemos ver que, usando os dados de 2023, o modelo usando os dados de 2023 continua a sobrestimar os valores de emissões (embora o valor de 3,6 ainda não seja o oficial), embora isso seja justificado pelo facto de o modelo ter previsto uma maior utilização de gás natural do que a de facto ocorreu.

Já a estimativa de custos, usando as distribuições para 2030, dá um erro de 52% de sobrestimação de custo. Este erro pode ser justificado pela maior utilização de gás natural no modelo, em detrimento das importações, e uma maior utilização no modelo de importações face à hídrica, em horas de ponta.

	% RES eletricidade	Emissões de CO2 [MT]	Custos (M€)
REAL 2023	61	3,6	4380
2023 (MERCADO)	60,0	4,8	4330
ERRO /ERRO RELATIVO	1%/ -1,64%	1,2 /33,33%	50/-1,14%
2023 (MERCADO*)	61,1	4,7	6628
ERRO/ERRO RELATIVO	0,1%/ 0,16%	1,1/ 30,56%	2248/51,32%

TABELA 13 - RESULTADOS DO MODELO PARA 2023

## 4.6 Estimativa de erro da metodologia

Em função da análise anterior, podemos concluir o seguinte:

- O modelo EnergyPLAN consegue, em geral, reproduzir os resultados do sistema eletroprodutor de Portugal, com erros entre 3% (2021) e 7% (2023) relativamente à geração de gás natural, balanço de geração e bombagem hídrica e balanço de importações-exportações;

- Em termos de indicadores, estes erros do modelo não têm impacto na penetração de energia renovável na eletricidade (erro inferior a 2%).

- Relativamente ao cálculo das emissões associadas, o modelo tem um erro entre -7,8% (2021) a 33,3% (2023) das emissões em função do erro associado à estimação da geração a partir do gás natural. Contudo, em termos absolutos, o erro é menor em 2023, ou seja, quanto menor for a utilização do gás natural, maior poderá ser o erro relativo.

- Relativamente à estimativa de custos, os erros variaram entre -24,7% (2021) e -1,1% (2023). Esse erro tem como fonte não só o facto de o modelo considerar um preço médio de gás (que em 2021 teve uma grande variação), mas também a utilização estimada da geração a gás. Mais uma vez, quanto menor for o peso desta geração, maior poderá ser o erro relativo.

- A metodologia apresentada também consegue reproduzir os resultados do sistema eletroprodutor, embora com maior erro, pois inclui não só os erros do modelo EnergyPLAN como o erro associado à utilização de distribuições padrão e não as distribuições reais. Ainda assim, o maior erro da metodologia foi -16,8% no balanço de geração e bombagem hídrica, pois foi utilizado como referência a afluência de 2021, que foi inferior à de 2023.

- Em termos de indicadores, a metodologia não parece ter impacto na penetração de energia renovável na eletricidade (erro inferior a 0,2%).

- Relativamente às emissões, o erro de 30,56% é semelhante ao erro do modelo e tem as mesmas origens (menor utilização de gás natural do que aquela estimada pelo modelo).

- Relativamente aos custos do sistema, o erro foi de 51,32% e tem a ver com o facto de se ter utilizado a previsão de preços do mercado e não os preços reais, associada aos erros de maior utilização de gás e menor utilização das importações e exportações.

Assim, pode-se concluir que a incerteza considerada relativamente aos resultados da aplicação da metodologia para os diferentes cenários de 2030 será:

