



Avaliação do potencial do uso de hidrogénio verde para fornecer serviços de sistema ao sistema elétrico nacional

Gonçalo Ramos Marques Dos Santos Costa

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em

Engenharia Mecânica

Orientadores: Dr. Diana Pereira Neves

Prof. Carlos Augusto Santos Silva

Júri

Presidente: Prof. Edgar Caetano Fernandes

Orientador: Dr. Diana Pereira Neves

Vogal: Dr. Patrícia de Carvalho Baptista

Dezembro 2021

Agradecimentos

Agradeço à minha orientadora Diana Pereira Neves pela colaboração, contributos científicos, disponibilidade ao longo de toda a dissertação, por guiar-me em todos os momentos que me senti um pouco mais perdido e tornar possível que conseguisse alcançar os objetivos delineados para o trabalho. Ao seu tempo despendido nas suas leituras atentas de tudo o que fui escrevendo ao longo de todo este trabalho. Finalmente, por toda a motivação e sempre acreditar em mim e nas minhas capacidades.

De igual modo, expresso o meu agradecimento ao professor Carlos Augusto Santos Silva, pela disponibilidade e orientação dada no decurso do trabalho desenvolvido.

Ao Instituto Superior Técnico, aos seus docentes e a toda a infraestrutura pelo contributo na minha formação académica desde o primeiro ano até à fase final do meu curso. Foi com grande carinho e com enorme prazer que fiz parte desta instituição.

À minha família, que sempre me apoiou, motivou e acreditou em mim. Sem eles nada teria sido possível. Um especial agradecimento à minha mãe, pelas revisões linguísticas que realizou neste documento.

A todos os meus amigos que direta ou indiretamente colaboraram para o sucesso desta dissertação, com especial ênfase ao Francisco Marques, por todo o tempo e ajuda disponibilizada na parte diretamente relacionada com programação.

ABSTRACT

In 2016, Portugal committed, in the Paris agreement to achieve carbon neutrality by 2050. One of the main solutions to achieve this goal is related with the use of renewable energy sources.

However, the intense penetration of renewable energy sources introduces new challenges in the electricity sector, causing greater volatility in electricity production and possible imbalances between supply and demand. In this context, ancillary services' markets are responsible for guaranteeing a continuous supply and a good functioning of the system.

Thus, the introduction of hydrogen in the market for ancillary services, in particular frequency regulation through energy storage via Power-to-Gas (P2G) and Gas-to-Power (G2P), can be seen as an asset, and a valid alternative to provide ancillary services, contributing to the objective of carbon neutrality.

The work methodology consists of modelling the needs for future ancillary services, as well as the potential for green hydrogen production from excess renewables, to be able to assess the capacity of green hydrogen to provide ancillary services in the 2050 horizon, exploring its technical and economic feasibility.

The final model consists of modelling, in *Matlab*, a green hydrogen balance which will be stored and later used to perform ancillary services offers that will be compared with the respective needs.

The results obtained show the technical feasibility, but present excessive investment values, so it is an economically non-viable solution, given the average market price of current services. However, if the green hydrogen *Power-to-Gas-to-Power* (P2P) system can be partially financed by public investments and/or the hydrogen is monetized in parallel for other end uses, this solution can become sustainable and practicable.

Key-words: Decarbonisation, green hydrogen, ancillary services market, Power-to-Gas, modelling.

RESUMO

Em 2016, Portugal comprometeu-se, no acordo de Paris, a atingir a neutralidade carbónica até 2050. Uma das principais soluções para alcançar este objetivo prende-se com o uso de fontes de energia renováveis.

No entanto, a intensa penetração de fontes renováveis de energia introduz novos desafios no setor elétrico, originando uma maior volatilidade na produção de energia elétrica e possíveis desequilíbrios entre a produção e o consumo. Neste contexto, os serviços de sistema são responsáveis por garantir a segurança necessária e um bom funcionamento do sistema.

Assim, a introdução do hidrogénio no mercado de serviços de sistema, em particular da regulação de frequência através do armazenamento de energia via *Power-to-Gas* (P2G) e *Gas-to-Power* (G2P), pode ser vista como uma mais-valia e uma alternativa válida para a prestação deste tipo de serviços, contribuindo para alcançar o objetivo de neutralidade do carbono.

A metodologia deste trabalho consiste em modelar as necessidades futuras de serviços de sistema, assim como o potencial de produção de hidrogénio verde resultante do excesso de renováveis, de forma a ser possível avaliar a capacidade do hidrogénio verde para a realização de serviços de sistema, no horizonte 2050, explorando sua viabilidade técnica e económica.

O modelo final consiste na modelação, em *Matlab*, de um equilíbrio de hidrogénio verde o qual será armazenado e posteriormente utilizado para realizar ofertas de serviços de sistema que serão comparadas com as respetivas necessidades.

Os resultados obtidos evidenciam a viabilidade técnica, mas apresentam excessivos valores de investimentos, pelo que se trata de uma solução não viável economicamente, atendendo ao preço médio de mercado dos serviços atuais. No entanto, se o sistema *Power-to-Gas-to-Power* (P2P) de hidrogénio verde puder ser parcialmente financiado por investimentos públicos e/ou o hidrogénio ser monetizado em paralelo para outros usos finais, esta solução poderá tornar-se sustentável e praticável.

Palavras-chave: Descarbonização, hidrogénio verde, serviços de sistema, *Power-to-Gas*, modelação.

Índice

Índice	IV
1 INTRODUÇÃO	1
1.1 Motivação.....	1
1.2 Objetivos.....	2
1.3 Estrutura da tese	3
2 Descarbonização em Portugal.....	4
2.1 Enquadramento europeu e nacional.....	4
2.2 Metas e objetivos	5
3 Setor electroprodutor nacional (SEN)	11
3.1 Caracterização	11
3.2 Metas e objetivos traçados	13
3.3 Evolução das energias renováveis e formas de armazenamento de energia	14
4 Mercados de energia.....	17
4.1 Reestruturação dos mercados de energia.....	17
4.2 Agentes do mercado.....	18
4.3 Serviços de sistema	20
4.3.1 Controlo da frequência	21
5 Power-to-Gas (P2G) e o hidrogénio	24
5.1 Power-to-Gas (P2G).....	24
5.2 Estratégia nacional para o hidrogénio e a descarbonização	25
5.3 Produção de Hidrogénio.....	26
5.4 Projetos em Desenvolvimento	29
6 Metodologia	31
6.1 Recolha de dados.....	32
6.2 Correlações entre parâmetros influentes e serviços de sistema	32
6.3 Previsão de serviços de sistema de controlo de frequência	33
6.3.1 Modelo de previsão da regulação secundária	33
6.3.2 Modelo de previsão da regulação terciária.....	37
6.4 Validação dos modelos de previsões de serviços de sistema e comparação de resultados com outros métodos.....	41
6.5 Modelo de previsão do potencial de produção de hidrogénio	42
6.6 Modelo de avaliação da capacidade de oferta de serviços de sistema através de P2G e G2P do hidrogénio	43

6.6.1	Regulação Secundária	44
6.6.2	Regulação terciária.....	47
6.7	Remuneração de regulação secundária e terciária	49
6.8	Análise económica.....	50
6.8.1	Tecnologias renováveis vs Tecnologias fósseis	50
6.8.2	Utilização do hidrogénio como vetor armazenador de energia P2P	51
7	Análise de Resultados.....	56
7.1	Correlações encontradas.....	56
7.2	Validação dos modelos de previsões de serviços de sistema	58
7.3	Previsão das necessidades de regulação secundária e terciária para o horizonte 2030, 2040, 2050.....	59
7.4	Modelo de avaliação da capacidade de oferta de serviços de sistema através da produção de hidrogénio	63
7.5	Análise económica.....	68
8	Conclusões.....	73
	Referências	75
	Anexos	77
	Anexo A – Balanço de hidrogénio e de excesso de renováveis obtidos pelo modelo final	77

Índice de Tabelas

Tabela 1 - Potência instalada nas centrais produtoras de energia elétrica [6]	12
Tabela 2 - Trocas de energia elétrica com o estrangeiro [6]	15
Tabela 3 - Fatura energética portuguesa 2017-2019 [2]	15
Tabela 4 - Evolução expectável da capacidade instalada do sistema electroprodutor (inclui cogerações) [1]	16
Tabela 5 - Métodos de produção de H ₂ verde através da divisão da molécula H ₂ O [17]	27
Tabela 6 - Coeficiente de <i>Pearson</i>	33
Tabela 7 - Valores de β , REN [14]	35
Tabela 8 - Evolução do consumo de energia final [1]	36
Tabela 9 - Características de um eletrolisador PEM para P2G [20]	51
Tabela 10 - Características de uma célula de combustível PEM para G2P [20]	52
Tabela 11 – Preços médio de mobilização de energia de regulação secundária e terciária para o ano de 2019	52
Tabela 12 - Formação de ofertas de banda secundária - caso horário 2030	53
Tabela 13 - Relações analisadas entre produção de energias renováveis e serviços de sistema	56
Tabela 14 - Exportações VS Renováveis / Importações Vs Bombagem	58
Tabela 15 - Validação do modelo criado para previsão de necessidades de regulação secundária e terciária	59
Tabela 16 - Fatores de capacidade - 2019	60
Tabela 17 - Produção bruta anual de energia - 2030, 2040 e 2050	60
Tabela 18 - Aumento percentual em relação a 2019 das variáveis: consumo, produções solar, produção eólica e produção total	61
Tabela 19 - Rácios entre a produção solar + eólica e as necessidades de regulação secundária/terciária	61
Tabela 20 - Estimativa dos serviços do sistema de controlo de frequência – Método “Proporção”	61
Tabela 21 - Comparação das necessidades estimadas pelos modelos propostos com os valores obtidos pelos métodos: “Proporção” e “Dena”	62
Tabela 22 – Dimensão do armazém e valor máximo acumulado	63
Tabela 23 - Análise dos vetores de energia e hidrogénio calculados pelo modelo final	64
Tabela 24 - Percentagem de ofertas de regulação aceites	65
Tabela 25 – Custos operacionais totais anuais	68
Tabela 26 - Custos de armazenamento totais anuais	68
Tabela 27 – Ofertas de banda secundária e mobilização de energia de regulação secundária e terciária nos anos de 2030, 2040 e 2050 – Caso horário	68
Tabela 28 - Ofertas de banda secundária e mobilização de energia de regulação secundária e terciária nos anos de 2030, 2040 e 2050 – Caso semanal	69
Tabela 30 - Número de eletrolisadores e células de combustível necessárias	69
Tabela 31 – Lucro do modelo proposto – P2P	70
Tabela 32 – Período de retorno de investimento	70
Tabela 33 - Preço de venda de regulação a subir (via G2P) para obter o retorno de investimento igual ao tempo de vida da célula de combustível	71

Índice de Figuras

Figura 1 – Esquema ilustrativo do conceito de neutralidade carbónica (emissões de GEE = 0 tCO ₂ e) [1]	6
Figura 2 - Contribuição setorial para a trajetória de redução de emissões GEE [1]	6
Figura 3 – Previsão do consumo energia final total [3]	7
Figura 4 - Recursos endógenos no sistema energético [3]	7
Figura 5 - Metas energéticas e climáticas de Portugal para o horizonte 2030 [4]	8
Figura 6 - Narrativa global de neutralidade carbónica até 2050 [1]	8
Figura 7 - Evolução prevista das emissões do sistema energético até 2050 [1]	9
Figura 8 - Produção bruta de energia elétrica [6]	11
Figura 9 - Produção térmica bruta [6]	12
Figura 10 - Potência instalada nas centrais de energia elétrica [6]	13
Figura 11 - Evolução das emissões do setor electroprodutor e % de incorporação de renováveis na eletricidade [1]	13
Figura 12 - Mercado monopolizado versus mercado liberalizado [8]	17
Figura 13 - Estrutura do setor elétrico num mercado liberalizado [9]	17
Figura 14 - Modelo de distribuição da eletricidade [11]	19
Figura 15 - Tarifas no mercado liberalizado [12]	20
Figura 16 - Tempo de atuação máxima da reserva de regulação primária [14]	22
Figura 17 - Diagrama genérico de um eletrolisador [16]	24
Figura 18 - Esquema genérico da cadeia de valor <i>Power-to-Gas-to-Power</i> [2]	25
Figura 19 - Métodos de produção de hidrogénio [17]	26
Figura 20 – Ilustração representativa do processo de eletrólise da água [21]	29
Figura 21 - Diagrama explicativo do projeto industrial de produção de hidrogénio verde em Sines [2]	30
Figura 22 - Metodologia aplicada	31
Figura 23 - Curvas da oferta e procura com e sem renováveis [10]	51
Figura 24 – Influência do dimensionamento do armazém na quantidade de excesso de renováveis utilizada para P2G	64
Figura 25 - Gráficos obtidos pelo modelo final, dias 1, 2 e 3 de Dezembro de 2030, caso horário	66
Figura 27 - Gráficos obtidos pelo modelo final, ano de 2030, caso horário	77
Figura 28 - Gráficos obtidos pelo modelo final, dias 1, 2 e 3 de Dezembro de 2040, caso horário	78
Figura 29 - Gráficos obtidos pelo modelo final, ano de 2040, caso horário	79
Figura 30 - Gráficos obtidos pelo modelo final, dias 1, 2 e 3 de Dezembro de 2050, caso horário	80
Figura 31 - Gráficos obtidos pelo modelo final, ano de 2030, caso horário	81

1 INTRODUÇÃO

1.1 Motivação

O governo português comprometeu-se em 2016 a assegurar a neutralidade das suas emissões até ao final de 2050, delineando uma visão clara relativamente à descarbonização profunda da economia nacional, enquanto contributo para o acordo de Paris e em consonância com os esforços mais ambiciosos em curso a nível internacional. Foi desta forma desenvolvido o Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050, o qual identifica quais os principais vetores de descarbonização em todos os setores da economia, as opções de políticas e medidas e a trajetória de redução de emissões para atingir este fim, em diferentes cenários de desenvolvimento socioeconómico. Caberá ao sistema energético o maior contributo, em particular no que respeita à produção de eletricidade e aos transportes [1].

Um das grandes soluções para o desafio das alterações climáticas prende-se com o uso de fontes de energia renovável. As energias renováveis possuem atualmente um grande potencial para substituir uma parte muito significativa dos combustíveis fósseis e desta forma eliminar as emissões de poluentes associada à sua exploração e utilização.

Da visão mais global dos resultados de metas/objetivos da descarbonização destacam-se claramente dois vetores principais e complementares de descarbonização: a redução da intensidade carbónica da eletricidade produzida em Portugal e a substituição de combustíveis fósseis por eletricidade na generalidade dos setores da economia (eletrificação da economia). Portugal comprometeu-se com o objetivo de total descarbonização do setor electroprodutor até 2050 - 100% renováveis na produção de eletricidade. A energia solar fotovoltaica e eólica têm um potencial custo-eficaz para, em conjunto, assegurar 50% da eletricidade gerada em 2030 e 70% em 2050. No entanto, estas tecnologias, devido à sua variabilidade diária colocam desafios ao nível da segurança de abastecimento. Surgem assim, novas soluções tecnológicas ao nível do armazenamento em baterias, produção de hidrogénio ou soluções híbridas [1].

Consequentemente, a nova estratégia industrial europeia incluirá medidas destinadas a modernizar e descarbonizar as indústrias com utilização intensiva de energia através da produção de hidrogénio limpo, pelo que será lançada uma aliança para o hidrogénio limpo. A complementaridade entre a eletricidade proveniente de fontes de energia renováveis e hidrogénio verde é uma boa solução para Portugal na sua trajetória rumo à neutralidade carbónica. Portugal é um país que apresenta condições muito favoráveis para desenvolver uma economia de hidrogénio. O hidrogénio desempenhará então um papel fundamental na descarbonização da economia, em particular nos setores da indústria, transportes e energia [2].

A operação do sistema elétrico envolve diversas tarefas de modo a manter o sistema com adequados níveis de segurança, fiabilidade e estabilidade. É com este objetivo que surgem os serviços de sistema.

Os serviços de sistemas caracterizam-se por serem o mercado responsável pela segurança do sistema elétrico. Este mercado visa garantir o equilíbrio entre a geração e o consumo de energia em tempo real, garantindo a todo o tempo a estabilidade do sistema elétrico.

A eletricidade renovável em excesso pode ser convertida em hidrogénio, armazenado e posteriormente reconvertido novamente em eletricidade – *Power-to-Gas-to-Power* (P2G2P). Desta forma, o hidrogénio poderá surgir como novo vetor energético de armazenamento a longo prazo de excesso de renováveis, aumentando a segurança de abastecimento e fornecendo energia renovável à rede em períodos de procura mais elevada.

Dadas as características do hidrogénio, em particular a complementaridade que cria entre os sistemas de gás e de eletricidade (*sector coupling*) e o seu potencial para armazenar energia, o hidrogénio será um aliado preferencial da eletricidade para assegurar a transição energética e a descarbonização da economia, contribuindo para uma melhor operação do sistema energético num cenário com cada vez maior incorporação de fontes renováveis [2].

1.2 Objetivos

Num contexto de descarbonização da economia nacional através de uma maior incorporação de fontes de energia renováveis para a produção de eletricidade, esta tese tem como principal objetivo estudar a capacidade do *Power-to-Gas* (P2G) e *Gas-to-Power* (G2P), utilizando o hidrogénio para providenciar serviços de sistema na regulação de frequência da rede no SEN (Sistema Elétrico Nacional).

Assim, é possível definir como principal pergunta de investigação a ser respondida:

- Qual o potencial tecnológico do hidrogénio verde para realizar serviços de sistema em 2030, 2040 e 2050?

De forma a obter a resposta para a pergunta e consequentemente atingir o objetivo final da tese, será primeiramente necessário fragmentar a questão primordial em problemas intermédios, mais simplificados encontrando soluções viáveis em resposta às questões de investigação abaixo mencionadas:

- Qual o potencial de excesso de renováveis para a produção de hidrogénio Verde?
- Qual a capacidade de produção de H₂ verde, via P2G e posteriormente eletricidade via G2P?
- Que dimensionamento de armazenamento de H₂ potencia o melhor custo/benefício para providenciar serviços de sistema?
- Qual o custo de energia €/MWh a partir do qual é economicamente viável produzir H₂ verde?

Esta tese tem como objetivo elucidar quais os planos futuros relativos à introdução do hidrogénio no sistema electroprodutor português e qual a sua capacidade em satisfazer serviços de sistema, assim como o desenvolvimento e explicação minuciosa de uma metodologia que poderá servir como guia para futuros estudos relacionados com o tema.

1.3 Estrutura da tese

Esta tese está organizada da seguinte maneira:

- Capítulo 2 - Dá o enquadramento nacional da descarbonização em Portugal e quais as metas e objetivos traçados;
- Capítulo 3 – Reporta a evolução do sistema elétrico nacional e metas e objetivos traçados;
- Capítulo 4 – Descreve os mercados de energia, agentes do mercado e tipos de serviços de sistema;
- Capítulo 5 – Explicação de como se realiza a produção de hidrogénio por excesso de renováveis (*Power-to-Gas* (P2G)) e qual a estratégia nacional para o H₂;
- Capítulo 6 – Apresenta a metodologia utilizada para verificar o potencial do *Power-to-Power* (P2P) em satisfazer as necessidades de serviços de sistema, assim como a sua viabilidade económica;
- Capítulo 7 – Análise de resultados referentes à validação do modelo, à aplicação do modelo para os anos de 2030, 2040, 2050 e a quais os custos envolvidos na transformação P2P em comparação com os custos associados ao método atualmente existente.
- Capítulo 8 – As contribuições e conclusões finais sobre todo o trabalho desenvolvido são resumidas.

2 Descarbonização em Portugal

2.1 Enquadramento europeu e nacional

Em 2015 foi adotado o acordo de Paris onde foram definidos três objetivos globais [1]:

- 1) Limitar o aumento médio da temperatura global bem abaixo dos 2°C, continuando os esforços para limitar este aumento a 1.5°, de modo a reduzir significativamente os riscos e impactos das alterações climáticas;
- 2) Aumentar a capacidade de adaptação aos impactos adversos das alterações climáticas, promovendo assim a resiliência climática e o desenvolvimento de baixo carbono;
- 3) Tornar os fluxos consistentes com trajetórias de desenvolvimento resilientes e de baixo carbono.

Segundo o estabelecido pelo acordo de Paris, para que seja possível concretizar estes objetivos é necessário atingir a neutralidade carbónica na segunda metade deste século (até 2050), mediante uma transição socialmente justa, economicamente eficiente e que assegure a participação ativa dos cidadãos.

O Pacote Energia Clima 2030 e o Pacote Energia Limpa da União Europeia têm como objetivo promover a transição energética da década 2021-2030, cumprindo os objetivos projetados no acordo de Paris e simultaneamente garantir o crescimento económico bem como a criação de emprego. Ambos detêm um conjunto de metas e medidas destinadas a preservar a competitividade da União Europeia e possuem como os principais objetivos [2]:

- 1) Priorizar a eficiência energética;
- 2) Alcançar a liderança mundial em energias de fontes renováveis;
- 3) Estabelecer condições equitativas para os consumidores.

O Regulamento da Governação da União da Energia e da Ação Climática aprovado no âmbito do Pacote Energia Limpa para todos os Europeus prevê que todos os Estados-Membros elaborem e apresentem à Comissão Europeia um Plano Nacional integrado de Energia e Clima (PNEC) para o horizonte 2021-2030. Este plano discute temas como a descarbonização, emissões de gases com efeito de estufa e as energias renováveis, eficiência energética, segurança energética, mercado interno e investigação, inovação e competitividade, assim como quais as metas, políticas, objetivos e respetiva abordagem para a concretização dos mesmos [2]. Assim, o governo português comprometeu-se em 2016 a assegurar a neutralidade das suas emissões até ao final de 2050, traçando uma visão clara relativamente à descarbonização profunda da economia nacional, enquanto contributo para o acordo de Paris e em consonância com os esforços mais ambiciosos em curso a nível internacional [1].

Em articulação com os trabalhos de preparação do PNEC, foi desenvolvido o Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050, o qual identifica quais os principais vetores de descarbonização em todos os setores da economia, as opções de políticas e medidas e a trajetória de redução de emissões para atingir este fim, em diferentes cenários de desenvolvimento socioeconómico. Será deste modo o principal instrumento de política energética e climática para a próxima década, rumo a um futuro neutro em carbono e estabelecendo novas metas nacionais de redução de GEE e aumento de energia renovável e eficiência energética. Caberá ao sistema energético o maior contributo, em particular no

que respeita à produção de eletricidade e aos transportes, nomeadamente através do aumento de produção de fontes renováveis [2].

2.2 Metas e objetivos

Metas e objetivos relacionados com o tema da descarbonização da economia, quando acompanhadas de estratégias coerentes e estáveis de médio longo prazo, podem constituir instrumentos poderosos e determinantes para mobilizar investimentos públicos ou privados. No entanto, os compromissos e metas esboçados para alcançar a neutralidade carbónica assumidos por um conjunto de países (desenvolvidos e em desenvolvimento), variam de acordo com a sua definição de neutralidade, da data para atingir emissões líquidas nulas e força legal do compromisso.

No caso português, delineou-se uma visão estratégica que promove a descarbonização da economia e a transição energética visando a neutralidade carbónica em 2050 e que assenta em oito premissas fundamentais [1]:

- 1) Promover a transição para uma economia competitiva, circular, resiliente e neutra em carbono, gerando mais riqueza, emprego e bem-estar;
- 2) Identificar vetores de descarbonização e linhas de atuação subjacentes a trajetórias para a neutralidade carbónica em 2050;
- 3) Contribuir para a resiliência e para a capacidade nacional de adaptação às vulnerabilidades e impactes das alterações climáticas;
- 4) Estimular a investigação, a inovação e a produção de conhecimento em áreas-chave para a concretização do objetivo da neutralidade carbónica;
- 5) Garantir condições de financiamento e aumentar os níveis de investimento;
- 6) Assegurar uma transição justa e coesa que contribua para a valorização do território;
- 7) Garantir condições eficazes de acompanhamento do progresso alcançado rumo ao objetivo da neutralidade carbónica (governança) e assegurar a integração dos objetivos de neutralidade carbónica nos domínios setoriais;
- 8) Envolver a sociedade nos desafios das alterações climáticas, apostando na educação, informação e sensibilização, contribuindo para aumentar a ação individual e coletiva.

Neutralidade carbónica traduz-se em igualar o nível de emissões de gases efeito estufa (GEE) como o nível de sumidouro (emissões líquidas iguais a zero), sumidouros resultam de alguns usos de solos, nomeadamente na agricultura, pastagens, florestas e matos que absorvem nesses períodos cerca de - 8.5 Mt de CO₂ (nível nacional). O total líquido de emissões e sumidouros é, portanto, atualmente de 60 Mt CO₂, sendo por isso essa a montante necessária de reduzir até 2050 [1].



Figura 1 – Esquema ilustrativo do conceito de neutralidade carbónica (emissões de GEE = 0 tCO₂e) [1]

Na Figura 2 é possível observar a contribuição de cada setor para a trajetória de redução de emissões de GEE até 2050 e concluir quanto a uma relevância efetiva na descarbonização de setores como o electroprodutor, transportes, edifícios e industrial.

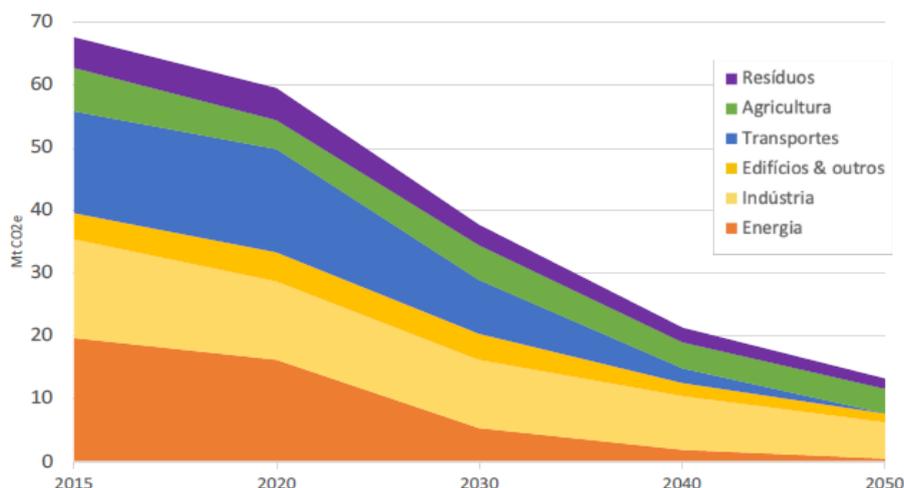


Figura 2 - Contribuição setorial para a trajetória de redução de emissões GEE [1]

Da visão mais global dos resultados destacam-se claramente dois vetores principais e complementares de descarbonização: a redução da intensidade carbónica da eletricidade produzida em Portugal e a substituição de combustíveis fósseis por eletricidade na generalidade dos setores da economia (eletrificação da economia). Tudo isto resulta igualmente em ganhos significativos de eficiência energética e eficiência no uso de recursos, proporcionando um conseqüente crescimento da economia e uma redução dos consumos de energia primária e final - maior circularidade (Figura 3). A produção e o consumo de energia estarão diretamente associados a fontes de energias renováveis. Visa-se um grande aumento da capacidade renovável, em particular energia eólica e solar, com conseqüente redução/abandono do uso de combustíveis fósseis tais como o carvão, fuelóleo e gás natural, proporcionando um sistema resiliente, flexível e moderno (Figura 4) [1].

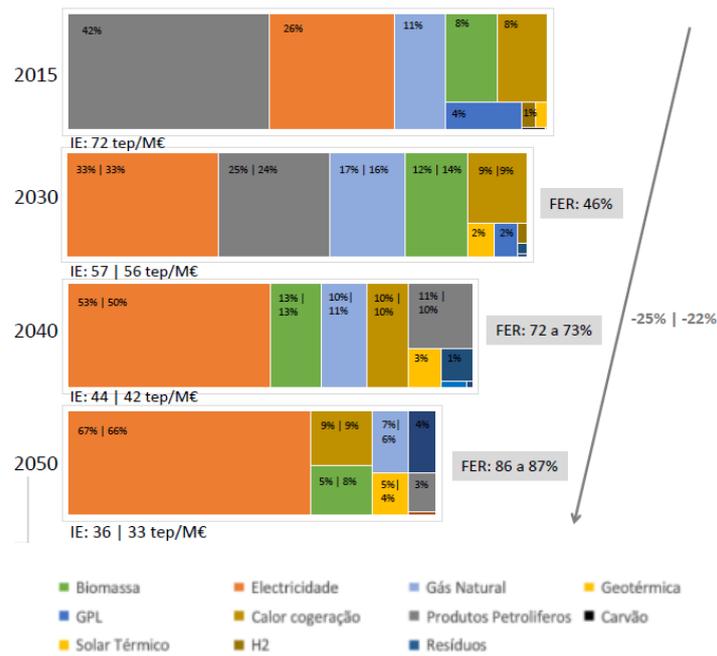
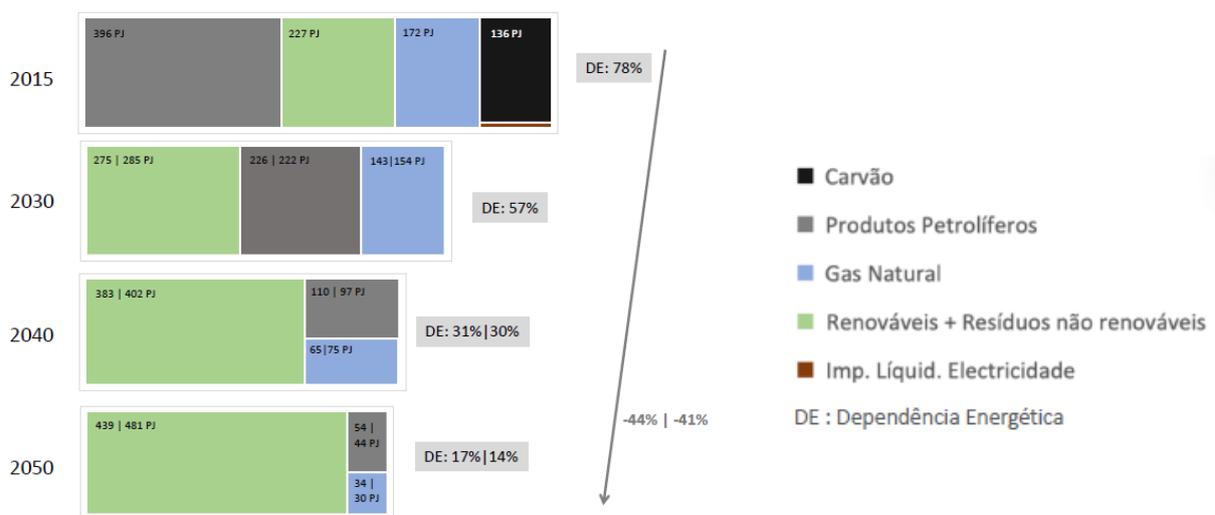


Figura 3 – Previsão do consumo energia final total [3]

Sobre a Figura 3 é possível identificar cinco metas fundamentais [3]:

- Redução do consumo de energia final em 2050 entre 25% e 22% face a 2015;
- Redução da intensidade energética (IE) em mais de 50%;
- Crescente eletrificação da economia, visível já em 2030, com um aumento da integração de renováveis no consumo de energia final até 2050;
- Em 2050, mais de 65% do consumo de energia final é eletricidade;
- Redução acentuada do consumo de produtos petrolíferos;



* Não integra a aviação e marítimos internacionais

Figura 4 - Recursos endógenos no sistema energético [3]

Portugal apresenta fortes argumentos para continuar a liderar a transição energética e construir uma trajetória rumo a uma economia neutra em carbono, assente em energias limpas e na eficiência energética. Esta visão tem por bases a definição de metas ambiciosas para um futuro próximo, algumas descritas na Figura 5, sendo que a Figura 6 ilustra a narrativa global de neutralidade carbónica até 2050.

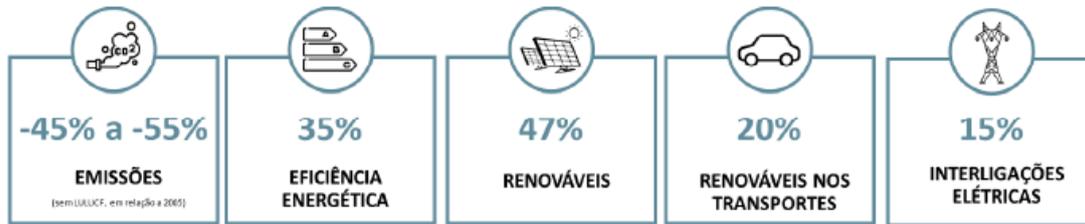


Figura 5 - Metas energéticas e climáticas de Portugal para o horizonte 2030 [4]

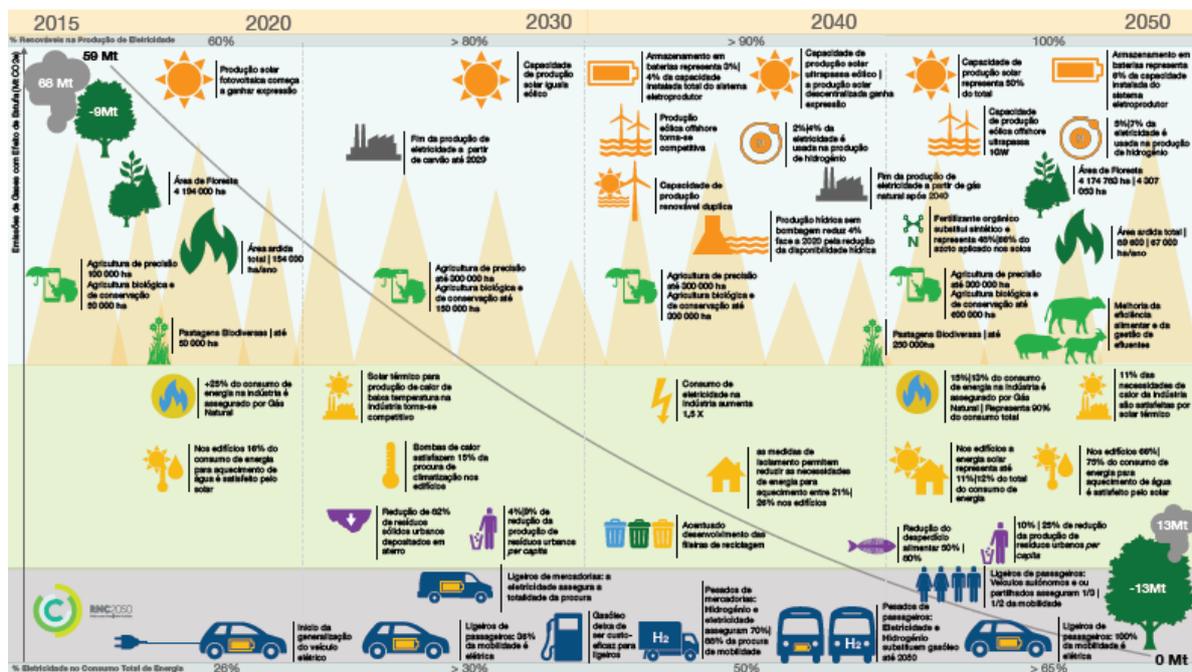


Figura 6 - Narrativa global de neutralidade carbónica até 2050 [1]

Deste modo, é possível condensar os principais *drivers* da descarbonização do setor energético como [1]:

- Recursos endógenos renováveis;
- Eficiência energética;
- Eletrificação;
- Novos vetores energéticos como o hidrogénio.

E do setor electroprodutor como [1]:

- Evolução para uma base de produção assente em solar (centralizado e descentralizado), eólica (*onshore* e *offshore*) e hídrica (com e sem bombagem);
- Fim da produção de eletricidade a partir de carvão até 2030 e a partir de gás natural após 2040;
- Novas soluções de armazenamento (ex: hidrogénio);
- Maior inteligência e flexibilidade das redes.

A descarbonização do sistema energético ocorre através de uma substituição tecnológica progressiva que se desencadeia nos setores/tecnologias onde a ação é mais custo-eficaz e se vai progressivamente alargando a setores/tecnologias mais caras até se atingirem as reduções de emissões pretendidas. A energia solar fotovoltaica e eólica têm um potencial custo-eficaz para, em conjunto, assegurarem 50% da eletricidade gerada em 2030 e 70% em 2050. No entanto, devido à sua variabilidade diária, estas tecnologias colocam desafios ao nível da segurança de abastecimento. Surgem assim, novas soluções tecnológicas ao nível do armazenamento em baterias e produção de hidrogénio ou soluções híbridas [1].

A Figura 7 ilustra a evolução prevista das emissões do sistema energético até 2050.

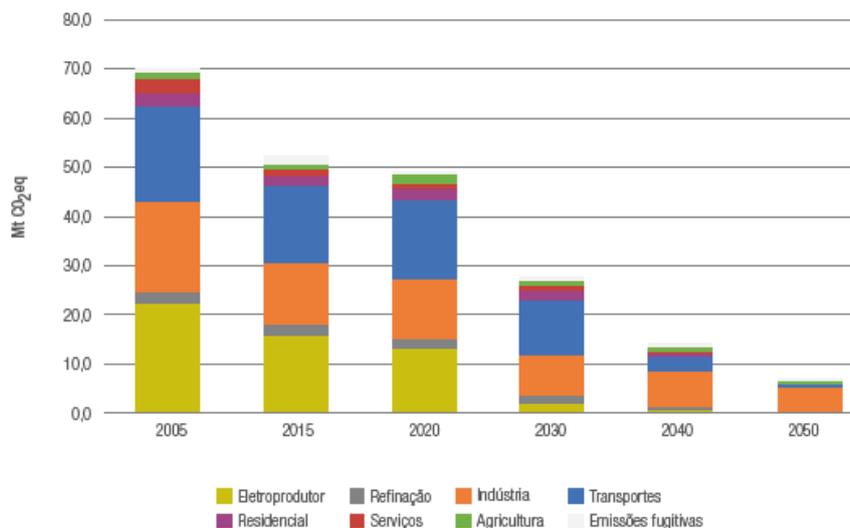


Figura 7 - Evolução prevista das emissões do sistema energético até 2050 [1]

Analisando os dados em cima referenciados, é possível concluir que o setor electroprodutor apresenta um enorme potencial para a redução de emissões de GEE na próxima década (2020-2030), sendo igualmente este um dos principais focos neste trabalho. O aparecimento de novos vetores energéticos, como é o caso do hidrogénio, poderão ser interessantes num contexto de descarbonização de alguns setores com poucas opções tecnológicas alternativas como é o caso do electroprodutor.