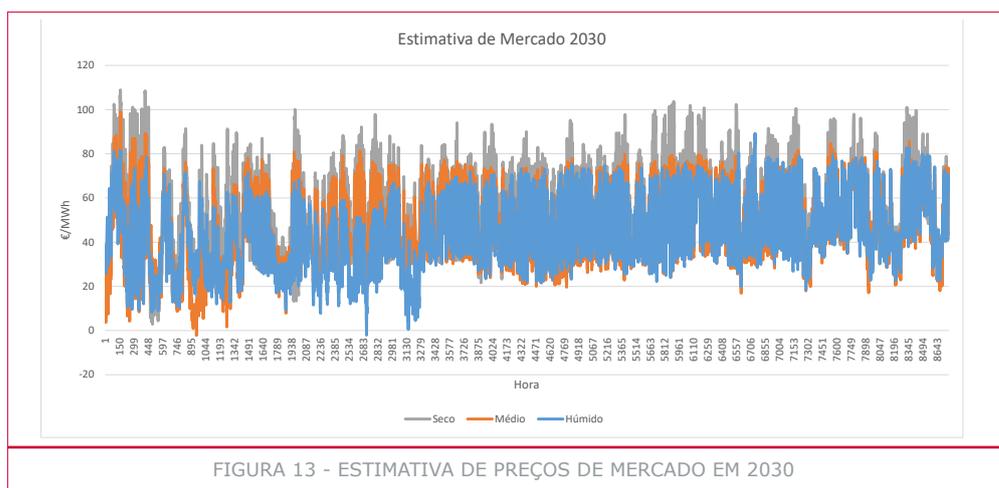
- de 1% relativamente à taxa de penetração de renováveis na geração de eletricidade;
- de 1 Mton de CO<sub>2</sub>e relativamente às emissões diretas do sistema eletroprodutor;
- de 52% face à estimativa dos custos de mercado.

## 5 Resultados para 2030

Nesta secção apresentamos os resultados para o sistema eletroprodutor nacional para 2030 para de acordo com os 3 cenários considerados, sendo feita a análise dos diferentes regimes hidrológicos em cada um deles.

### 5.1 Preços de Mercado para 2030

Para estimar os preços de mercado para 2030, fez-se a simulação dos modelos técnicos de Portugal e Espanha, de forma a identificar o potencial de contribuição de cada tecnologia para o mercado e com base nesses dados e nas afluências e estimativas de preços de gás para 2030. Em seguida foi corrido o modelo de mercado (ver [secção 3.2.2](#)) para diferentes regimes hidrológicos e os resultados são os representados na [Figura 13](#) e na [Tabela 14](#). Podemos ver que, tal como expectável, num ano seco, o preço médio de mercado será mais elevado ao longo de todo o ano, enquanto num ano húmido os preços serão mais baixos, em particular em períodos de grande afluência fora do período normal (inverno). Em qualquer dos casos o preço médio obtido é inferior ao expectável na Europa para 2030, que será da ordem dos 75€/MWh<sup>27</sup>.



Preço Médio (€/MWh)	Seco	Médio	Húmido
2030	53,65	47,42	45,18

TABELA 14 - ESTIMATIVA DO PREÇO MÉDIO DE MERCADO EM 2030

<sup>26</sup> <https://www.econstor.eu/handle/10419/280124>

<sup>27</sup> [EU Energy Outlook 2060, Energy Brainpool](#)

## 5.2 Cenário PNEC

Os resultados para o cenário PNEC são apresentados na [Tabela 15](#). Como se pode observar, só no regime hidrológico seco é que o objetivo de 85% de renováveis na eletricidade não é atingido<sup>28</sup>. Contudo, se tomarmos em conta a metodologia de normalização da geração hídrica prevista, o valor seria de 93%, ou seja, cumpriria os objetivos<sup>29</sup>.

TECNOLOGIA	SECO [TWH]	MÉDIO [TWH]	HÚMIDO [TWH]
BIOMASSA	7,05	7,05	7,05
EÓLICO OFFSHORE	6,29	6,29	6,29
EÓLICO ONSHORE	23,34	23,26	22,95
HÍDRICA FIO DE ÁGUA	3,45	7,07	9,09
GERAÇÃO HÍDRICA RESERVATÓRIO	9,31	7,95	8,03
GERAÇÃO BATERIAS ESTACIONÁRIAS	1,00	0,98	0,99
SOLAR FOTOVOLTAICO	36,82	36,80	36,30
GÁS NATURAL	1,80	0,26	0,27
IMPORTAÇÕES	23,24	21,71	20,04
EXPORTAÇÕES	-8,10	-8,48	-9,21
ARMAZENAMENTO HÍDRICO	-7,94	-6,65	-5,53
ARMAZENAMENTO ESTACIONÁRIO	-1,39	-1,36	-1,38
TOTAL	95	95	95
% RENOVÁVEIS ELETRICIDADE	81,4±0,1	85,0±0,1	87,5±0,1
EMISSÕES CO <sub>2</sub> [MTON]	0,82 ±1	0,12±1	0,12±1
CUSTO [M€]	3337 ±1735	2968±1543	2784±144