Com a crescente penetração de fontes renováveis os serviços de sistema tomarão particularmente importância. Os custos relevantes estão assim diretamente associados ao balanço entre as previsões de energia produzida e consumida diariamente.

Em suma, será fundamental uma transição energética equilibrada, por sua vez refletida numa estratégia assente numa combinação de políticas, metas e objetivos, assim como de variadas opções tecnológicas, procurando encontrar sinergias. Nesta ótica, o hidrogénio pode desempenhar um papel fulcral na descarbonização dos vários setores da economia, em particular no setor electroprodutor, no que toca ao armazenamento de energia, num plano de grande incorporação de fontes renováveis no consumo final de energia.

3 Setor electroprodutor nacional (SEN)

3.1 Caracterização

Neste capítulo será apresentada informação sobre a evolução da produção bruta anual de eletricidade e da potência instalada nas centrais produtoras de eletricidade. Esta informação será exibida através de gráficos e tabelas obtidos por dados extraídos da Direção-Geral de Energia e Geologia [5].

Uma grande fração de energia elétrica continua a ser produzida por produção térmica utilizando fontes de energia não renováveis, porém é possível observar um crescimento anual da quota de energias renováveis utilizada para produção de eletricidade, em particular em relação à energia eólica. No ano de 2018 por exemplo, cerca de 51% da eletricidade produzida teve origem em fontes renováveis de energia, representando um aumento percentual de 10% face ao ano anterior. Na componente renovável da produção de eletricidade, a hídrica contribui com cerca de 44% da produção total renovável, seguido da eólica com 41%, a biomassa¹ com 10%, o solar fotovoltaico com 3% e a geotérmica, cuja produção se verifica apenas na Região Autónoma dos Açores, com 1%. (Figura 8).

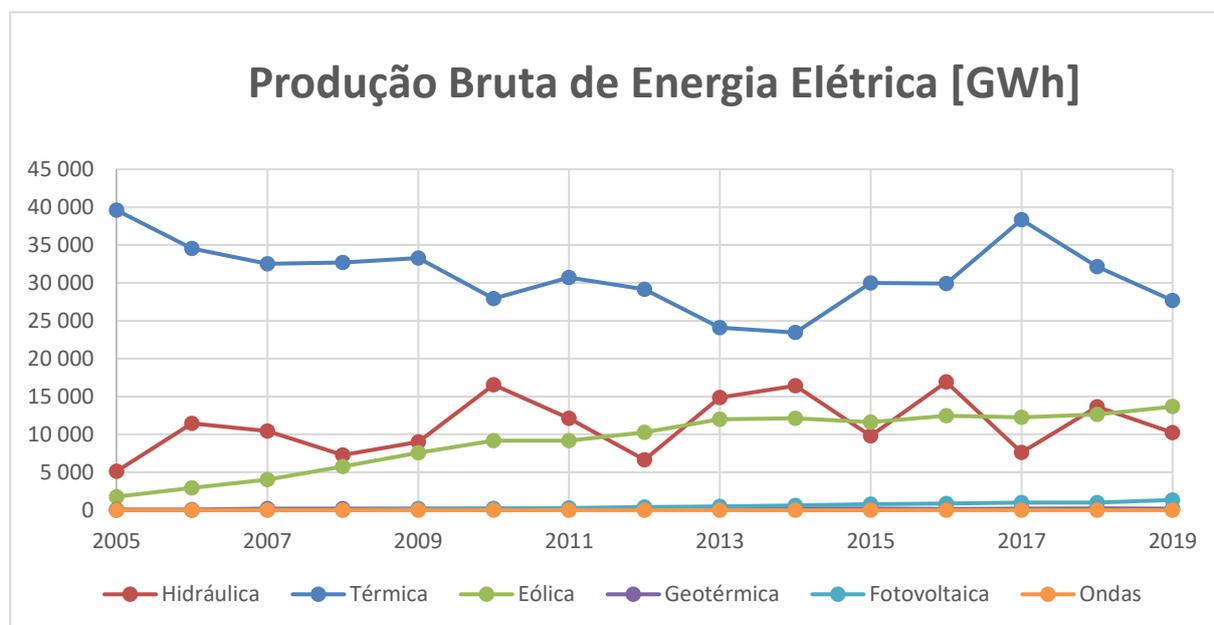


Figura 8 - Produção bruta de energia elétrica [6]

Por sua vez, a Figura 9 ilustra a distribuição de fontes de energia não renováveis para a produção de energia térmica, onde é possível observar uma clara diminuição no uso de carvão e petróleo ao longo dos anos. No entanto, o gás natural continua a ser um combustível fóssil bastante utilizado no sistema electroprodutor nacional.

¹ Biomassa inclui resíduos vegetais/florestais, licores sulfúricos, biogás e resíduos sólidos urbanos RSU (parte renovável).

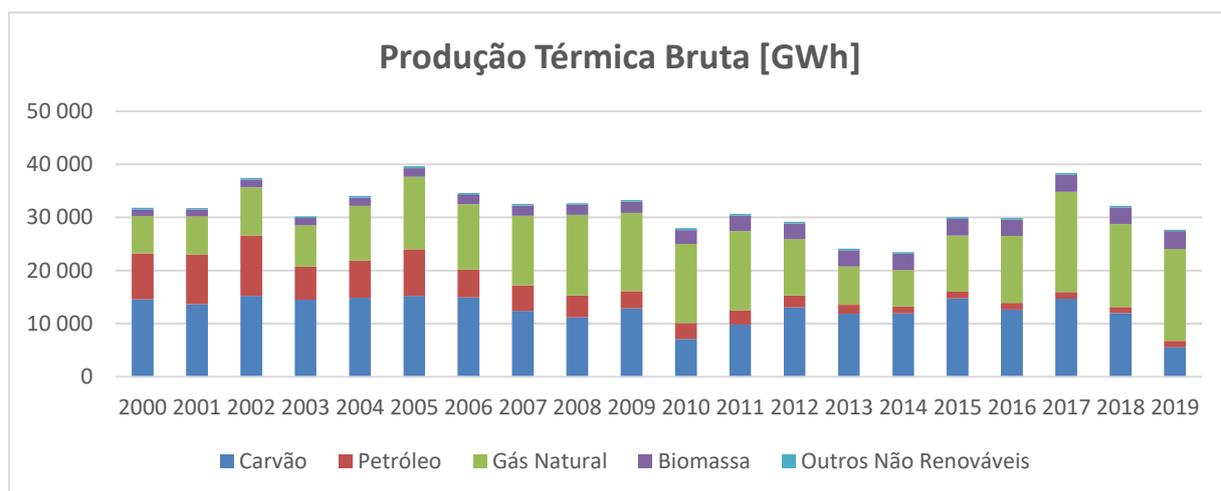


Figura 9 - Produção térmica bruta [6]

No que refere à capacidade instalada para a produção de eletricidade, em 2018, Portugal dispunha de um total de cerca de 22GW, em que 64% (14 GW) estão relacionados com tecnologias renováveis, representando um aumento de percentual de 1.6% face ao ano anterior. Do total da capacidade instalada, cerca de 33% (7 098 MW) corresponde às centrais hidroelétricas, com uma importante componente de bombagem reversível e que representa cerca de 40% da capacidade total hídrica, seguida da eólica que representa 25% (5,4 GW), 23% (5 GW) de gás natural, 9% (1,9 GW) de carvão, 4% (0,8 GW) de biomassa, 3% (0,7 GW) de solar, 5% (1 GW) de outros não renováveis e 0,2% (34 MW) de outras renováveis (Figura 10).

A Tabela 1 mostra uma constante evolução da potência instalada nas centrais produtoras de energia elétrica através de fontes endógenas, contrariamente ao que se sucede no caso de energias não renováveis.

Tabela 1 - Potência instalada nas centrais produtoras de energia elétrica [6]

POTÊNCIA INSTALADA NAS CENTRAIS PRODUTORAS DE ENERGIA ELÉTRICA [MW]												
Ano	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Renováveis	8459	9104	9683	10624	11053	11313	11678	12275	13417	13764	13994	14401.9
Não Renováveis	8018	9005	9948	10006	9372	8312	7999	7909	7888	7852	7831	7859.6
Total	16477	18109	19631	20630	20425	19625	19677	20184	21305	21616	21825	22251.5

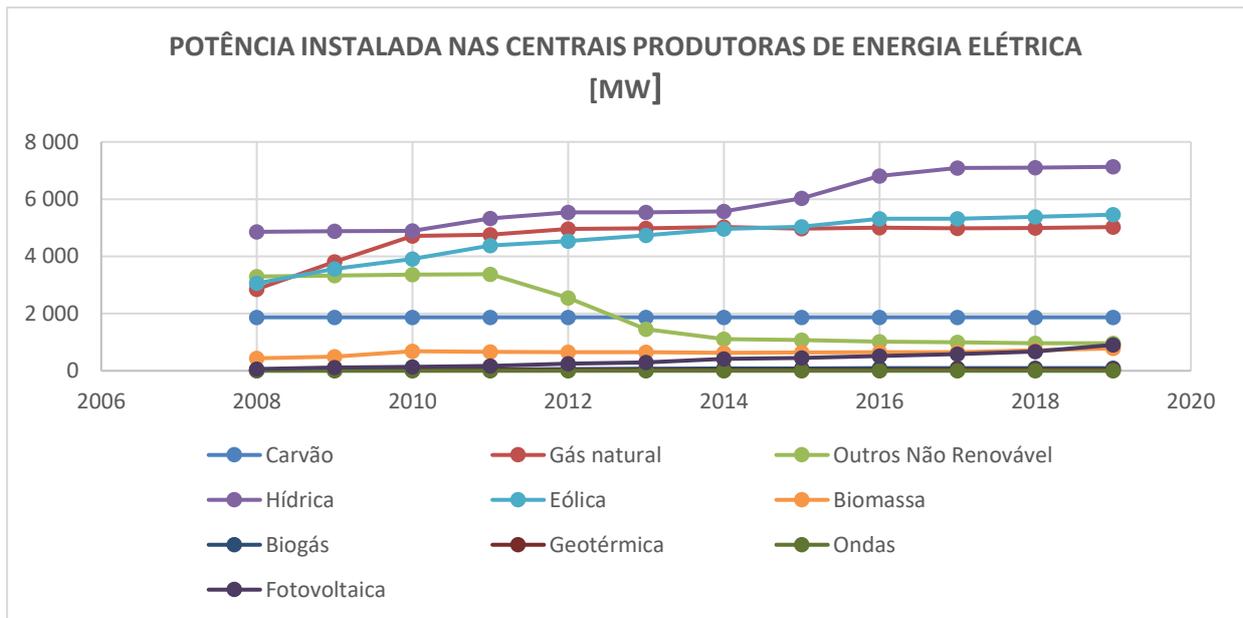


Figura 10 - Potência instalada nas centrais de energia elétrica [6]

3.2 Metas e objetivos traçados

O setor electroprodutor é atualmente responsável por 29% das emissões nacionais de GEE, o que reforça a ideia de ser um dos que mais contribui para a descarbonização. Por outro lado, sendo a eletrificação um dos principais *drivers* da descarbonização dos setores económicos, as emissões de GEE na produção de eletricidade terão também, indiretamente, um contributo fundamental na descarbonização da economia em geral, o que mais uma vez, evidência o papel capital que as energias de origem renovável desempenharão neste contexto de descarbonização. O aumento da procura provocado pela crescente eletrificação dos vários setores económicos culminará num substancial aumento da capacidade de produção renovável de eletricidade. Portugal assumiu o compromisso de abandonar a produção de eletricidade a partir de carvão até 2030 e de atingir uma total descarbonização do setor electroprodutor até 2050, ou seja 100% de renováveis na produção de eletricidade. A Figura 11 ilustra o que foi referido [1].

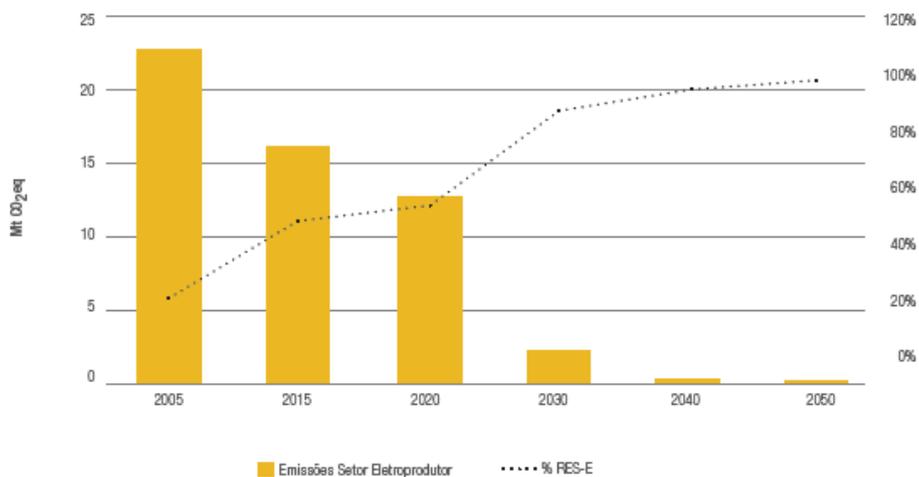


Figura 11 - Evolução das emissões do setor electroprodutor e % de incorporação de renováveis na eletricidade [1]

Este aumento percentual de contribuição de energias renováveis para a produção de eletricidade depende essencialmente da redução de custos das tecnologias de base renovável que se tem verificado nos últimos anos, e igualmente da redução de custos das soluções de armazenamento de energia.

3.3 Evolução das energias renováveis e formas de armazenamento de energia

Portugal tem sido um dos países com maior progresso na incorporação de fontes renováveis nos vários setores económicos, sendo atualmente o sexto país da União Europeia com maior nível de incorporação de renováveis. Em particular, no setor da eletricidade é atualmente o quinto país da União Europeia com maior nível de incorporação de renováveis, alcançando em 2018 uma quota de 52.2% (superior em 24.5% face a 2005) [2].

As energias renováveis solar fotovoltaico e eólica são hoje em dia fontes bastante competitivas de energia e com custos associados cada vez mais reduzidos. São as duas tecnologias onde existiu o maior investimento nos últimos anos. Em 2016 a energia solar fotovoltaica contribui para cerca de 2% da geração total de eletricidade em Portugal. Pretende-se que esta tecnologia se afirme com maior evidência em Portugal, atingindo os 13 GW centralizado e os 13 GW descentralizado até 2050 [7]. Portugal, em 2019, possuía uma capacidade instalada de energia eólica de 5 GW. Nesse mesmo ano, a energia eólica contribui em 27% da geração total de eletricidade em Portugal.

No entanto, estas tecnologias, devido à sua variabilidade diária e interanual, colocam desafios ao nível da despachabilidade e da segurança de abastecimento. Surgem assim novas soluções, umas de carácter tecnológico ao nível do armazenamento e outras relacionadas com a gestão da rede, a qual deverá ser feita de forma inteligente e flexível. As interligações com a rede elétrica da UE, e com outros mercados, desempenharão igualmente um papel fundamental na gestão e segurança de abastecimento do sistema nacional.

Na Tabela 2 é possível analisar as trocas de energia elétrica com o estrangeiro entre 2005 e 2029, enquanto a Tabela 3 demonstra a fatura energética portuguesa em 2017 e 2019, sinalizando o peso que as importações de gás natural e petróleo têm na mesma.

Tabela 2 - Trocas de energia elétrica com o estrangeiro [6]

Trocas de Energia Elétrica com o Estrangeiro (GWH)															
Ano	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Importações	9626	8624	9641	10744	7598	5814	6742	10766	8100	7247	8077	4616	5506	5668	8099
Exportações	2802	3183	2153	1313	2822	3191	3929	2871	5324	6344	5811	9701	8190	8325	4700
Saldo Importador	6824	5441	7488	9431	4776	2623	2813	7895	2776	902	2266	-5085	-2684	-2657	3399

Tabela 3 - Fatura energética portuguesa 2017-2019 [2]

INDICADOR	2017	2018	2019
Total de Importações (milhões de euros)	8 184	9 304	8 906
Importação de Petróleo (milhões de euros)	6 255	7 345	7 152
Importação de Gás Natural (milhões de euros)	1 265	1 373	1 232
Peso das Importações na Balança de Mercadorias FOB (em milhões de euros)	11,8%	12,4%	11,1%

Em alternativa, existem diversas opções tecnológicas de armazenamento de energia, com diferentes graus de maturidade tecnológica, como por exemplo o armazenamento em albufeiras, as baterias, a produção de hidrogénio ou soluções híbridas, que são consideradas no RNC 2050. A Tabela 4 ilustra a evolução expectável da capacidade instalada do sistema electroprodutor (inclui cogerações) e da intensidade carbónica da produção de eletricidade.

O armazenamento em albufeiras corresponde à energia hídrica com bombagem, que atualmente é, e continuará a ser, importante na regulação do sistema elétrico. Hoje em dia estão instalados 2.7 GW, e estão previstos 3.4 GW de bombagem para o ano de 2030 [1].

As baterias são uma tecnologia custo-eficaz, normalmente implementadas ao nível descentralizado, e estima-se que possam ser necessárias para garantir a estabilidade do sistema em 2025 (187MW), acopladas a uma capacidade instalada de energia solar fotovoltaica e eólica que excederá os 16GW. Em 2030, a capacidade instalada de baterias, deverá atingir valores entre 0.6 e 1.0 GW, e finalmente em 2050 chegar mesmo aos 4 GW representando entre 7% e 8% da capacidade instalada num contexto

100% renovável. Em 2050, o conjunto de baterias e hídrica com bombagem poderá representar 7.5 GW, cerca de 14% do total da capacidade instalada [1].

No entanto, outro vetor de armazenamento tem vindo a ser considerado. O armazenamento via *Power-to-Gas* (P2G), através do hidrogénio. Dadas as características do hidrogénio e o seu grande potencial para armazenar energia, este poderá também ser uma solução bastante viável neste contexto, em particular no armazenamento de longa duração e um aliado importante para assegurar a transição energética e a descarbonização da economia, num cenário com cada vez mais incorporação de fontes renováveis. Tem, portanto, a capacidade de aumentar o grau de despachabilidade das renováveis, aportando um valor mais elevado à eletricidade de origem renovável, permitindo assim a descarbonização de centrais termoelétricas a gás natural, essenciais à manutenção da segurança de abastecimento.

Tabela 4 - Evolução expectável da capacidade instalada do sistema electroprodutor (inclui cogerações) [1]

CAPACIDADE INSTALADA	2015	2020	2030	2040	2050
		19,9	22,5	29,3 30,3	42 42,4
Carvão	1,8	1,8	0,0	0,0	0,0
Gás Natural	4,8	4,9	3,5 4	2,3 2,4	0,2
Fuel Óleo	0,8	0,7	0,2	0,1	0,0
Hídrica	4,6	4,6	5,1	5,1	5,1
Hídrica com bombagem	1,6	2,5	3,4	3,4	3,4
Eólica <i>Onshore</i>	5,0	5,2	8 7	10	12 13
Eólica <i>Offshore</i>	0,0	0,0	0,3 0,4	0,3 1,2	0,2 1,3
Solar PV centralizado	0,3	1,4	4,6 5	9,9 9,3	14,4 13
Solar PV descentralizado	0,2	0,5	2,3	7,1 7,6	12 13
Geotérmica	0,0	0,1	0,1	0,1	0,0
Biomassa/Biogás/Resíduos	0,8	0,9	1,4 1,6	1,4	1,8 1,4
Baterias	0,0	0,0	0,6 1,2	2,3 1,3	4,1 4
<i>Unidade: GW</i>					
INTENSIDADE CARBÓNICA DA ELETRICIDADE PRODUZIDA EM PORTUGAL	315	245	20,47 36,75	4,46 4,28	1,69 1,6

Unidade: tCO₂eq./GWh

No seguimento do que foi supracitado, vai ser igualmente necessária uma gestão de rede inteligente e flexível. Como tal, será fundamental a expansão da rede de transporte e distribuição, uma gestão eficiente dos consumos e a criação de novos modelos de negócio, que permitam a entrada de novos agentes no mercado da eletricidade e soluções que contribuam para a flexibilidade do sistema. Uma descentralização da geração de eletricidade aliada ao aumento da sua eficiência poderá contribuir para uma redução das perdas de rede.

4 Mercados de energia

4.1 Reestruturação dos mercados de energia

Atualmente está a ocorrer uma reestruturação dos mercados de energia, uma transição de um mercado monopolista centralizado para um mercado liberalizado e descentralizado. Esta transição deu-se na União Europeia, por política comum [8].

Num mercado monopolista centralizado as diferentes fases do sistema energético (geração, transmissão, distribuição e comercialização) são operadas por uma só empresa enquanto num mercado liberalista descentralizado, a geração e comercialização de energia são realizadas por diferentes empresas (Figura 12). Embora haja a obrigatoriedade do *unbundling* da produção, transporte, distribuição e comercialização, nesta última estrutura, o transporte e distribuição são supervisionados por uma agência regulatória que define os custos e regras de toda a operação (Figura 13). Este tipo de serviços, que abrangem energia e água, necessitam de grandes infraestruturas para levar a cabo toda a operação, já que se todas as empresas construíssem as suas próprias infraestruturas os custos associados seriam insuportáveis [8].

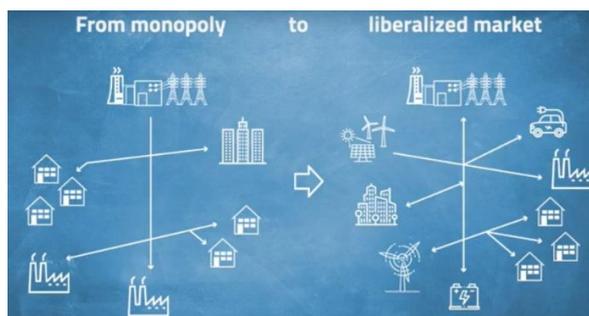


Figura 12 - Mercado monopolizado versus mercado liberalizado [8]



Figura 13 - Estrutura do setor elétrico num mercado liberalizado [9]

Identicamente, está a ocorrer uma transição de sistemas energéticos, de um modelo de geração centralizada, onde a energia gerada em grandes centrais elétricas encontra-se normalmente distante dos utilizadores finais, para um modelo de geração descentralizado.

A evolução das tecnologias renováveis, nomeadamente solar e eólica torna possível gerar eletricidade em centrais elétricas de menor dimensão e que estejam mais próximas dos utilizadores finais. Numa última hipótese, será ainda possível que sejam os utilizadores finais a gerar a sua própria energia com a possibilidade de poderem também injetar energia para a rede. Será desde mais evidente, que a gestão da rede elétrica aumentará a sua complexidade devido a existência de diversos agentes e da possibilidade de o fluxo de energia ter duas direções. Por outro lado, o uso de renováveis caracterizado pela sua intermitência introduz desafios tecnológicos adicionais.

Conclui-se que uma reestruturação do mercado da eletricidade, tem por objetivo satisfazer as necessidades do consumidor final, proporcionando melhores preços e, poderá ainda trazer benefícios como [8]:

- O aumento da competitividade das empresas elétricas através do aumento do número de agentes envolvidos;
- O reforço da segurança do abastecimento;
- O incentivo à eficiência energética e ao aproveitamento dos recursos renováveis;
- O estímulo à inovação tecnológica;
- Desenvolvimento das competências e tecnologias de maior qualidade.

4.2 Agentes do mercado

Como referenciado no subcapítulo anterior, num mercado de energia liberalizado todos os agentes compartilham a mesma infraestrutura, ou seja, a mesma rede de energia, seja eletricidade, gás ou outra. Desta forma, os principais agentes deste tipo de mercado são [8]–[10]:

- Governos – Responsáveis pelo planeamento e com a responsabilidade final de supervisionar que todos os outros agentes operam dentro das normas estabelecidas.
- Autoridades Reguladoras Nacionais (NRA's) – Responsáveis pelo acompanhamento e supervisão das atividades de todos os agentes.
- Operador do Sistema de Transmissão (TSO's), Operador do Sistema de Distribuição (DSO's) ou Operador do Sistema (OSO's) – Empresas responsáveis pela gestão das infraestruturas físicas, ou seja, exploração, manutenção e eventual expansão da rede e das interligações com outras redes, com o propósito de garantir a segurança do abastecimento. Transmissão refere-se às infraestruturas responsáveis por transportar energia, em massa, entre centrais de energia,

idades ou países. Distribuição refere-se às infraestruturas em que a energia é transportada entre a infraestrutura de transmissão e utilizadores finais.

- Agentes de geração (produtores) – Responsáveis pelo fornecimento de energia aos sistemas energéticos como centrais de energia, refinarias, etc.).
- Agentes de Comercialização – Responsáveis por vender a energia aos clientes.

No caso da eletricidade, as centrais de energia são operadas pelos produtores, sendo que depois, a eletricidade é primeiramente transportada através das linhas de transmissão a uma voltagem muito elevada (alta ou muito alta tensão), de forma a reduzir perdas e seguidamente através das linhas de distribuição, onde a voltagem pode ser baixa, média ou alta, para os clientes (casas, escritórios e fábricas). Entre as centrais de energia, infraestruturas de transmissão e distribuição, existem subestações responsáveis pela conversão das voltagens e ligação dos vários processos, garantindo a segurança necessária às operações na rede (Figura 14). Consequentemente, o custo total de eletricidade engloba naturalmente os custos associados à gestão das infraestruturas de transmissão e distribuição, assim como o custo associado às atividades regulatórias, cobrindo assim os custos para garantir a viabilidade da rede energética. O preço final da energia pode ser dividido em três componentes: Energia, transporte e impostos e taxas.

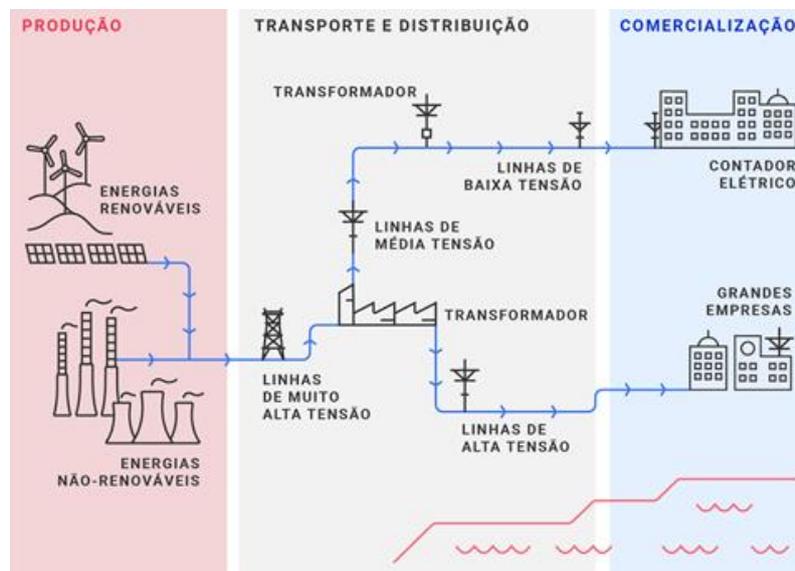


Figura 14 - Modelo de distribuição da eletricidade [11]

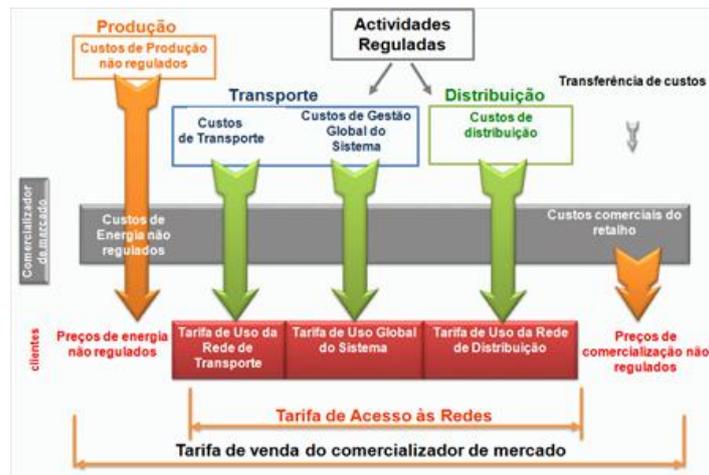


Figura 15 - Tarifas no mercado liberalizado [12]

Esta separação de atividades e de operadores permite uma maior facilidade em assegurar uma maior clareza e transparência na operação do sistema, levando à criação de diversos agentes com funções distintas nomeadamente nas áreas da produção, da rede e da coordenação técnica, regulamentar e comercial, tal como foi anteriormente explicado.

Na produção de eletricidade é possível identificar três tipos de fornecimento: em regime normal, regime especial e os Serviços de Sistema, os quais serão mais tarde explicados com maior detalhe.

4.3 Serviços de sistema

Não sendo possível armazenar eletricidade a uma escala de dimensão nacional, a produção total deve igualar o consumo total, de modo a manter a frequência estável num valor predefinido, logo o fornecimento de energia elétrica requer uma gestão equilibrada e eficaz. Um sistema elétrico não controlado pode sofrer perdas de qualidade e estabilidade na potência, que possam inclusive provocar um apagão no sistema. Cabe ao operador do sistema de transmissão garantir uma eficiente transmissão de potência e operar o sistema elétrico, garantindo uma gestão eficaz do balanço entre eletricidade produzida e consumida [10].

A produção de energia proveniente de fontes renováveis está em crescimento acentuado e a sua integração no sistema elétrico exige diversos cuidados. Um deles resulta do efeito intermitente e incerto característico da produção de energia eólica e energia solar, obrigando a um aumento da flexibilidade dos sistemas energéticos, que por sua vez conduz a uma preocupação acrescida aos operadores de sistema.

Os serviços de sistema são uma parte integrante dos mercados de energia elétrica que visam garantir o equilíbrio entre a geração e o consumo de energia em tempo real, garantindo a todo o tempo a estabilidade e segurança do sistema elétrico. Podem ser repartidos em quatro tipos de serviços dependendo do sistema elétrico em causa [9]:

- Controlo da frequência (reservas primária, secundária e terciária);

- Controlo de tensão;
- Gestão do sistema (resolução de restrições técnicas);
- *Black Start* ou Reposição de serviço.

Os serviços do sistema podem ser obrigatórios ou complementares. Serviços obrigatórios não são remunerados e onde estão incluídos a regulação da tensão e a regulação primária da frequência, que mantêm a estabilidade do sistema e ainda o *Black Start*, responsável pela reposição do serviço da rede a partir do zero (rede totalmente ou parcialmente desligada). Serviços complementares são remunerados em mercado ou contratados através de contratos bilaterais e são constituídos pela regulação secundária e terciária de frequência associadas ao arranque autónomo, telearranque de grupos de geradores e interruptibilidade rápida [13].

O gestor do sistema recorre ainda a processos de resolução de restrições técnicas, as quais são provocadas pelos programas de funcionamento obtidos nos mercados diários, intradiário e da contratação bilateral, ou ainda as que possam surgir em tempo real aquando da operação da rede [13].

Alguns dos fatores que conduziram à necessidade de serviços do sistema são [9]:

- Desvios da previsão da procura;
- Aumento da potência eólica e outras em regime especial;
- Disparos e avarias não previstas de grupo de geradores;
- Aumento do consumo;
- Segurança de abastecimento.

O mercado de serviços de sistema funciona separadamente em Portugal e Espanha. O maior foco desta tese será o serviço de controlo de frequência secundário e terciário, na medida que o objetivo global é compreender qual a aptidão do hidrogénio para fornecer este tipo de serviços.

4.3.1 Controlo da frequência

Esta tese foca-se particularmente neste tipo de serviço, na medida que o objetivo é avaliar o potencial tecnológico do Hidrogénio em serviços do sistema para a regulação de frequência. Este de serviço obrigatório é imposto pela ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*), sendo os gestores de cada sistema elétrico responsáveis por garantir os valores de reserva de potência para estes serviços em conformidade com a legislação portuguesa [13].

O controlo de frequência consiste na mobilização/desmobilização de potência ativa produzida/consumida pelo produtor/consumidor mantendo o equilíbrio na rede. Está por isso, intrinsecamente relacionado com o balanço entre a geração e consumo de eletricidade, sendo a existência de reservas fundamental para que o equilíbrio do sistema se mantenha, após ocorrências de perturbações na rede.

O controlo da frequência ocorre geralmente por via de três tipos de reserva diferentes:

- Reserva primária;
- Reserva secundária;
- Reserva terciária.

Estas ações de controlo de frequência são realizadas em diferentes etapas e são independentes umas das outras. O operador de rede é responsável pelo controlo primário, secundário e terciário assim como pela operação da rede de transporte correspondente à sua área de controlo, que normalmente se refere ao território de um país, podendo também ser a rede do qual é proprietário ou concessionário.

A reserva primária é ativada em poucos segundos através da ação conjunta de todos os geradores envolvidos, quando ocorre um desvio no valor da frequência de rede em relação ao seu valor programado, provocado por pequenos desequilíbrios entre a geração e o consumo.

De acordo com a ENTSO-E, o valor mínimo de reserva primária deverá ser de 15000 MW/Hz, em todo o sistema europeu, sendo que este valor se reparte pelos diversos elementos síncronos constituintes do sistema europeu que se encontram interligados. O valor da reserva primária é cerca de 30% superior ao valor mínimo estabelecido [14].

Para desvios até à ordem dos 100 mHz, a reserva primária deverá atuar num período máximo de 15 segundos, enquanto para desvios entre os 100 mHz e os 200 mHz, a potência deverá variar linearmente entre os 15 e os 30 segundos (Figura 16) [14].



Figura 16 - Tempo de atuação máxima da reserva de regulação primária [14]

A reserva secundária vai substituir a primária no espaço de minutos, libertando-a para futuras ativações que se mostrem necessárias. É ativada pelo operador de rede de transmissão responsável e à semelhança da reserva primária, repõe igualmente o valor da frequência da rede no valor programado, tendo como finalidade manter o equilíbrio entre a produção e o consumo em determinadas áreas de balanço (AB).

A reserva secundária deverá ser ativada em 30 segundos após ser verificado o desvio no valor da frequência de rede e, em 15 minutos, para casos extremos como a perda de um grande grupo de produção.

Por sua vez, a reserva terciária vai complementar e substituir as reservas primária e secundária, utilizadas em respostas em tempo real, sendo ativada de forma automática ou manualmente pelo operador de rede de transmissão responsável. É caracterizada por ser a variação máxima de potência de um grupo gerador ou de uma área de balanço, em que o tempo de atuação será iniciado no máximo de 15 minutos e prolongar-se-á por longos períodos de tempo.

Este tipo de reserva atua no funcionamento dos geradores, retirando carga controlável, através de bombagem, e ligando ou desligando grupos de produção, para desta forma alterar a potência injetada na rede. A contratação deste tipo de reserva é feita por despacho antecipado à hora em que é mobilizada através de mercados específicos onde o gestor global do sistema (GGS) assume o papel de comprador, enquanto as centrais produtoras são responsáveis pela venda, sendo estas obrigadas a ofertar toda a sua reserva de regulação disponível.

Existe ainda um outro tipo de controlo de frequência denominado por *Time Control*, o qual vai alterar o valor programado de frequência de forma a corrigir os desvios na hora síncrona, para tal é necessária a intervenção de todos os agentes e operadores de rede. O método altera o valor da frequência programada do sistema para um valor superior ou inferior ao valor da frequência nominal do sistema (50 000 Hz) [10][13].

5.2 Estratégia nacional para o hidrogénio e a descarbonização

A Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2) tem como objetivo promover a introdução gradual do hidrogénio, como elemento de incentivo e estabilidade para o setor energético, enquanto oportunidade estratégica para o país.

O hidrogénio, por ser um gás renovável pode vir a assumir-se como um dos elementos centrais na estratégia de descarbonização do país, complementando e aperfeiçoando a estratégia original. A sua flexibilidade e complementaridade com o Sistema Elétrico Nacional de acordo com o consumo, armazenamento e produção, assim como a sua possível integração nos sistemas de eletricidade e de gás natural (*sector coupling*), permitem acelerar a descarbonização do setor elétrico e ainda atingir níveis mais elevados de fontes renováveis de energia no consumo final de energia de forma mais eficiente do ponto de vista energético, económico e financeiro. Consequentemente, a estratégia de Portugal para o horizonte de 2030 confere ao hidrogénio uma nova centralidade no processo de descarbonização, apostando na produção e na incorporação de volumes crescentes de hidrogénio verde [2].

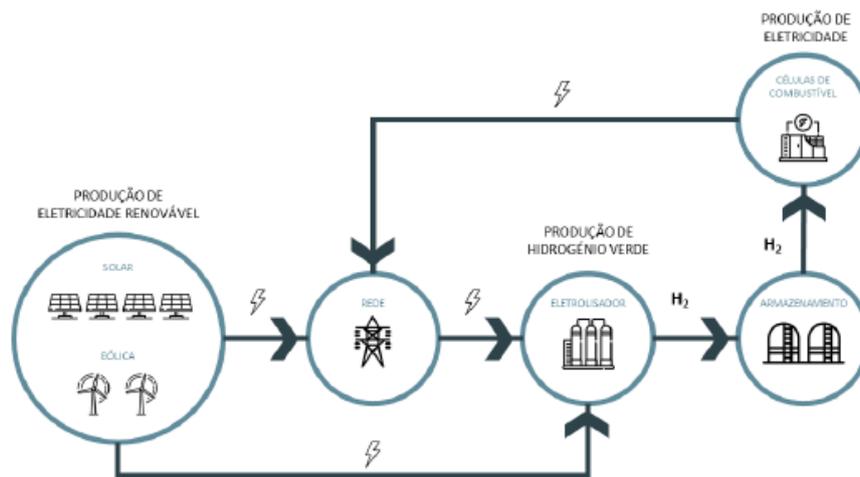


Figura 18 - Esquema genérico da cadeia de valor *Power-to-Gas-to-Power* [2]

O hidrogénio tem a capacidade de substituir o consumo de gás natural e outros derivados do petróleo, de forma a reduzir a importação destas fontes energéticas e consequentemente reduzir a dependência energética e a fatura energética portuguesa. No setor elétrico em particular, o hidrogénio poderá ser um importante aliado na transição energética num cenário com cada vez maior incorporação de fontes renováveis.

O hidrogénio enquanto vetor fundamental para a descarbonização da economia nacional, apresenta como principais vantagens [2]:

- Reduzir os custos da descarbonização, em complementaridade com a estratégia da eletrificação;
- Reforçar a segurança de abastecimento, dado que o hidrogénio permite armazenar eletricidade renovável durante longos períodos de tempo;

- Reduzir as importações e a dependência energética, visto ser produzido por fontes de energia renováveis;
- Reduzir as emissões de GEE em vários setores económicos;
- Promover a eficiência na produção e no consumo de energia;
- Promover inovação, investigação e crescimento económico, assim como a criação de emprego devido ao desenvolvimento de novas indústrias;
- Posicionar Portugal como exportador de H₂ verde;
- Reforçar a cooperação internacional.