TABELA 15 - RESULTADOS DO MODELO ENERGYPLAN PARA PORTUGAL EM 2030 NO CENÁRIO PNEC

Relativamente ao objetivo das emissões (igual a 4,34 Mton), ele é atingido com uma folga significativa (mesmo considerando a incerteza do modelo) em qualquer dos cenários hidrológicos.

Relativamente aos custos do sistema, como é expectável, os custos são maiores no cenário seco, quando é necessário recorrer mais à geração a gás natural e às importações. No pior caso, tendo em conta a margem de erro superior, o custo do

<sup>28</sup> Para atingir os 85% de penetração de renováveis na eletricidade neste cenário, seria necessário por exemplo, necessário ter uma capacidade total de 25 600 MW de solar fotovoltaico.

<sup>29</sup> Para a aplicação da fórmula de normalização para a contabilização da eletricidade produzida a partir de energia hídrica descrita no anexo II da Diretiva (UE) 2018/2001, foram considerados os 14 anos anteriores: os valores de 2008 a 2022, com base nos dados da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG).

sistema seria de 4 878 M € no cenário seco, que ainda assim seria inferior ao custo do sistema em 2021. Para os restantes cenários hidrológicos, o custo do sistema estaria entre os 4 232M € e os 4 511 M €, que é da mesma ordem de grandeza do valor atingido em 2023.

### 5.3 Cenário PNEC\*

Os resultados para o cenário PNEC revisto (PNEC\*) são apresentados na [Tabela 16](#). Neste caso, como a redução do consumo é de 10 TWh anuais e o aumento da capacidade instalada de renováveis (sobretudo de solar) de 20 400 MW para 27 600 MW), é possível atingir os 90,8% de penetração de energias renováveis na eletricidade e ter emissões de CO<sub>2</sub> e abaixo das 200 kton, mesmo no cenário hidrológico mais seco. No cenário hidrológico mais húmido, seria possível atingir 100% de penetração de energias renováveis na rede. Neste cenário, o saldo entre as importações e exportações é mais equilibrado (exceto no cenário seco), e a bombagem hídrica é muito mais utilizada (duplicando a sua utilização).

TECNOLOGIA	SECO [TWH]	MÉDIO [TWH]	HÚMIDO [TWH]
BIOMASSA	7,05	7,05	7,05
EÓLICO OFFSHORE	7,35	7,35	7,35
EÓLICO ONSHORE	22,33	21,80	21,29
HÍDRICA FIO DE ÁGUA	3,45	7,07	9,09
GERAÇÃO HÍDRICA RESERVATÓRIO	14,38	12,67	11,59
GERAÇÃO BATERIAS ESTACIONÁRIAS	0,99	0,96	0,98
SOLAR FOTOVOLTAICO	45,36	43,88	42,12
GÁS NATURAL	0,11	0,12	0,14
IMPORTAÇÕES	14,35	13,03	12,55
EXPORTAÇÕES	-11,78	-13,15	-14,15
ARMAZENAMENTO HÍDRICO	-17,31	-14,33	-11,65
ARMAZENAMENTO ESTACIONÁRIO	-1,437	-1,33	-1,36
TOTAL	85	85	85
% RENOVÁVEIS ELETRICIDADE	95,70±0,1	98,90±0,1	100,6±0,1
EMISSIONES CO <sub>2</sub> [MTON]	0,085±1	0,057±0,1	0,065±1
CUSTO [M €]	2441±1270	2546±1324	2368±1231

TABELA 16 - RESULTADOS DO MODELO ENERGYPLAN PARA PORTUGAL EM 2030 NO CENÁRIO PNEC

## 5.4 Cenário Projetos Especiais (PE)

Os resultados para o cenário PE são apresentados na Tabela 17. Como se pode observar, neste caso, em todos os regimes hidrológicos, o objetivo de 85% de renováveis na eletricidade seria atingido, e nos casos médio e húmido, o sistema ficaria acima de 90% de penetração. Estes resultados consideram que as importações, as barragens e as baterias estacionárias conseguem assegurar a estabilidade do sistema, eliminando quase totalmente o consumo do gás e das emissões diretas.

BIOMASSA	7,05	7,05	7,05
EÓLICO OFFSHORE	6,29	6,29	6,29
EÓLICO ONSHORE	17,57	17,39	16,97
HÍDRICA FIO DE ÁGUA	3,45	7,07	9,09
GERAÇÃO HÍDRICA RESERVATÓRIO	5,51	5,59	5,31
GERAÇÃO BATERIAS ESTACIONÁRIAS	1,02	1,00	1,01
SOLAR FOTOVOLTAICO	24,60	24,52	24,07
GÁS NATURAL	0,02	0,01	0
IMPORTAÇÕES	14,04	11,58	10,84
EXPORTAÇÕES	-8,16	-9,85	-11,17
ARMAZENAMENTO HÍDRICO	-4,97	-4,25	-3,05
ARMAZENAMENTO ESTACIONÁRIO	-1,42	-1,39	-1,40
TOTAL	65	65	65
% RENOVÁVEIS ELETRICIDADE	89,6±0,1	95,9±0,1	99,0±0,1
EMISSIONES CO2 [MTON]	0,002±1	0,001±1	0,00±1
CUSTO [M €]	2329±1211	2332±1213	2263±1177
TABELA 17 - RESULTADOS DO MODELO ENERGYPLAN PARA PORTUGAL EM 2030 NO CENÁRIO PE			

Relativamente ao objetivo das emissões (igual a 5,6 Mton), em todos os cenários as emissões são perto de zero, pois a central a gás natural só é utilizada muito poucas horas do ano. O custo do sistema é, no pior dos casos, inferior ao valor de 2023.

## 5.5 Cenário Estável

Os resultados para o cenário PE são apresentados na Tabela 18. Como se pode observar, neste caso em todos os regimes hidrológicos, o objetivo de 85% de renováveis na eletricidade é atingido, e nos casos médio fica perto de 100% de penetração e no cenário húmido atinge os 100%. Mais uma vez, estes resultados consideram que as importações, as barragens e as baterias estacionárias conseguem assegurar a estabilidade do sistema, eliminando quase totalmente o consumo do gás e das emissões diretas.

TECNOLOGIA	SECO [TWH]	MÉDIO [TWH]	HÚMIDO [TWH]
BIOMASSA	7,05	7,05	7,05
EÓLICO OFFSHORE	6,29	6,29	6,29
EÓLICO ONSHORE	15,99	15,96	15,73
HÍDRICA FIO DE ÁGUA	3,45	7,07	9,09
GERAÇÃO HÍDRICA RESERVATÓRIO	5,44	5,44	5,09
GERAÇÃO BATERIAS ESTACIONÁRIAS	1,03	1,01	1,01
SOLAR FOTOVOLTAICO	15,44	15,43	15,37
GÁS NATURAL	1,76	1,98	2,15
IMPORTAÇÕES	10,59	8,31	7,56
EXPORTAÇÕES	-6,57	-8,58	-10,35
ARMAZENAMENTO HÍDRICO	-4,87	-4,09	-2,95
ARMAZENAMENTO ESTACIONÁRIO	-1,43	-1,4	-1,40
TOTAL	52,5	52,5	52,5
% RENOVÁVEIS ELETRICIDADE	90,6±0,1	98,6±0,1	103,3±0,1
EMISSIONES CO2 [MTON]	0,0±1	0,0±1	0,0±1
CUSTO [M €]	1984±1032	2242±1166	2310±1201

TABELA 18 - RESULTADOS DO MODELO ENERGYENERGYPLAN PARA PORTUGAL EM 2030 NO CENÁRIO ESTÁVEL

Relativamente ao objetivo das emissões (igual a 5,6 Mton), são atingidas as emissões nulas em qualquer dos cenários. O custo do sistema é reduzido no pior dos casos em 40% face aos valores de 2021.