5.3 Produção de Hidrogénio

O hidrogénio é um gás renovável portador de energia com elevada densidade energética (140 MJ/Kg), mais de duas vezes superior aos típicos combustíveis sólidos (50MJ/Kg), e conseqüente potencial para armazenar energia. A produção atual mundial de hidrogénio ronda os 500 biliões de centímetros cúbicos por ano [17]. Cerca de 95% de todo o hidrogénio é gerado a partir de gás natural e carvão (hidrogénio cinzento), enquanto apenas 5% é gerado por eletrólise (hidrogénio verde) [18].

Hidrogénio verde, também conhecido como hidrogénio renovável é produzido por eletrólise utilizando fontes de energia renováveis e com um nível baixo de consumo de carbono, 18-90 KgCO₂-eq/MWh, quando produzidos através de energia solar ou eólica [19]. Em 2020 apresentou um custo de 5.09€/Kg, sendo que em 2030 está prevista uma redução do custo para 2.12€/Kg [18], equivalente a 64-74€/MWh [19], devido ao aumento de produtividade da energia eólica. Hidrogénio cinzento de base fóssil produzido por reformação do metano com vapor de água (SMR) ou por gaseificação de carvão são por sua vez métodos não sustentáveis associados a emissões de 830 MtCO₂ por ano correspondente a 2.3% das emissões totais de CO₂ [18]. Hidrogénio produzido por SMR, tinha um custo de 1.35€/Kg em 2020 e apresenta um fator de emissão de 8.9 KgCO₂/KgH₂, enquanto hidrogénio produzido por gaseificação de carvão apresenta um fator de emissão superior no valor de 29.339 KgCO₂/KgH₂ [18].

A Figura 19 ilustra todos os diferentes métodos existentes de produção de hidrogénio.

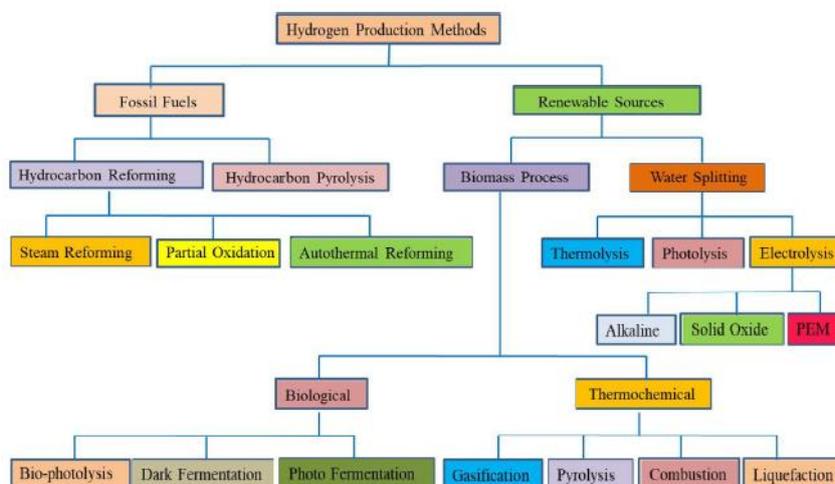


Figura 19 - Métodos de produção de hidrogénio [17]

Na Tabela 5 é possível observar quais as vantagens e desvantagens, assim como a eficiência e o custo dos três métodos de produção de hidrogénio verde recorrendo à divisão molécula de água.

Tabela 5 - Métodos de produção de H₂ verde através da divisão da molécula H₂O [17]

Método	Vantagens	Desvantagens	Eficiência %	Custo (€/Kg)
Termólise	Sustentável e “verde”, matéria-prima abundante, aproveitamento do O ₂ como subproduto	Custos capiteis, toxicidade de elementos, problemas de corrosão	20-45	7.98-8.40
Fotólise	Aproveitamento do O ₂ como subproduto, matéria-prima abundante, zero emissões	Baixa eficiência, matéria foto catalítico não efetivo, necessidade de luz solar	0.06	8-10
Eletrólise	Aproveitamento do O ₂ como subproduto, infraestruturas já existentes, tecnologia previamente estabelecida	Problemas de transporte e armazenamento	60-80	10.30

Três diferentes exemplos de tipos de eletrólise são:

- *Proton exchange membrane* eletrólise (PEM):

Um eletrolisador PEM apresenta um consumo de 55-58 KWh/Kg [18], um tamanho máximo de 3 MW, eficiências entre 70-80%, tempo de vida de 80000 horas da pilha de eletrólise e 30 anos do resto do equipamento e custo de 1M€/MW. Permite ainda realizar alterações no consumo de eletricidade num tempo inferior a 1 segundo, desligar-se em segundos e ligar-se em poucos minutos [20].

Possui vantagens como altas densidades de corrente, um design de sistema compacto, elevada operação dinâmica, com respostas rápidas e uma elevada taxa de produção de hidrogénio com elevada pureza de gases (99.99%). Tem como desvantagens ser um método novo e parcialmente estabelecido, elevado custo dos componentes, ser realizado em ambiente ácido, baixa durabilidade e comercialização a curto prazo [17].

- Eletrólise alcalina:

Um eletrolisador alcalino apresenta consumos na ordem de 50-51 KWh/Kg [18], eficiências entre 70-80% e uma temperatura operacional situada entre os 30°C e os 80°C [17].

Tem como vantagens ser uma tecnologia já estabelecida, comercializada, de baixo custo e possuir elétrodos catalisadores não nobres. Apresenta desvantagens como uma baixa densidade de corrente, diminuição da performance do eletrolisador devido à formação de carbonatos no elétrodo e por fim uma baixa pureza de gases [17].

- *Solide oxide* eletrólise (SOE):

Um eletrolisador SOE possui consumos de 40-41 KWh/Kg [18], eficiências entre os 90-100% e uma gama de temperaturas de operação compreendida entre os 500°C e os 850°C [17].

As suas principais vantagens são o facto de operar a pressões elevadas e possuir elétrodos catalisadores não nobres. Como desvantagens, é um eletrolisador que, todavia, se encontra em fase laboratorial, apresenta um design de sistema grande e detém uma baixa durabilidade [17].

Parte do excesso de renováveis convertido em hidrogénio através do processo *Power-to-Gas* (P2G) será previamente convertido de novo em eletricidade pelo agora processo inverso *Gas-to-Power* (G2P), o qual pode ser realizada por intermédio de vários processos. Neste trabalho apenas será estudada a transformação G2P recorrendo a células de combustível, visto ser a tecnologia eleita para o futuro, tendo em conta os objetivos de descarbonização traçados para o horizonte de 2050, e consequente abandono de produção térmica. Existem vários tipos de células de combustível, dois exemplos são:

- *Proton exchange membrane* (PEM) células de combustível:

Este tipo de células de combustível pode apresentar capacidades até 0.1 MW, porém é possível instalar várias células em paralelo de forma a atingir uma maior capacidade. Exibe ainda eficiências entre os 40% e os 60%, um fator de capacidade de 95%, uma duração de vida de 40000 horas e custos entre os 1.5M€/MW e 3M€/MW, com um período de retorno de investimento de cerca de 8 anos em que os custos operacionais anuais são 1% inferiores que o investimento inicial [20].

Células de combustível PEM, à semelhança dos eletrolisadores PEM tem a capacidade de promover alterações no consumo de eletricidade no espaço temporal de 1 segundo, são tipicamente abastecidas de hidrogénio puro, necessitando apenas de hidrogénio, água e oxigénio para o seu funcionamento. Operam à temperatura de 80°C, que sendo uma temperatura relativamente baixa, permite um rápido arranque das respetivas células, um menor desgaste de componentes e uma consequentemente uma maior durabilidade [20].

A maior vantagem deste tipo de células de combustível prende-se como facto de apresentar um peso e volume baixos, comparado com outro tipo de células e, portanto, um bom rácio de potência/peso [20].

- Células de combustível alcalinas:

Possuem eficiências superiores a 60%, sendo semelhantes às células de combustível PEM com a diferença de poderem utilizar uma membrana alcalina em vez de uma membrana ácida. A sua ótima performance deve-se à elevada taxa de reações químicas que ocorrem dentro da célula [17].

São suscetíveis a contaminação por parte de dióxido de carbono, uma pequena quantidade de dióxido de carbono no ar consegue diminuir drasticamente a sua performance e durabilidade devido à formação de carbonatos [17].

O desenvolvimento tecnológico deste tipo de energias leva a um aumento da sua competitividade em relação a recursos não renováveis e, ao mesmo tempo, torna possível explorar a possibilidade dos excessos de produção redirecionando-os para a produção de hidrogénio.

A produção de hidrogénio por eletrólise, demonstrada na Figura 20, envolve elevados consumos de água, cerca de 9 Litros/Kg de hidrogénio produzido. Importa assim, garantir o uso sustentável dos recursos hídricos, procurando diminuir o consumo de água e aumentar por sua vez, a reutilização de

águas residuais tratadas e água do mar para a produção de hidrogénio. Apesar da elevada disponibilidade de água do mar devido à vasta costa portuguesa, não existe ainda uma tecnologia que permita o uso direto de água do mar para a produção de hidrogénio por eletrólise, sem ter de passar por um processo de dessalinização. Por outro lado, a reutilização de água residual tratada com o objetivo de produção de hidrogénio, pode representar uma alternativa económica e ambientalmente sustentável, e ainda, uma oportunidade para promover sinergias entre o setor energético e o setor da água, possibilitando a produção de hidrogénio à escala local com dispersão territorial [2].

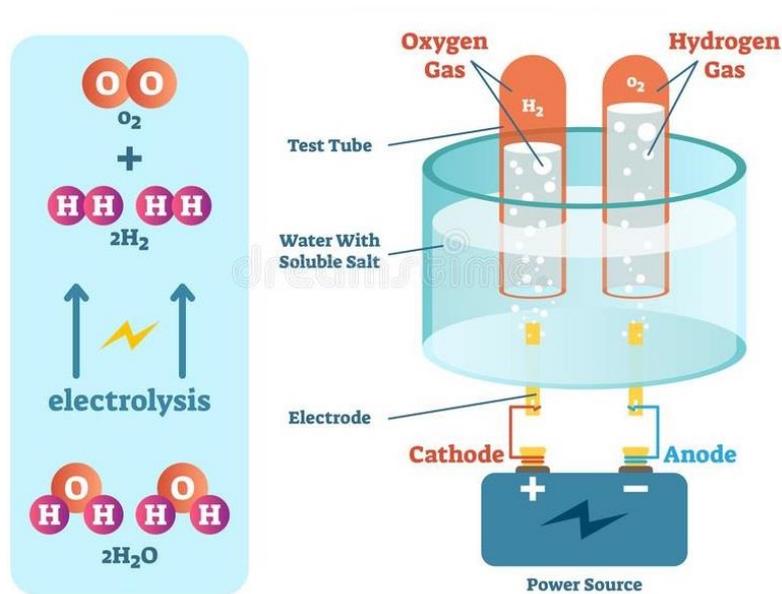


Figura 20 – Ilustração representativa do processo de eletrólise da água [21]

5.4 Projetos em Desenvolvimento

No ano de 2020 foi prevista uma verba que rondará os 40 milhões de euros destinada a apoiar projetos de produção e distribuição de energia proveniente de fontes renováveis, onde se incluí a componente do hidrogénio [2]. Existem atualmente vários projetos em desenvolvimento de acordo a Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2), de entre os quais, podemos destacar cinco [2]:

- 1) Projeto industrial de produção de hidrogénio verde em Sines (Figura 21):

Será instalada até 2030 uma unidade industrial com capacidade total em eletrolisadores entre 100MW a 1GW. O objetivo é utilizar a localização estratégica de Sines de forma a posicionar a cidade e Portugal com um importante *hub* de hidrogénio verde, através da sua produção com recurso a energia solar e eólica. Está previsto um investimento base que deverá superar 2.85 mil milhões de euros.

- 2) Descarbonizar o setor dos transportes:

O hidrogénio e os combustíveis sintéticos produzidos a partir de hidrogénio, em complemento com a eletricidade e os biocombustíveis avançados, serão uma boa solução para alcançar a descarbonização do setor dos transportes, particularmente no transporte rodoviário de mercadorias. Em consequência investir-se-á igualmente em novas infraestruturas de abastecimento a hidrogénio.

3) Descarbonizar um setor prioritário da indústria nacional:

Será apoiada e dinamizada a descarbonização através do hidrogénio de um subsetor da indústria, em função do grau de emissões de GEE e do peso que exerce na economia do país (Ex: indústria do aço).

4) Aproveitar as águas residuais para a produção de hidrogénio:

O aproveitamento de águas residuais, domésticas e industriais pode ser um recurso fundamental para a produção de hidrogénio verde, constituindo por um lado, uma nova oportunidade de investimento para este setor e oportunidade para incrementar o seu valor económico, e por outro lado, uma forma de potencializar sinergias entre o setor da energia e o setor das águas residuais.

5) Implementação de um laboratório colaborativo (COLAB):

Trata-se de um laboratório a nível nacional e internacional, com o objetivo de desenvolver I&D (Investigação e Desenvolvimento), em torno das principais componentes da cadeia de valor do hidrogénio com vista ao desenvolvimento de novas indústrias.

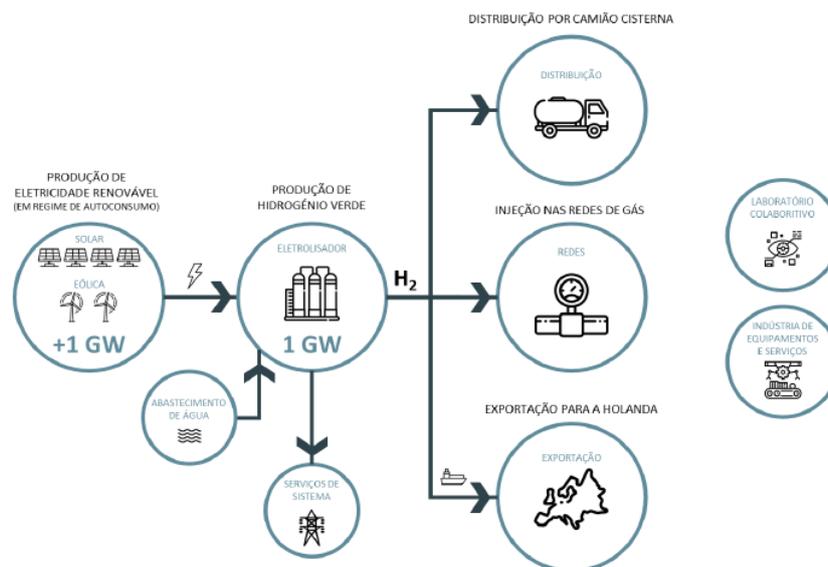


Figura 21 - Diagrama explicativo do projeto industrial de produção de hidrogénio verde em Sines [2]

Em conclusão, Portugal apresenta condições bastante favoráveis para desenvolver uma economia de hidrogénio, nomeadamente a existência de uma infraestrutura de gás natural moderna, preços de produção de eletricidade renovável muito competitivos e uma localização geográfica estratégica para a exportação.

6 Metodologia

Neste capítulo será apresentada a metodologia criada para responder à questão central desta tese: Qual o potencial tecnológico do hidrogénio como serviço de sistema de regulação de frequência?

A metodologia consiste na divisão do problema principal em três etapas distintas:

- 1. Previsão de serviços de sistema de reserva secundária e terciária, referentes ao controlo de frequência, para os anos futuros de 2030, 2040 e 2050.
- 2. Previsão da capacidade de produção de hidrogénio para os anos futuros de 2030, 2040 e 2050, por sua vez, através da previsão do excesso de renováveis nos respetivos anos.
- 3. Modelação da capacidade de oferta de serviços de sistema com base em P2G e G2P do hidrogénio para os anos futuros de 2030, 2040 e 2050.

A Figura 22 apresenta um diagrama de metodologia de desenvolvimento da tese.

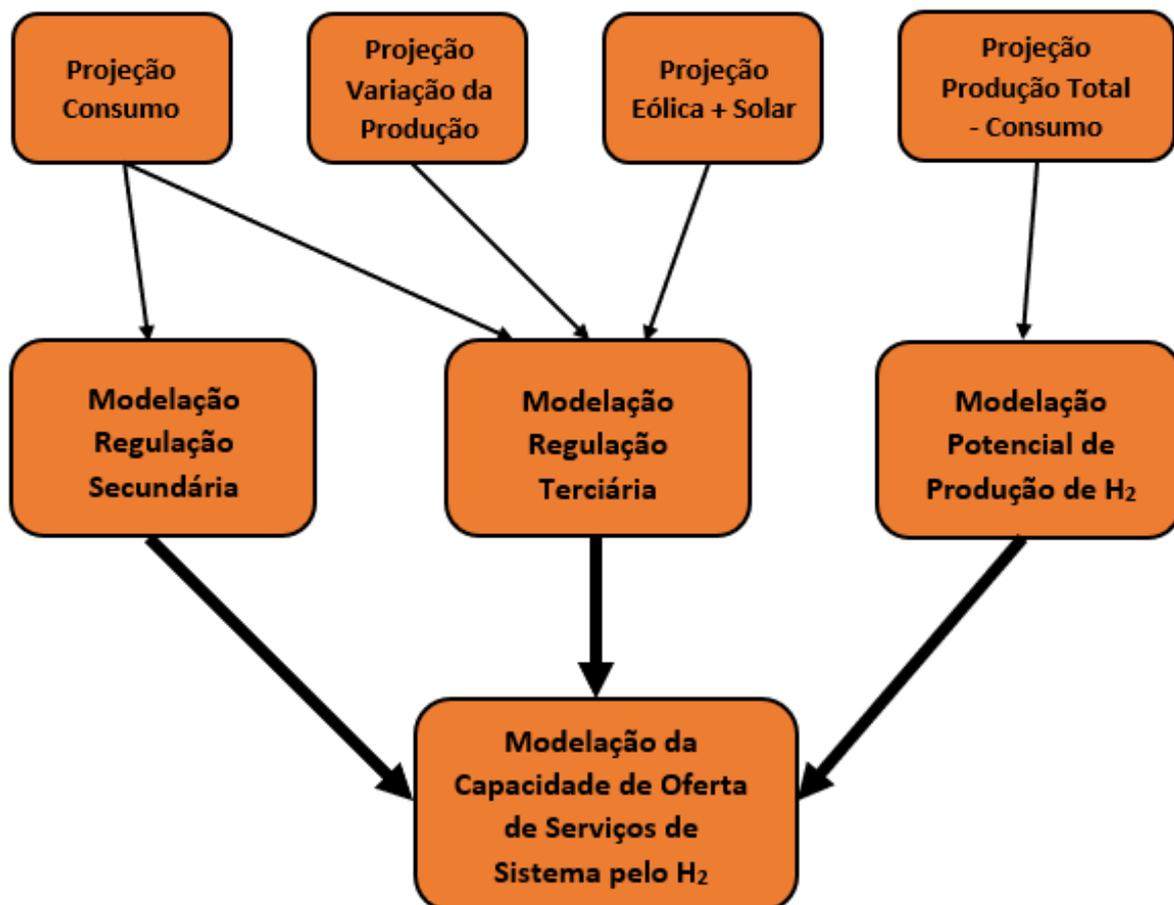


Figura 22 - Metodologia aplicada

Para se poder projetar/estimar os serviços de sistema no horizonte de 2050, começou-se por explorar quais os parâmetros influenciadores do mercado de serviços de sistema, analisando possíveis correlações. Depois com base nos valores da evolução da capacidade instalada de energia eólica e solar prevista, e na previsão da evolução do consumo, para 2050, calculou-se o excedente de produção

renovável no setor disponível para proceder-se ao P2G do hidrogénio. Com estes dois modelos, modelou-se então a capacidade de P2G e G2P do hidrogénio oferecer serviços de sistema no sistema electroprodutor, para vários dimensionamentos do sistema de armazenamento de hidrogénio. Estes modelos e processos são explicados em detalhe nos capítulos seguintes.

Por fim, foi ainda realizada uma análise económica, a qual avaliou a viabilidade económica do hidrogénio providenciar necessidades de reserva de regulação secundária e terciária.

Dada disponibilidade de dados fiáveis, o ano de 2019 foi escolhido como ano de referência para o desenvolvimento e validação dos modelos criados, tal como das correlações estudadas, por ser o ano anterior à pandemia COVID-19, ou seja, o último ano onde os dados estatísticos não são influenciados pela mesma. Todas as variáveis foram estudadas numa base horária.

6.1 Recolha de dados

A REN disponibiliza através do diagrama de cargas de 2019, qual a quantidade de potência em MW, na forma de eletricidade produzida por cada tecnologia, importações, exportações e consumo de eletricidade, a cada 30 minutos. Deste modo, foi possível calcular o consumo de eletricidade e a quantidade de eletricidade produzida por cada tecnologia a cada hora do ano, sendo que a produção de energia renovável a cada hora resultará da soma da energia produzida por todas as tecnologias renováveis, observadas no diagrama de cargas. A DGEG faculta as previsões de capacidades instaladas e produção de energia sobre a forma de eletricidade para cada tecnologia. Este conjunto de dados foi utilizado para o cálculo das previsões futuras de produção eólica e solar.

A REN disponibiliza igualmente qual a quantidade de regulação secundária e terciária horárias (MWh), efetivamente mobilizadas, e quantidade de ofertas de banda secundária oferecidas e contratadas, tanto a subir como a descer a cada área de balanceamento, assim como o respetivo preço de cada variável mencionada.

Foi ainda recolhido um grande conjunto de dados de documentos publicados e teses, com informações relativas a custos e eficiências dos processos P2P e G2P e armazenamento de hidrogénio, tal como equações e métodos para previsões de serviços de sistema de controle de frequência.

6.2 Correlações entre parâmetros influentes e serviços de sistema

Inicialmente procurou-se encontrar correlações entre a necessidade de serviços de sistema com outros parâmetros para melhor poder prever estes num horizonte futuro. Neste sentido as seguintes correlações foram exploradas:

- Importação e bombagem hídrica;
- Exportação e produção renovável;
- Produção renovável e serviços de sistema.

As duas primeiras serviram para ganhar sensibilidade ao funcionamento do SEN e perceber qual seria o potencial para, por um lado, produzir hidrogénio com excesso de renováveis, por outro perceber

quais as necessidades de aumentar o consumo no sistema por via da bombagem: aproveitando preços baixos para importar energia ou aproveitando excesso de renováveis.

Por fim a regulação secundária e terciária foram relacionadas com a produção de energia renovável. Particularmente a energia eólica e solar devido à sua variabilidade e imprevisibilidade diária, já que estas apresentam desafios referentes à segurança de abastecimento, consequentemente um aumento da produção de energia renovável resulta também num aumento da necessidade de serviços do sistema de regulação de frequência.

Procurou-se ainda variar alguns parâmetros dentro destas variáveis estudadas, como estudar a correlação com a introdução de um *lag* nos serviços de sistema ou apenas utilizar a produção de renováveis quando são superiores a um valor médio. Foram analisadas a produção total de renováveis, a soma da produção solar e eólica, percentagem de produção de renováveis ou percentagem da soma da produção de energia solar e eólica com a regulação secundária/terciária a subir, a descer e agregada. No próximo capítulo, onde se realizará a análise final de resultados, será apresentada uma tabela (Tabela 13) ilustrativa de todos os estudos e resultados finais obtidos.

Para estas correlações foi usado o coeficiente de *Pearson*, “ ρ ” que mede o grau de correlação (bem como a direção da correlação, positiva ou negativa) entre duas variáveis de escala métrica (Tabela 6):

- $\rho = 1 \Leftrightarrow$ Correlação perfeita positiva entre as duas variáveis.
- $\rho = -1 \Leftrightarrow$ Correlação perfeita negativa entre as duas variáveis
- $\rho = 0 \Leftrightarrow$ As duas variáveis não dependem linearmente uma da outra. Porém pode existir uma dependência não linear.

Tabela 6 - Coeficiente de *Pearson*

ρ	Correlação
$0.9 < \rho < 1$	Muito forte
$0.7 < \rho < 0.9$	Forte
$0.5 < \rho < 0.7$	Moderada
$0.3 < \rho < 0.5$	Fraca
$0 < \rho < 0.3$	Desprezável

6.3 Previsão de serviços de sistema de controlo de frequência

6.3.1 Modelo de previsão da regulação secundária

Existem diferentes tipos de métodos, determinísticos e probabilísticos, dependentes das necessidades do operador de rede e da respetiva área de controlo, para calcular o dimensionamento da reserva de regulação secundária [13], [14]:

- Método probabilístico:

Estabelece o valor de reserva total necessária para anular em 99.9% das horas do ano os erros ocorridos nas áreas de controlo (ACE)/desvios de frequência, derivados de incidentes ou perturbações

da rede elétrica. Tem por base dados estatísticos, como a curva de distribuição do desequilíbrio individual das diversas unidades participantes da área de controlo (geração, consumo ou outros participantes neste controlo).

- Método de “Controlo do maior incidente”:

Referente à perda de produção passível de ocorrer numa determinada área de controlo, ou seja, a perda de uma unidade de geração, de um barramento, de uma linha de transmissão ou de um conjunto de geradores interligados a um mesmo barramento, pode resultar na perda de uma quantidade significativa de energia produzida. A reserva deverá ser capaz de suprimir a falta de potência injetada na rede decorrente da falha de um destes elementos.

- Método empírico

As necessidades de reserva de regulação secundária são determinadas através da equação 2, fornecida pela ENTSO-E [14]:

$$RS = \sqrt{a \times L_{max} + b^2} - b \quad (2)$$

Sendo,

- RS – Reserva de regulação secundária necessária (MW).
- a e b – Coeficientes empíricos, a = 10 MW e b = 150 MW.
- L_{max} – Pico máximo de consumo em MW.

Por outro lado, a REN, empresa detentora da função de gestor de rede, utiliza a equação 3, apresentada abaixo para a determinação da necessidade mínima de reserva de regulação secundária. A equação tem por base a formulação matemática utilizada pela UCTE (*Union for the Coordination of the Transmission of Electricity*) [14].

$$NRS = \beta \times \sqrt{a \times Consumo + b^2} - b \quad (3)$$

Sendo,

- NRS – Necessidade de reserva de regulação secundária (MW).
- a e b – Coeficientes empíricos, a = 10 MW e b = 150 MW.
- Consumo – Consumo estimado em MW.
- β – coeficiente empírico variável estipulado pela REN.

A equação 3 foi a equação utilizada para o cálculo da previsão de reserva de regulação secundária necessária nos anos de 2030, 2040 e 2050. Para tal, foi anteriormente necessário validar a equação utilizada para o ano referência de 2019.

O valor do coeficiente β é disponibilizado pela REN e dependendo da hora, varia entre 1.2 e 1.6, conforme apresentado na Tabela 7.

Tabela 7 - Valores de β , REN [14]

Hora	β
1/2/8/9/24	1.6
3/7/10/11/19/20	1.4
4	1.3
5/6/12/13/14/15/16/17/18/21/22/23	1.2

Para o cálculo das necessidades de reserva de regulação secundária, utilizou-se a equação 3, em que o consumo é verificado na respetiva hora h .

No entanto a equação 3 apresenta como resultado final o resultado agregado da regulação de reserva secundária a subir e a descer, sendo logicamente necessário separar esse valor total em dois valores distintos de regulação secundária a subir e regulação secundária a descer. Esta operação de desagregação foi realizada com base no rácio entre o valor real da regulação secundária a subir e o valor real da regulação secundária agregada (equação 4), onde os rácios horários reais calculados em 2019 foram mantidos para o cálculo empírico da necessidade de regulação secundária a subir e a descer (equações 5 e 6).

$$rácioRS_{h,2019} = RSSReal_{h,2019}/RSReal_{h,2019} \quad (4)$$

Sendo,

- $rácioRS_{h,2019}$ – Valor do rácio entre a regulação secundária real contratada a subir e regulação secundária real contratada agregada para a hora h do ano 2019.
- $RSSReal_{h,2019}$ – Valor real da regulação secundária a subir contratada na hora h de 2019.
- $RSReal_{h,2019}$ – Valor real da regulação secundária agregada (regulação a subir juntamente com regulação a descer) contratada na hora h de 2019.

$$NRSS_{h,2019} = rácioRS_{h,2019} \times NRS_{h,2019} \quad (5)$$

$$NRSD_{h,2019} = NRS_{h,2019} - NRSS_{h,2019} \quad (6)$$

Sendo,

- $NRS_{h,2019}$ – Necessidade de regulação secundária agregada para a hora h de 2019 (MWh).
- $NRSS_{h,2019}$ – Necessidade de regulação secundária a subir para a hora h de 2019 (MWh).
- $NRSD_{h,2019}$ – Necessidade de regulação secundária a descer para a hora h de 2019 (MWh).

Após a validação deste modelo, o mesmo será utilizado para o cálculo da necessidade de regulação de reserva secundária a subir e a descer para os anos futuros de 2030, 2040 e 2050. Será por isso necessário estimar o consumo a cada hora para cada um desses respetivos anos.

A Tabela 8 apresenta a evolução do consumo de energia final até ao ano de 2050, sendo que nos interessa olhar para a eletricidade.

Tabela 8 - Evolução do consumo de energia final [1]

ENERGIA FINAL	2015	2020	2030	2040	2050
	632,71	660,69 651,06	597,63 601,98	506,92 519,15	459,8 477,63
Biomassa e resíduos	56,35	53,06	65,48 67,64	48,98 50,68	18,05 25,52
Eletricidade	165,09	173,59 173,41	193,41 199,35	264,74 269,7	307,58 316,72
Gás Natural	67,79	80,37 80,4	99,56 94,3	56,42 61,5	33,5 29,61
Calor	50,87	53,58	47,36 50,15	53,89 56,25	42,96 42,93
Produtos Petrolíferos	288,68	294,44 284,96	180,21 178,04	63,02 51,23	24,51 17,27
Carvão	0,57	0,33	0,36 0,37	0,39 0,41	0,43 0,44
Solar	3,36	5,33	9,99 10,85	14,86 15,68	19,79 23,65
Hidrogénio	0,00	0,00	1,25 1,29	4,61 13,71	12,99 21,49
<i>Unidade: PJ</i>					
Renováveis	28%	29%	46% 47%	71% 72%	86% 88%

É possível observar que o consumo de eletricidade nos anos de 2020, 2030, 2040 e 2050 apresenta dois valores distintos para cada ano, dependendo do tipo de cenário que se está a considerar: um menos otimista (Portugal pouco competitivo) ou um mais otimista (Portugal muito competitivo). Para o desenvolvimento do modelo final considerou-se em todas as ocasiões os valores relacionados com o cenário mais otimista (valores à direita).

Para calcular o diagrama de cargas horário para os anos de 2030, 2040 e 2050, calculou-se um rácio destes consumos anuais totais de eletricidade relativamente ao consumo em 2019 (equação 7), consequentemente os valores horários do diagrama de carga foram então normalizados para o novo consumo total (equação 8).

$$rácioCon_i = Consumo_i / Consumo_{2019} \quad (7)$$

$$Consumo_{h,i} = rácioCon_i \times Consumo_{h,2019} \quad (8)$$

Onde,

- rácioCon_i - Rácio entre o consumo total anual futuro do ano *i* e o consumo total anual de 2019.
- Consumo_i – Consumo total anual do ano *i* (MWh).
- Consumo₂₀₁₉ - Consumo total anual do ano 2019 (MWh).
- Consumo_{h,2019} – Consumo na hora *h* do ano de 2019 (MWh).
- Consumo_{h,i} – Consumo na hora *h* do ano *i* (MWh).
- Para *i* = 2030, 2040, 2050.

Sabendo os valores do consumo a cada hora h para os anos i e aplicando a equação 3, é possível finalmente determinar a necessidade agregada de regulação de reserva secundária a cada hora, para os anos futuros de 2030, 2040 e 2050, aplicando-se de seguida a equação 4 para desagregar em necessidade regulação secundária a subir e a descer, utilizando a média dos rácios de regulação a subir e a descer dos anos de 2016 a 2019, tal como observado na equação 9.

$$rácioRS_{h,media} = \frac{rácioRS_{h,2016} + rácioRS_{h,2017} + rácioRS_{h,2018} + rácioRS_{h,2019}}{4} \quad (9)$$

Sendo,

- $rácioRS_{h,media}$ - Média entre os Anos 2016 - 2019 de rácio na hora h entre regulação secundária real contratada a subir e regulação secundária real contratada total.
- $rácioRS_{h,j}$ - Valor do rácio entre a regulação secundária real contratada a subir e regulação secundária real contratada agregada para a hora h do ano respetivo.

O cálculo das necessidades de regulação secundária a subir e a descer para os anos de 2030, 2040 e 2050 será obtido pela equação 5 e pela equação 6, respetivamente, substituindo porém, o $rácioRS_{h,2019}$ pelo $rácioRS_{h,media}$ e ainda, as necessidades de regulação secundária a subir e a descer em 2019, pelas necessidades previstas para os respetivos anos de 2030, 2040 e 2050.

6.3.2 Modelo de previsão da regulação terciária

O gestor do sistema determina a necessidade de reserva terciária mínima a subir através da equação 10, a qual tem por base uma previsão do consumo e uma previsão da produção de energia eólica para cada hora do dia [14].

$$RS_h = P_h + 2\% \times C_h + 10\% \times E_h \quad (10)$$

Sendo,

- RS_h – Reserva terciária mínima a subir em cada hora h (MW).
- P_h – Perda de produção máxima na hora h (MW).
- C_h – Consumo previsto para a hora h (MW).
- E_h – Potência eólica prevista para a hora h (MW).

Desta forma a necessidade de regulação terciária a subir relaciona-se diretamente com a estimativa de perda máxima de produção provocada de forma direta por uma falha simples de um elemento do SEN, com o aumento em 2% do consumo previsto e em 10% da produção eólica prevista.

Por outro lado, a necessidade de reserva terciária mínima a descer é estimada pela equação 11.

$$RB_h = PB_h + 2\% \times C_h + 10\% \times E_h \quad (11)$$

Sendo,

- RB_h – Reserva terciária mínima a baixar em cada hora h (MW).
- PB_h – Perda de bombagem máxima na hora h (MW).

- C_h – Consumo previsto para a hora h (MW).
- E_h – Potência eólica prevista para a hora h (MW).

A necessidade de regulação terciária a descer relaciona-se diretamente com a estimativa de perda máxima de bombagem provocada de forma direta por uma falha simples de um elemento do SEN, com o aumento em 2% do consumo previsto e em 10% da produção eólica prevista.

As equações 10 e 11 serviram como equações base para a construção do modelo em *Matlab* utilizado para estimar quais as necessidades de reserva terciária a subir e a descer para os anos futuros de 2030, 2040 e 2050. Este modelo assenta na função *lsqnonlin*, a qual resolve problemas de mínimos quadrados não lineares (ajuste de dados não lineares). Para o modelo considerado, devido à dificuldade em prever a perda máxima de produção/bombagem prevista para a hora h , esta variável foi substituída pela variação da produção total de energia entre a hora $h+1$ e a hora h , para o cálculo das necessidades de reserva terciária a subir e a descer. Como se trata de uma perda, os valores positivos que representam um aumento de produção entre a hora $h+1$ e a hora h foram assumidos valores nulos. Por outro lado, devido à grande penetração de energia solar no futuro, foi igualmente considerada a variável de previsão de energia solar S_h .

O modelo paramétrico, para a obtenção de três coeficientes (p_0 , p_1 e p_2) que relacionem a necessidade de regulação terciária a subir/descer com a variação da produção total prevista, o consumo previsto e a produção de eólica prevista, foi então implementado em 3 passos:

1º passo: Equações para o cálculo das previsões de regulação terciária, representada pela soma linear de três produtos: variação de produção prevista, consumo previsto e produção eólica mais solar, com os coeficientes p_0 , p_1 e p_2 respetivamente (equações 12 e 13).

- Necessidade de reserva terciária a subir:

$$NRTS_h = p_0 \times VP_h + p_1 \times C_h + p_2 \times (E_h + S_h) \quad (12)$$

- Necessidade de reserva terciária a descer:

$$NRTD_h = p_0 \times VP_h + p_1 \times C_h + p_2 \times (E_h + S_h) \quad (13)$$

Sendo,

- $NRTS_h$ – Necessidade estimada de regulação terciária a subir para a hora h (MWh).
- $NRTD_h$ – Necessidade estimada de regulação terciária a descer para a hora h (MWh).
- VP_h – Previsão da variação da produção total de energia entre a hora h e a hora $h-1$ (MWh).
- S_h – Previsão da produção de energia solar para a hora h (MWh).

2º passo: Estimativa inicial dos coeficientes p_0 , p_1 e p_2 obtida igualmente pela equação 10 e pela equação 11:

$$p_0 = 1 ; p_1 = 0.02; p_2 = 0.1$$

3º passo: Avaliação da performance do modelo, pelo cálculo do erro obtido entre os valores reais da necessidade de regulação terciária a subir/descer e os valores calculados (equações 14 e 15):

- Necessidade de reserva terciária a subir:

$$ErroS_h = RS_h - NRTS_h \quad (14)$$

- Necessidade de reserva terciária a descer:

$$ErroD_h = RB_h - NRTD_h \quad (15)$$

Os vetores representativos do consumo, produção de energia eólica e produção de energia solar, são vetores coluna com 8760 valores (número de horas num ano), porém o vetor que representa a variação da produção total, por ser efetivamente uma variação, é constituído por 8759 valores. Desta forma, é necessário transformar os restantes vetores para que possuam igualmente 8759 valores. Foram então aplicadas duas diferentes abordagens:

- Eliminar o primeiro valor correspondente à primeira hora dos vetores que representam o consumo, produção de energia eólica e produção de energia solar.
- Eliminar o último valor correspondente à última hora dos vetores que representam o consumo, produção de energia eólica e produção de energia solar.

Optou-se então por eliminar o valor correspondente à primeira hora, por ser a abordagem que possui um menor erro, em relação ao cálculo das necessidades de regulação terciária a subir e a descer comparativamente com os valores reais de regulação terciária a subir e a descer contratados.