## 5.6 Análise ao armazenamento em 2030

Nesta secção fazemos a análise ao armazenamento considerado para os diferentes cenários.

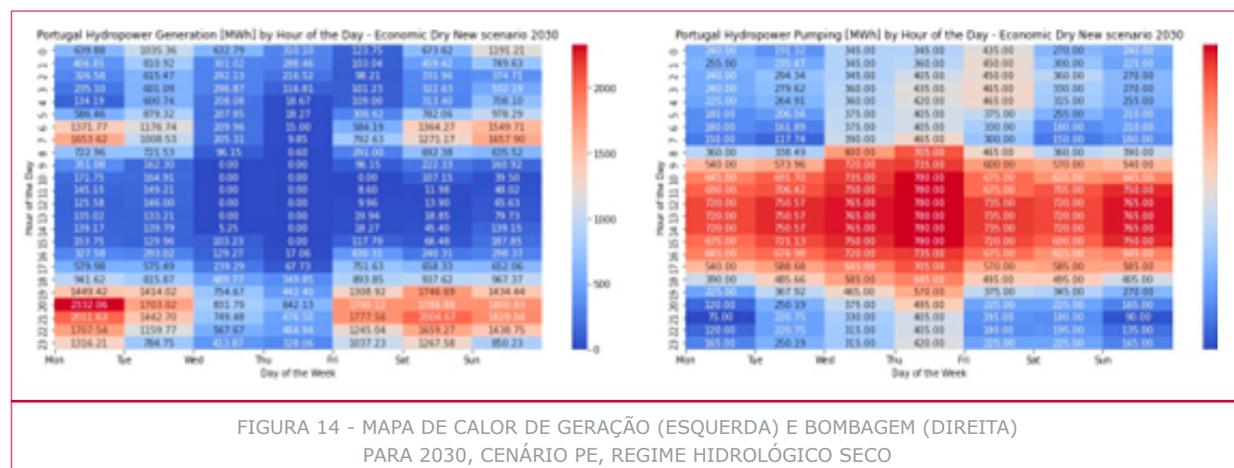
### 5.6.1 Perfil de utilização do armazenamento

Para todos os cenários, e para todos os regimes hidrológicos, verifica-se uma taxa de utilização do armazenamento muito superior para os anos secos. Tal como indicado na secção 3.3.3, no regime seco é introduzido o constrangimento de que os reservatórios deverão manter o mesmo nível no início e no fim do ano, o que leva a que haja reposição por bombagem dos caudais que são turbinados. Para todos os cenários, o número de horas de utilização é da mesma ordem de grandeza do ocorrido em 2021, mas com potências médias superiores e que resultam numa maior utilização de bombagem (exceto para os anos húmidos).

HORAS DE UTILIZAÇÃO	SECO	MÉDIO	HÚMIDO
2021		4595	
PNEC	4743	4285	3769
PNEC*	4347	3629	2969
PE	4099	3367	2658
Estável	4001	3325	2513

TABELA 19 - HORAS DE UTILIZAÇÃO DE ARMAZENAMENTO HÍDRICO EM 2030 PARA OS DIFERENTES CENÁRIOS

Na Figura 14 é indicado, a título de exemplo, o mapa de calor para o cenário PE, no regime hidrológico seco. Como se pode verificar, a geração hídrica (esquerda) ocorre em geral durante os picos diurnos e noturno, enquanto a bombagem (direita) ocorre sobretudo durante o dia, de forma a acomodar a geração solar, quer local quer por via da importação de Espanha.



## 5.6.2 Valor do armazenamento

Nesta secção é feita uma estimativa por MWh de energia armazenada para a hídrica de bombagem e para o armazenamento eletroquímico estacionário. Esta estimativa é feita calculando o balanço entre os ganhos no mercado aquando da venda da energia armazenada e os custos aquando da aquisição de energia para armazenamento, tendo em conta apenas o mercado de energia diário. Isto resulta numa estimativa conservadora do valor de armazenamento, visto que não tem em conta o papel destas tecnologias nos mercados de serviços de sistema<sup>30</sup>.

Na [Tabela 20](#) apresentam-se as estimativas globais do valor do armazenamento hídrico e na [Tabela 21](#) para o armazenamento estacionário. Relativamente ao armazenamento hídrico, os valores são inferiores ao estimado para 2021, porque os preços de mercado são significativamente mais baixos. Os valores para todos os cenários e regimes hidrológicos variam pouco de forma global.

VALOR (M€)	SECO	MÉDIO	HÚMIDO
2021		542,43	
PNEC	236,27	259,86	258,74
PNEC*	275,46	322,24	205,46
PE	263,34	260,11	263,85
Estável	275,45	259,34	257,13

TABELA 20 - ESTIMATIVA DO VALOR DE ARMAZENAMENTO HÍDRICO EM 2030

Relativamente ao armazenamento eletroquímico estacionário, os valores são superiores no caso dos cenários secos e uma ordem de grandeza abaixo do armazenamento hídrico, com um número de horas de utilização bastante inferior ao do armazenamento hídrico (igual ou inferior a 1 000 horas anuais). Este resultado é consistente com a utilização destes equipamentos para gestão do balanço entre a oferta e a procura em instalações com produção descentralizada e que só exceccionalmente são mobilizadas a participar no mercado de energia.

VALOR (M€)	SECO	MÉDIO	HÚMIDO
2021			
PNEC	15,59	13,63	11,63
PNEC*	16,13	13,32	15,45
PE	15,83	13,82	11,79
Estável	16,13	14,03	11,88

TABELA 21 - ESTIMATIVA DO VALOR DE ARMAZENAMENTO ELETROQUÍMICO ESTACIONÁRIO EM 2030

<sup>30</sup> [Síntese do Mercado de Eletricidade 2020-2024, REN](#)

### 5.6.3 Dimensionamento do armazenamento

Finalmente, é feita uma análise relativamente ao dimensionamento. Recorde-se que, de acordo com o descrito nas secções 2.1 e 3.3.1, o armazenamento hídrico é de cerca de 3,9 GW e o armazenamento estacionário é de cerca de 4 GW. Recorde-se que acresce a isto alguma capacidade de armazenamento por veículos elétricos.

Para analisar se a capacidade considerada é suficiente, fez-se a avaliação de duas situações:

- A quantidade de energia renovável que não é utilizada no sistema em GWh;
- O número de horas em que o armazenamento hídrico (3,9 GW) e estacionário (4 GW), e ainda a exportação (4,2 GW), são utilizados no máximo em simultâneo;
- O número de horas em que o valor da descarga de armazenamento hídrico e estacionário e ainda a importação, são utilizados em simultâneo.

Na Tabela 22 são indicadas as limitações verificadas, em energia (GWh). Como se pode verificar, nos cenários húmidos PNEC e PNEC\* a capacidade máxima de armazenamento e exportação é atingida (entre 3h e 85h), o que corresponde a menos de 1% das horas de um ano. Relativamente à energia não utilizada, esta resulta das dinâmicas de mercado e não da falta de capacidade de armazenamento. Desta forma pode-se concluir que em termos de capacidade instalada para 2030, a capacidade planeada é suficiente.

LIMITAÇÃO DE ARMAZENAMENTO (GWh)/HORAS DE POTÊNCIA MÁXIMA (h)	SECO	MÉDIO	HÚMIDO
2021			
PNEC	5,15 / 0	5,25/3	6,06 / 85
PNEC*	11,77 /65	13,78 /17	16,05 / 85
PE	1,62 / 0	1,88 / 0	2,75 / 0
Estável	0,22 / 0	0,26 / 0	0,55 / 0

TABELA 22 - LIMITAÇÕES DO ARMAZENAMENTO EM ENERGIA (GWH) E POTÊNCIA (GW)

## 5.7 Sumário dos resultados

Na Figura 15 é apresentado um gráfico comparativo para todos os cenários relativamente aos indicadores de percentagem de renováveis na eletricidade e emissões de CO<sub>2</sub>e em Mton. Como é visível, em todos os cenários exceto o cenário PNEC em regime hidrológico seco, a percentagem de renováveis é superior à meta de 85%. Contudo, se utilizarmos a normalização da produção tendo em conta o facto de ser um ano seco, a meta é também atingida. Relativamente às emissões diretas associadas à geração, a meta é claramente atingida. Neste caso, assumiu-se que as centrais a gás têm um papel diminuto na gestão de rede, mas mesmo que seja introduzido esse constrangimento, os valores são inferiores. Nos cenários húmidos e médios, a emissão direta da produção de eletricidade pode ser considerada virtualmente nula.