É necessário calcular os vetores de produção eólica e solar horária, bem como a variação da produção total horária para os anos de 2030, 2040 e 2050. Sabendo a capacidade instalada total (MW), em cada tecnologia para o ano de 2019 [5], assim como as previsões da mesma para 2030, 2040 e 2050 (Tabela 4) e ainda a produção bruta de eletricidade (MWh) para cada tecnologia renovável e não renovável, obtida pelo diagrama de cargas de 2019, é possível proceder ao cálculo do fator de capacidade (FC) para cada tecnologia de produção de eletricidade no ano de 2019 (equação 16).

$$FC_{2019} = \frac{Produção\ Bruta_{2019}}{Capacidade\ Instalada_{2019} \times 365 \times 24} \quad (16)$$

Assumindo que o fator de capacidade de cada tecnologia para o ano de 2019, permanecerá igual para os anos de 2030, 2040 e 2050, conseguimos prever a produção bruta de cada tecnologia para os anos futuros, através da equação 17.

$$Produção\ Bruta_i = FC_{2019} \times Capacidade\ Instalada_i \times 365 \times 24 \quad [17]$$

O cálculo da produção de eólica, solar e total para cada hora nos anos de 2030, 2040 e 2050 foi realizado à semelhança do cálculo do consumo a cada hora (equação 8). Sabendo a produção bruta de cada tecnologia para cada ano futuro, conseguimos calcular o rácio entre a produção bruta da tecnologia x nos anos 2030, 2040 e 2050 e a produção bruta da mesma tecnologia no ano de 2019.

$$rácioTecn_{x,i} = Produção\ Bruta_{x,i} / Produção\ Bruta_{x,2019}, \quad i = 2030, 2040, 2050 \quad (18)$$

A produção bruta eólica/solar a cada hora para os anos de 2030, 2040 e 2050 serão determinados pela multiplicação do valor de $rácioTecn_{eólica,i} / rácioTecn_{solar,i}$ (para cada respetivo ano) pelos valores de produção bruta de eólica/solar em cada hora no ano de 2019.

$$Produção\ Bruta\ x_{h,i} = rácioTecn_{x,i} \times Produção\ Bruta\ x_{h,2019} \quad (19)$$

Sendo,

- Produção Bruta $x_{h,i}$ – Produção bruta horária produzida pela tecnologia x para cada ano futuro i

A produção total bruta para cada ano resultará da soma da produção bruta de cada tecnologia, logo aplicando uma equação semelhantes à equação 19, mas relativamente à produção total bruta e não à produção bruta da tecnologia x , obtemos os valores da produção total bruta a cada hora nos anos de 2030, 2040 e 2050, e conseqüentemente a variação horária da produção total bruta. Temos assim todas as variáveis necessárias para aplicar a função *Matlab Isqnonlin*.

As variáveis utilizadas (consumo, produção eólica bruta, produção solar bruta e variação da produção total bruta) correspondentes a vetores coluna com 8759 valores, foram subdivididas em 365 vetores (número de dias num ano), cada qual com 24 valores (número de horas do dia), excetuando o último que contém 23 valores. Conseqüentemente a função *Isqnonlin* foi aplicada a cada um destes 365 vetores, em vez de aplicada aos vetores iniciais constituídos por 8759 valores, de modo a obter valores mais precisos para o cálculo necessidades de regulação terciária. Isto resultará numa matriz 365x3 denominada *plsq*, em que cada a primeira coluna corresponde ao coeficiente $p0$, a segunda coluna ao coeficiente $p1$ e por fim, a terceira coluna ao coeficiente $p2$.

O cálculo da necessidade de reserva terciária a subir/descer para a hora h dado pela equação 12/equação 13 utiliza para as primeiras 24 horas (primeiro dia) os coeficientes $p0$, $p1$ e $p2$ obtidos na primeira linha da matriz *plsq*, para a hora 25 até à hora 48 (segundo dia), os coeficientes $p0$, $p1$ e $p2$ obtidos na segunda linha da matriz *plsq* e assim sucessivamente.

6.4 Validação dos modelos de previsões de serviços de sistema e comparação de resultados com outros métodos

Após a criação dos modelos que permitem calcular as necessidades de regulação secundária e terciária futuras, é fundamental validar estes mesmos modelos. Esta validação fundamenta-se em, utilizando os modelos criados, estimar as necessidades de serviços de sistema para o ano de referência de 2019 e comparar com as regulações secundária e terciária reais efetivamente contratadas nesse ano, através dos cálculos do erro absoluto, erro percentual e do erro médio quadrático (RMSE).

$$\text{erro absoluto} = |\text{valor exato} - \text{valor aproximado}| \quad (20)$$

$$\text{erro percentual} = \frac{|\text{valor exato} - \text{valor aproximado}|}{\text{valor exato}} \quad (21)$$

$$\text{RMSE} = \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^T (\text{valor exato} - \text{valor aproximado})^2}{T}} \quad (22)$$

Utilizando os valores de regulação secundária e terciária realmente mobilizadas anualmente entre os anos de 2013 e 2019, assim como a quantidade anual de energia produzida para consumo pelas tecnologias solar e eólica, durante o mesmo espaço temporal, através duma lógica de proporção, foram novamente estimadas as necessidades de regulação secundária e terciária futuras. Considerou-se um período de sete anos como uma dimensão temporal suficientemente longa para obter conclusões minimamente concretas.

Este método, de “proporção”, realiza para cada ano entre 2013 e 2019, o quociente entre a regulação secundária agregada e a soma entre a quantidade de energia eólica produzida e a quantidade de energia solar produzida. Seguidamente, calculou-se a média deste quociente em relação aos sete anos estudados. O mesmo foi realizado para o caso da regulação terciária agregada (equações 23 e 24).

$$\text{Média (Secundária)} = \frac{\sum_{i=2013}^{2019} \left(\frac{\text{Regulação Secundária Agregada}}{\text{Energia Eólica} + \text{Energia Solar}} \right)}{7} \quad (23)$$

$$\text{Média (Terciária)} = \frac{\sum_{i=2013}^{2019} \left(\frac{\text{Regulação Terciária Agregada}}{\text{Energia Eólica} + \text{Energia Solar}} \right)}{7} \quad (24)$$

Estas médias foram então multiplicadas pela soma entre produção de energia solar estimada e produção de energia eólica estimada, de forma a calcular as necessidades de regulações secundária e terciárias agregadas, para cada ano de 2030, 2040 e 2050 (equações 25 e 26).

$$NRS_i = \text{Média (Secundária)} \times (Eólica_i + Solar_i) \quad (25)$$

$$NRT_i = \text{Média (Teriária)} \times (Eólica_i + Solar_i) \quad (26)$$

Sendo,

- NRS_i – Necessidade de regulação secundária agregada para o ano i .
- NRT_i – Necessidade de regulação secundária agregada para o ano i .

Adicionalmente, assumindo que a precisão para prever a quantidade total produzida de energia renovável se mantém constante, a agência de energia alemã (*dena*) prevê que, as necessidades de regulação secundária e terciária alemãs em 2030 comparadas com 2013, sofrerão um aumento contabilizado em [22]:

- 90% - Regulação terciária a subir;
- 70% - Regulação terciária a descer;
- 40% - Regulação secundária a subir;
- 10% - Regulação secundária a descer.

A mesma previsão foi aplicada para o caso português, com o objetivo de alcançar uma outra estimativa, ainda que elementar, para as necessidades de regulação secundária e terciária futuras. Este método foi denominado por “Dena”.

Os resultados obtidos pelos modelos criados para previsão de serviços de sistema serão comparados com os alcançados por estes dois últimos métodos.

6.5 Modelo de previsão do potencial de produção de hidrogénio

As projeções da produção bruta de eletricidade a cada hora por parte de cada tecnologia para os anos de 2030, 2040 e 2050 foram calculadas com base nas equações 16, 17, 18 e 19 assim como os consumos para cada hora nos mesmos anos futuros foram calculados com base nas equações 7 e 8, tal como explicado no subcapítulos 6.3.1 e 6.3.2.

Assumindo que toda a energia produzida por parte de tecnologias não renováveis será inteiramente consumida em todas as horas, para o caso das horas onde a produção total de eletricidade supera o consumo, este excesso de energia produzida será de origem renovável e será convertido em hidrogénio por eletrólise num processo denominado de P2G.

Vários estudos apontam os eletrolisadores PEM e para as células de combustível PEM como a tecnologia eleita para o futuro, da transformação global *Power-to-Gas-to-Power* (P2P), referente à utilização da molécula de hidrogénio, produzida por excesso de energia renovável, como meio de armazenamento de energia para satisfazer a necessidade de serviços de sistema.

Assim a metodologia desta tese assenta em valores médios de eficiência de eletrolisadores e células de combustível, obtidos em função das especificações técnicas de cada tecnologia, com capacidade

para providenciar as transformações P2G e G2P para qualquer quantidade de eletricidade e hidrogénio, considerando [23]:

- Eficiência média de eletrolisador = 75%
- Eficiência média de célula de combustível = 55%
- Densidade energética do hidrogénio = 140 MJ/Kg

A eficiência global do processo *Power-to-Gas-to-Power* ronda os 40% [24] o que por sua vez vai de encontro aos valores médios estabelecidos para P2G e G2P, visto que:

$$\text{Eficiência média P2G} \times \text{Eficiência média G2P} \approx \text{Eficiência média P2P} \Leftrightarrow 41.25\% \approx 40\%$$

O cálculo da quantidade de hidrogénio produzido pelo processo P2G é dado pela equação 27:

$$H2 \text{ produzido [ton]} = \text{Excesso de Energia Renovável [MWh]} \times P2G_{\text{Processo}} \left[\frac{\text{ton}}{\text{MWh}} \right] \quad (27)$$

$$P2G_{\text{Processo}} = \frac{3600 \times 0.75}{140 \times 1000} \left[\frac{\text{ton}}{\text{MWh}} \right] \quad (28)$$

Por sua vez, a quantidade de eletricidade produzida pelo processo G2P é dada pela equação 29:

$$\text{Energia [MWh]} = H2 \text{ produzido [ton]} \times G2P_{\text{Processo}} \left[\frac{\text{MWh}}{\text{ton}} \right] \quad (29)$$

$$G2P_{\text{Processo}} = \frac{1000 \times 140 \times 0.55}{3600} \left[\frac{\text{MWh}}{\text{ton}} \right] \quad (30)$$

6.6 Modelo de avaliação da capacidade de oferta de serviços de sistema através de P2G e G2P do hidrogénio

O modelo final para avaliação da capacidade do hidrogénio providenciar serviços de sistema consiste na modelação, em *Matlab*, de um balanço de produção de hidrogénio resultante de excesso de renováveis, através da transformação *Power-to-Gas*. Este hidrogénio será utilizado para realizar ofertas horárias de serviços de sistema de regulação secundária e terciária a subir e a descer, que por sua vez serão comparadas com as necessidades estimadas para os anos de 2030, 2040 e 2050 com base nos métodos explicados nos subcapítulos 6.3.1 e 6.3.2. A metodologia aplicada será exatamente igual para cada um dos três anos. Considerando também que a produção é armazenada, dois tipos dimensionamentos do reservatório de H₂ foram analisados.

O primeiro passo será definir qual a dimensão do reservatório. Para tal verificou-se numa base temporal horária e semanal para cada um dos três anos, qual a quantidade máxima de hidrogénio que

seria possível produzir resultante de excesso de energia renovável por P2G, sendo que essa mesma quantidade seria utilizada para definir a dimensão do reservatório de hidrogénio verde.

Após definida a dimensão do reservatório de hidrogénio, o mesmo permanecerá vazio até à primeira hora, de cada respetivo ano, onde a produção de energia é superior ao seu consumo. O hidrogénio armazenado será então utilizado para realizar primeiramente ofertas de regulação secundária a subir e a descer.

6.6.1 Regulação Secundária

Cada bloco de oferta secundária será definido como 2/3 da reserva é a subir e 1/3 será por sua vez reserva a baixar [13], [14]. Desta forma, os seguintes constrangimentos foram aplicados à operação:

- Quantidade de hidrogénio no reservatório inferior a 2/3 da sua capacidade máxima; e,
- Quantidade de hidrogénio no reservatório superior a 2/3 da sua capacidade máxima.

1ª situação - Quantidade de hidrogénio no reservatório inferior a 2/3 da sua capacidade máxima:

As quantidades totais de energia que podem ser oferecidas como regulação secundária a subir e a descer para a hora $h+1$ serão dadas pelas seguintes equações:

$$RSS_{h+1} = H2R_h \times G2P_{Processo} \quad (31)$$

$$RSD_{h+1} = \frac{H2R_h \times G2P_{Processo}}{2} = \frac{RSS_{h+1}}{2} \quad (32)$$

Sendo,

- RSS_{h+1} - Quantidade total de regulação secundária a subir possível de fornecer para na hora $h+1$.
- RSD_{h+1} - Quantidade total de regulação secundária a descer possível de fornecer para na hora $h+1$.
- $H2R_h$ – Quantidade de hidrogénio presente no reservatório na hora h .

2ª situação - Quantidade de hidrogénio no reservatório superior a 2/3 da sua capacidade máxima:

As quantidades totais de energia que podem ser oferecidas como regulação secundária a subir e a descer para a hora $h+1$ serão dadas pelas seguintes equações:

$$RSD_{h+1} = (Dimensão\ do\ Reservatório - H2R_h) \times P2G_{Processo} \quad (33)$$

$$RSS_{h+1} = (Dimensão\ do\ Reservatório - H2R_h) \times P2G_{Processo} \times 2 \quad (34)$$

Quando é oferecida regulação a subir, parte do hidrogénio presente no reservatório será transformado em eletricidade, de forma que o valor de hidrogénio presente no reservatório diminuirá. Contudo, no caso onde é aceite uma oferta regulação a descer, esta mesma energia será transformada em hidrogénio e armazenada no reservatório, logo o valor presente no mesmo aumenta. Esta abordagem garante que o limite do reservatório de hidrogénio nunca é ultrapassado e que para cada bloco de oferta, 2/3 corresponde a oferta a subir e o restante corresponde a oferta a descer.

Após o estabelecimento de quais as quantidades de regulação secundária a subir e descer possíveis de serem fornecidas, estas serão então comparadas com as necessidades de regulação secundárias previamente calculadas. Surgem assim quatro possíveis cenários:

- **1º cenário:** Quantidades de regulação secundária a subir e a descer disponíveis superiores às necessidades de regulação secundária a subir e a descer respetivamente:

Serão realizadas ofertas de regulação secundária tanto a subir como a descer para a hora $h+1$, com base na quantidade de hidrogénio presente no reservatório na hora h , sendo que ambas as ofertas serão aceites. A equação 35 permite calcular o novo valor de hidrogénio presente no reservatório.

$$H2R_{h+1,Sec} = H2R_h + P2GRen_{h+1} - \frac{NRSS_{h+1}}{G2P_{Processo}} + NRSD_{h+1} \times P2G_{Processo} \quad (35)$$

Sendo,

- $H2R_{h+1,Sec}$ - Quantidade de hidrogénio presente no reservatório na hora $h+1$, após realizadas ofertas de regulação secundária.
- $P2GRen_{h+1}$ – Quantidade de hidrogénio produzido por P2G, devido ao excesso de energia renováveis na hora $h+1$.
- $\frac{NRSS_{h+1}}{G2P_{Processo}}$ – Representa a quantidade exata de hidrogénio utilizada no processo G2P para satisfazer a necessidade de regulação secundária a subir.

Caso a quantidade de hidrogénio presente no reservatório calculada pela equação 35 seja superior ao então limite estabelecido, a nova expressão para a quantidade de hidrogénio presente no reservatório é dada por:

$$H2R_{h+1,Sec} = H2R_h - \frac{NRSS_{h+1}}{G2P_{Processo}} + NRSD_{h+1} \times P2G_{Processo} \quad [36]$$

Como é possível verificar, para este caso não foi contabilizado o valor referente à quantidade de hidrogénio produzido por P2G, resultante de excesso de energia renováveis. Deste modo, sempre que tal ocorre, tanto o vetor calculado que representa para cada hora a quantidade de hidrogénio produzido resultante de excesso de energia renovável, como o vetor que exhibe o excesso de energia renovável disponível para ser transformada, assumem um valor nulo na hora $h+1$, para que se saiba exatamente quais as horas onde foi efetivamente necessário utilizar o excesso de energia renovável para satisfazer as necessidades de serviços do sistema. O mesmo procedimento será aplicado para os restantes três cenários.

- **2º cenário:** Quantidade de regulação secundária a subir disponível é superior à necessidade de regulação secundária a subir e quantidade de regulação secundária a descer disponível é inferior à necessidade de regulação secundária a descer:

Será apenas realizada e aceite a oferta de regulação secundária a subir para a hora $h+1$, com base na quantidade de hidrogénio presente no reservatório na hora h . O valor atualizado de quantidade de hidrogénio no reservatório é fornecido pelas seguintes equações:

$$H2R_{h+1,Sec} = H2R_h + P2GRen_{h+1} - \frac{NRSS_{h+1}}{G2P_{Processo}} \quad (37)$$

$$H2R_{h+1,Sec} = H2R_h - \frac{NRSS_{h+1}}{G2P_{Processo}} \quad (38)$$

- **3º cenário:** Quantidade de regulação secundária a subir disponível é inferior à necessidade de regulação secundária a subir e quantidade de regulação secundária a descer disponível superior à necessidade de regulação secundária a descer:

Será apenas realizada e aceite a oferta de regulação secundária a descer para a hora $h+1$, com base na quantidade de hidrogénio presente no reservatório na hora h . O valor atualizado de quantidade de hidrogénio no reservatório é fornecido pelas seguintes equações:

$$H2R_{h+1,Sec} = H2R_h + P2GRen_{h+1} + NRSD_{h+1} \times P2G_{Processo} \quad (39)$$

$$H2R_{h+1,Sec} = H2R_h + NRSD_{h+1} \times P2G_{Processo} \quad (40)$$

- **4º cenário:** Quantidades de regulação secundária a subir e a descer disponíveis inferiores às necessidades de regulação secundária a subir e a descer respetivamente:

Neste caso não serão realizadas quaisquer ofertas de regulação secundária para a hora $h+1$. O valor atualizado de quantidade de hidrogénio no reservatório é fornecido pelas seguintes equações:

$$H2R_{h+1,Sec} = H2R_h + P2GRen_{h+1} \quad (41)$$

$$H2R_{h+1,Sec} = H2R_h \quad (42)$$

Dois vetores adicionais foram criados, para a regulação secundária a subir e a descer, com o objetivo de registar quais as horas em que as necessidades de ambas foram satisfeitas, e por fim obter o número total de horas para as quais as ofertas de regulação secundária foram aceites, tanto a subir

como a descer. Este procedimento apenas ocorre para as horas em que as necessidades de regulação não são nulas.

6.6.2 Regulação terciária

Após serem verificados os resultados do mercado de regulação secundária, serão então submetidas ofertas com toda a reserva de regulação terciária disponível tanto a subir como a descer, tal como se encontra regulado. A reserva terciária a subir disponível é caracterizada pelo diferencial do limite técnico superior de produção e o valor da potência contratada nos mercados organizados (diário, intradiário e de reserva de regulação secundária), enquanto a reserva de regulação terciária a baixar caracteriza-se pela diferença entre a potência contratada nos mercados organizados e o limite técnico inferior de produção [13], [14].

A quantidade de regulação terciária a subir disponível é fornecida pela seguinte equação:

$$RTS_{h+1} = H2R_{h+1,Sec} \times G2P_{Processo} \quad (43)$$

Por sua vez, a equação 44 permite calcular a quantidade de regulação terciária a descer.

$$RTD_{h+1} = \frac{(Dimensão\ do\ Reservatório - H2R_{h+1,Sec})}{P2G_{Processo}} \quad (44)$$

Sendo,

- RTS_{h+1} - Quantidade total de reserva secundária a subir possível de fornecer na hora $h+1$.
- RTD_{h+1} - Quantidade total de reserva secundária a descer possível de fornecer na hora $h+1$.