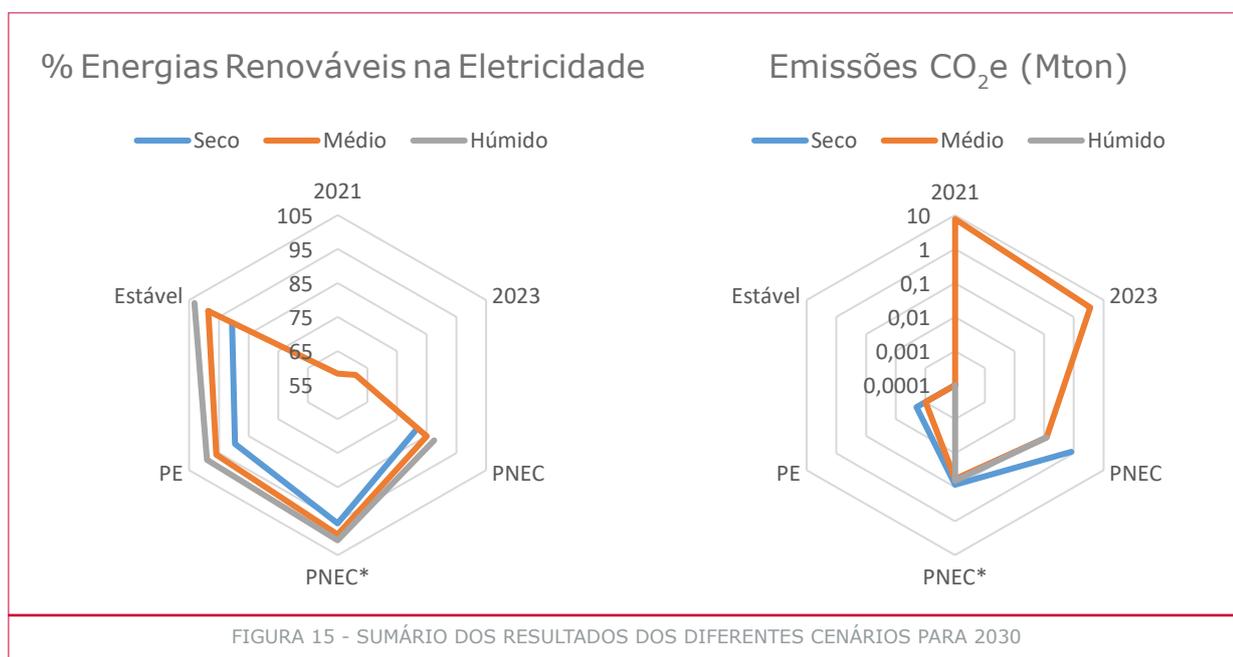


FIGURA 15 - SUMÁRIO DOS RESULTADOS DOS DIFERENTES CENÁRIOS PARA 2030

## 6 Conclusões

Dos resultados apresentados ao longo deste documento, podem ser retiradas as seguintes conclusões:

- A capacidade prevista de armazenamento hídrico de 3,9 GW, complementada com o crescimento de sistemas de armazenamento estacionários (neste estudo considerou-se que até 4 GW é suficiente para garantir as metas de emissões previstas no PNEC);
- Para atingir as metas de percentagem de renováveis de 85% no PNEC em anos hidrológicos secos, será aconselhável considerar um reforço da capacidade instalada de renováveis (por exemplo com o aumento de 20,4 GW para 25,7 GW de eólico offshore);
- Estima-se que o valor anual do armazenamento hídrico no mercado de energia varie entre os 205 M€ e 275 M€ anuais;
- Estima-se que o valor anual do armazenamento estacionário no mercado de energia varie entre os 11 M€ e os 16 M€ anuais;
- Estima-se que o padrão de funcionamento do armazenamento seja sobretudo diário, durante as horas de maior exposição solar; estima-se ainda que o número de horas de utilização dos sistemas de armazenamento seja maior do que o observado historicamente.

**Assim, conclui-se que os valores de armazenamento previstos no PNEC são suficientes para cumprir as metas.**

## 7 Limitações



O estudo tem algumas limitações e a leitura destes resultados deve ser feita à sua luz, sendo que as principais são:

- A ferramenta de modelação do sistema energético não tem caracterização espacial, o que é sobretudo relevante relativamente à operação dos sistemas hídricos que têm condições de operação muito diferenciadas entre si;
- Apesar de usar a resolução temporal horária, a ferramenta não tem em conta condições de gestão do sistema cujas dinâmicas são inferiores a esse período horário;
- O modelo não considera nenhuma informação sobre a rede de transmissão e distribuição;
- O modelo pressupõe que o mercado opera de acordo com o desenho de custo marginal e utiliza preços médios anuais para a formação de preços. Por exemplo, o preço do gás natural é um preço médio e não reflete as variações de preço ao longo do ano. Para além disso, é expectável que o desenho de mercado se altere até 2030, pelo que os resultados, sobretudo relativamente ao valor do armazenamento, podem ser significativamente diferentes;
- O mercado de serviços de sistema é o mercado onde potencialmente os sistemas de armazenamento vão ter um papel mais relevante. Contudo, dada a resolução temporal e espacial do sistema, não é possível incluir o papel desse mercado nas simulações dos diferentes cenários.

## 8 Contributos para uma Estratégia de Armazenamento

Os contributos deste trabalho para o desenvolvimento de uma estratégia de armazenamento são os seguintes:

- A capacidade de armazenamento hídrico existente parece ser suficiente para as necessidades até 2030, desde que se verifiquem dois princípios: o reforço da capacidade da interligação com Espanha e a vocação estratégica de Espanha de ser um país exportador de energia. Desta forma, **a estratégia de armazenamento terá de ter sempre em consideração a evolução da interligação com Espanha;**
- Verifica-se, como esperado, que com o aumento da penetração de energias renováveis no sistema, a utilização dos sistemas de armazenamento seja significativamente maior, pelo que eventuais reforços da capacidade de armazenamento hídrico existente podem ser tecnicamente necessários e economicamente viáveis. Recorde-se que, no modelo utilizado, a capacidade de armazenamento total está sempre disponível, quando na realidade pode haver constrangimentos de operação locais que não permitam a utilização em simultâneo de toda a capacidade disponível. Desta forma, **a estratégia deverá identificar potenciais locais de armazenamento hídrico adicional.**
- O papel do armazenamento eletroquímico considerado, quer para apoio a sistemas distribuídos quer para apoio direto à rede, pode estar subavaliado, dada a limitação temporal e espacial do modelo utilizado. Em termos de utilização média, estes sistemas são muito menos utilizados por causa do desenho de mercado marginalista, onde a sua utilização não é tão favorável como o armazenamento hídrico. Desta forma, **a estratégia de armazenamento deverá incluir a necessidade de utilização de armazenamento estacionário quer de apoio à geração distribuída, quer associada às centrais renováveis de grande escala e ainda sistemas de apoio direto à rede.**
- Existem outras tecnologias que podem ser consideradas como tecnologias de armazenamento indireto, nomeadamente a gestão do carregamento de veículos elétricos, os sistemas de produção de hidrogénio ou ainda sistemas de gestão da procura em grandes instalações em indústria, por exemplo, de armazenamento térmico. Desta forma, **a estratégia de armazenamento deverá contemplar também estas alternativas tecnológicas.**
- O papel da rede de transmissão e distribuição de eletricidade não foi explicitamente contemplado neste trabalho, apesar dos diversos constrangimentos que introduz na gestão do sistema. Desta forma, **a estratégia de armazenamento tem de estar alinhada com os planos de expansão de rede.**