Observando de uma segunda forma, a equação 44 representa qual a quantidade exata de energia, que através do processo P2G, é transformada na quantidade máxima de hidrogénio que o reservatório pode receber sem que o seu limite seja ultrapassado.

Para cada um dos quatro cenários atrás considerados, serão então estabelecidos de forma equivalente, outros quatro diferentes cenários, contabilizando um total de 16 (4x4) diferentes cenários.

- **1º cenário:** Quantidades de regulação terciária a subir e a descer disponíveis superiores às necessidades de regulação terciária a subir e a descer respetivamente:

Serão realizadas ofertas de regulação terciária tanto a subir como a descer para a hora $h+1$, com base na quantidade de hidrogénio presente no reservatório na hora $h+1$ após a realização das ofertas de regulação secundária. Ambas as ofertas de regulação terciária serão aceites.

$$H2R_{h+1} = H2R_{h+1,Sec} - \frac{NRTS_{h+1}}{G2P_{Processo}} + NRTD_{h+1} \times P2G_{Processo} \quad (45)$$

Sendo,

- $H2R_{h+1}$ – Quantidade de hidrogénio presente no reservatório na hora $h+1$ após realizadas as ofertas de regulação secundária e terciária.
- **2º cenário:** Quantidade de regulação terciária a subir disponível é superior à necessidade de regulação terciária a subir e quantidade de regulação terciária a descer disponível é inferior à necessidade de regulação terciária a descer:

Será realizada uma oferta de regulação terciária a subir para a hora $h+1$, com base na quantidade de hidrogénio presente no reservatório na hora $h+1$ após a realização das ofertas de regulação secundária. A oferta de regulação terciária a subir será aceite.

$$H2R_{h+1} = H2R_{h+1,Sec} - \frac{NRTS_{h+1}}{G2P_{Processo}} \quad (46)$$

- **3º cenário:** Quantidade de regulação terciária a subir disponível é inferior à necessidade de regulação terciária a subir e quantidade de regulação terciária a descer disponível é superior à necessidade de regulação terciária a descer:

Será realizada uma oferta de regulação terciária a descer para a hora $h+1$, com base na quantidade de hidrogénio presente no reservatório na hora $h+1$ após a realização das ofertas de regulação secundária. A oferta de regulação terciária a descer será aceite.

$$H2R_{h+1} = H2R_{h+1,Sec} + NRTD_{h+1} \times P2G_{Processo} \quad (47)$$

- **4º cenário:** Quantidades de regulação terciária a subir e a descer disponíveis inferiores às necessidades de regulação terciária a subir e a descer respetivamente:

Neste caso não serão realizadas quaisquer ofertas de regulação terciária para a hora $h+1$. O valor atualizado de quantidade de hidrogénio no reservatório, com base na quantidade de hidrogénio presente no reservatório na hora $h+1$ após a realização das ofertas de regulação secundária é fornecido pela seguinte equação:

$$H2R_{h+1} = H2R_{h+1,Sec} \quad (48)$$

À semelhança do que se realizou para a regulação secundária, outros dois vetores, desta vez referente à regulação terciária a subir e descer foram criados, com o objetivo de registar quais as horas em que ambas necessidades foram satisfeitas, e por fim obter o número total de horas para as quais as ofertas de regulação terciária foram aceites, tanto a subir como a descer. Este procedimento apenas ocorre para as horas em que as necessidades de regulação não assumem um valor nulo.

Por fim, o modelo assinalou para cada um dos três anos de 2030, 2040 e 2050, quais as horas em que existia excesso de renováveis (produção superior ao consumo) e quais as horas onde esse excesso seria efetivamente utilizado em P2G, bem como as respetivas quantidades energéticas horárias.

6.7 Remuneração de regulação secundária e terciária

O mercado de reserva de regulação secundária assenta numa dinâmica de negociações prévias de reservas a serem mobilizadas pelas unidades físicas, podendo ser de produção (geradores ou G2P) e/ou de consumo (bombagem ou P2G). O valor final de regulação secundária disponível para utilização por parte do gestor global do sistema (GGS), resulta do somatório do valor absoluto das contribuições de cada grupo qualificado a participar no mercado.

As ofertas de banda secundária realizadas por cada agente credenciado para cada hora h do dia d , serão organizadas por ordem crescente de valor unitário €/MW, e efetuadas entre as 18:00h e 18:45h do dia $d-1$.

A remuneração da banda de reserva de regulação secundária (BRRS) é realizada de acordo com a equação 49.

$$\text{Remuneração de Banda} = (BRSA_{h,uf} + BRBA_{h,uf}) \times PMBR_h \text{ [€]} \quad (49)$$

Sendo,

- $BRSA_{h,uf}$ – Banda de regulação secundária a subir atribuída à unidade física uf na hora h (MW)
- $BRBA_{h,uf}$ – Banda de regulação secundária a baixar atribuída à unidade física uf na hora h (MW)
- $PMBR_h$ – Preço marginal da banda de regulação na hora h em €/MW, que corresponde ao preço unitário da última oferta contratada para cada uma das horas do dia d .

A energia de regulação secundária realmente utilizada é contabilizada através de um programa horário denominado Programa Horário de Secundária (PHS). Esta será remunerada ao preço da última oferta de regulação terciária mobilizada no respetivo período de programação para completar a regulação secundária mobilizada, não contribuindo para a formulação do preço do mercado de reserva terciária. A regulação é feita consoante o sentido da regulação, a subir ou a baixar [13], [14].

No entanto para esta análise, apenas serão contabilizados os custos associados à compra de banda secundária, na medida que se trata apenas de uma previsão de necessidades de regulação, não existindo possibilidade de aceder aos valores que serão realmente contratados.

Por sua vez, a contratação de regulação terciária ocorre num mercado específico onde o GGS é o comprador e as centrais vendedoras são os respetivos vendedores, sendo estas obrigadas a ofertar toda a sua reserva de regulação disponível, como mencionado anteriormente no subcapítulo 6.3.2.

As ofertas devem apresentar o valor da reserva em MW e o respetivo preço em €/MW, à semelhança do que ocorre para a regulação secundária. Este processo desenrola-se entre a publicação do PHS e as 20h do dia anterior à programação. O GGS analisa todas as ofertas disponíveis e mobiliza as que

minimizam o custo para o sistema, excluindo de imediato as que causem restrições no sistema. As ofertas disponíveis são consideradas contratadas no momento da mobilização [13], [14].

No caso da reserva terciária são apenas remunerados os agentes cujas instalações tenham sido mobilizadas, desta forma a remuneração depende apenas da energia realmente utilizada no intervalo de mobilização, ao contrário do caso da reserva secundária, que é igualmente remunerada pela disponibilidade de potência [13], [14].

Esta remuneração será executada ao preço marginal da última oferta mobilizada, quer seja mobilizada totalmente ou parcialmente, de acordo com o sentido em que a mesma é transferida [13], [14].

As ofertas de regulação a subir são ordenadas por ordem crescente de preço, com o objetivo de obter a reserva ao menor custo, enquanto as ofertas a descer são dispostas por ordem decrescente de preços, por terem um carácter de recompra da energia não produzida. O GGS será reembolsado pelos agentes do mercado.

6.8 Análise económica

6.8.1 Tecnologias renováveis vs Tecnologias fósseis

O grande desenvolvimento tecnológico que se tem verificado por parte das energias renováveis tem proporcionado custos cada vez mais baixos e competitivos quando comparados com aqueles oferecidos por energias fósseis. No entanto, a sua natureza intermitente e de grande variabilidade relativamente à procura, aumenta a incerteza do sistema e obriga a que exista uma maior flexibilidade do sistema, resultando num aumento dos custos operacionais associados.

Será fundamental estimar quais os custos associados a cada tecnologia executar uma comparação das diferentes dinâmicas em horários específicos. A capacidade do hidrogénio em satisfazer as necessidades de serviços de sistema dependerá igualmente do seu potencial económico relativamente a outros métodos existentes.

Comercializadores e outros agentes do mercado submetem ofertas de compra de energia a um determinado preço. Todas as ofertas são colecionadas pelo gestor global de sistema (GGS) e por sua vez, todas as ofertas de venda de energia serão ordenadas de acordo com o respetivo preço, o que permite a criação de uma curva que expõe o preço em função da quantidade de energia presente na oferta. Esta curva é denominada por curva agregada de oferta. O mesmo acontece com as ofertas de compra, as quais serão ordenadas por ordem decrescente de preço, criando a curva da procura. O preço do mercado é estabelecido com base na interceção de ambas as curvas. As ofertas de compra cujos preços associados sejam inferiores ou iguais ao preço do mercado serão aceites.

Cada tecnologia de produção de energia tem um custo marginal, o qual representa o custo de produção de uma unidade adicional de eletricidade a qualquer momento. No caso de tecnologias renováveis, que não possuem qualquer custo de combustível e detêm baixos custos de manutenção, estes custos marginais serão aproximadamente nulos. Contudo, para o caso de tecnologias fósseis, os custos marginais estão fortemente associados ao preço do combustível [10].

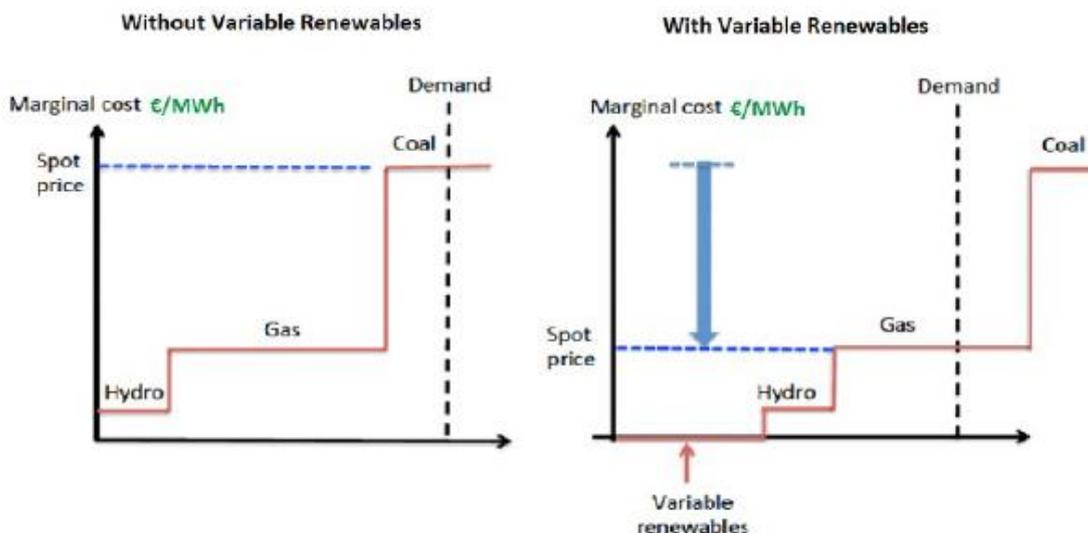


Figura 23 - Curvas da oferta e procura com e sem renováveis [10]

Na Figura 23, e mais concretamente no gráfico da esquerda, é possível observar que a curva da oferta é composta pelas propostas agregadas, no sentido crescente de preços, de cada uma das tecnologias produtoras de energia, excluindo as tecnologias renováveis variáveis, como é o caso da solar e da eólica. A curva da procura representa apenas a procura de grandes retalhistas e agentes do mercado. A mais pequena alteração na oferta pode resultar em grandes variações de preços de mercado.

A introdução de fontes renováveis variáveis de energia provoca uma alteração da curva da oferta, como é perceptível pelo gráfico da direita. Como mencionado anteriormente, estes tipos de tecnologias detêm custos marginais bastante baixos, resultando assim, para a mesma oferta, numa diminuição do preço do mercado.

6.8.2 Utilização do hidrogénio como vetor armazenador de energia P2P

No subcapítulo 6.5 mencionou-se que os eletrolisadores e células de combustível PEM são apontados como a tecnologia eleita para o futuro na transformação P2P, desta forma a realização desta análise económica terá por base nos elementos acima mencionados, assim como todas as especificações técnicas e custos associados aos mesmos.

Tabela 9 - Características de um eletrolisador PEM para P2G [20]

Investimento Inicial	Custos Operacionais Anuais	Tempo de Vida (Pilha do eletrolisador)	Tamanho Máximo – 1 Unidade
1 M€/MW	50 k€/MW	80000 h	3 MW

Cada eletrolisador de 3MW utilizado resulta num investimento de 3M€.

$$\text{Preço Eletrolizador}_{3MW} = 3 \text{ M€}$$

Tabela 10 - Características de uma célula de combustível PEM para G2P [20]

Investimento Inicial	Custos Operacionais Anuais	Tempo de Vida	Tamanho Máximo – 1 Unidade
1.5 - 3 M€/MW	10 k€/MW	40000 h	0.1 MW

Assumindo um investimento inicial de aproximadamente 3M€/MW para a célula de combustível (células de combustível PEM de tamanho máximo), cada componente de 0.1MW (potência máxima por equipamento) tem um investimento inicial de 0.3 M€

$$\text{Preço Célula de Combustível}_{0.1MW} = 0.3 \text{ M€}$$

$$\begin{aligned} \text{Custos Operacionais}_{\text{Célula de Combustível}} \\ = \left(\frac{NRSS_{\text{anual,G2P}} + NRTS_{\text{anual,G2P}}}{\text{Horas do ano}} \right) \times 0.01 \text{ [M€]} \end{aligned} \quad (50)$$

$$\begin{aligned} \text{Custos Operacionais}_{\text{Eletrolisador}} \\ = \left(\frac{NRSD_{\text{anual,P2G}} + NRTD_{\text{anual,P2G}} + ERen_{\text{anual,P2G}}}{\text{Horas do ano}} \right) \times 0.05 \text{ [M€]} \end{aligned} \quad (51)$$

Sendo

- $NRSS_{\text{anual,G2P}}$ – Necessidade de reserva secundária a subir anual, satisfeita por G2P.
- $NRSD_{\text{anual,P2G}}$ – Necessidade de reserva secundária a descer anual, satisfeita por P2P.
- $NRTS_{\text{anual,G2P}}$ – Necessidade de reserva terciária a subir anual, satisfeita por G2P.
- $NRTD_{\text{anual,P2G}}$ – Necessidade de reserva terciária a descer anual, satisfeita por P2P.
- $ERen_{\text{anual,P2G}}$ – Excesso de renováveis convertidos em hidrogénio por P2G

O custo de armazenamento de hidrogénio é:

$$\text{Custo de Armazenamento H2} = 0.10 \frac{\text{€}}{\text{KWh}} = 100000 \frac{\text{€}}{\text{GWh}}$$

Devido à impossibilidade de estimar quais os preços de serviços de sistema nos anos de 2030, 2040 e 2050, foram utilizados como base, os preços médios do ano de referência de 2019, disponibilizados pela REN.

Tabela 11 – Preços médio de mobilização de energia de regulação secundária e terciária para o ano de 2019

€/MWh	Subir	Descer
Regulação Secundária	53.86	23.78
Regulação Terciária	53.86	23.78
Oferta Banda Secundária	8.23	

Como explicado nos subcapítulos 6.3.1 e 6.3.2, foi realizada uma previsão das necessidades futuras de regulação secundária e terciária, que foram assumidas como as quantidades exatas de regulação realmente mobilizadas. Tal deve-se, uma vez mais, ao facto de ser impossível estimar devido a variados fatores outrora mencionados, quais as quantidades reais de regulação secundária e terciária que serão mobilizadas.

Após calculadas as quantidades de energia de regulação secundária mobilizadas a cada hora, foram determinadas quais as ofertas de banda secundária que foram necessárias realizar, de forma a satisfazer tais necessidades.

Para o cálculo da quantidade de banda secundária oferecida, três cenários foram equacionados:

- Necessidade regulação secundária a subir superior ao dobro da necessidade regulação secundária a descer

A oferta de regulação secundária a subir corresponde ao valor da necessidade de regulação secundária com o mesmo sentido. A oferta de regulação secundária a descer é metade da regulação secundária a subir.

- Necessidade de regulação secundária a subir superior à necessidade regulação secundária a descer e inferior ao dobro da necessidade de regulação secundária a descer
- Necessidade regulação secundária a descer superior ao dobro da necessidade regulação secundária a subir

Para ambos os dois cenários a oferta de regulação secundária a descer corresponde ao valor da necessidade de regulação secundária com o mesmo sentido. A oferta de regulação secundária a subir é o dobro da regulação secundária a descer.

Este método, apesar de corresponder a uma aproximação realizada, garante que as ofertas de banda secundária, tanto a subir como a descer, serão sempre superiores ou iguais que as necessidades de regulação na mesma hora e ainda, que a oferta de banda a secundária a subir é sempre o dobro da oferta de banda secundária a baixar, tal como legislado pelo GGS.

A Tabela 12 ilustra graficamente o método acima explicado para o caso específico do ano 2030 – caso horário.

Tabela 12 - Formação de ofertas de banda secundária - caso horário 2030

Horas	Secundária a Subir Mobilizada	Secundária a Descer Mobilizada	Oferta Banda Secundária a Subir	Oferta Banda Secundária a Descer
11	0	4.76	9.52	4.76
12	150.26	0.13	150.26	75.13
13	134.51	19.85	134.52	67.26
14	111.11	37.04	111.91	55.56
15	0	142.22	284.44	142.22

O número de eletrolisadores necessários é obtido pelo quociente entre a quantidade máxima de energia necessária de converter em hidrogénio por P2G, numa determinada hora e a capacidade do

eletrolisador utilizado (3MW). Sendo que o primeiro fator resulta da soma entre a regulação secundária a descer, terciária a descer e excesso de renováveis convertido por P2G.

Da mesma forma, o número de células de combustível necessárias é obtido pelo quociente entre a quantidade máxima de energia necessária de converter em hidrogénio por G2P, numa determinada hora e a capacidade da célula de combustível utilizada (0.1 MW).

O investimento inicial da solução proposta é dado pela equação abaixo.

$$\begin{aligned} \text{Investimento Inicial [M€]} \\ = N^{\circ} \text{ Eletrolisadores} \times \text{Preço Eletrolizador} \\ + N^{\circ} \text{ Células de Combustível} \times \text{Preço Célula de Combustível} \end{aligned} \quad (52)$$

Como observado na Tabela 9 e na Tabela 10 os tempos de vida de uma célula de combustível PEM e de um eletrolisador PEM são de 5 e 10 anos respetivamente. Desta forma, a cada década será necessário realizar um novo investimento inicial devido à necessidade de substituição de cada uma destas tecnologias.

A comparação entre os custos associados ao modelo final proposto e a metodologia hoje em dia utilizada, para satisfazer os serviços de sistema será feita por duas abordagens diferentes:

- **1ª abordagem:** Cálculo do período retorno de investimento (PRI) da solução proposta:

O período de retorno de investimento (PRI, em inglês *payback*) é dado pela seguinte equação:

$$PRI = \frac{I_0}{CF} \quad (53)$$

$$CF = \text{Lucro}_{P2P} - \text{Custos Operacionais}_{P2P} - \text{Custos Armazenamento}_{P2P} \quad (54)$$

Sendo,

- I_0 – Investimento inicial.
- CF – *Cash-Flows* anuais.

Assumindo que a energia produzida e armazenada por G2P e P2G respetivamente, será vendida e comprada aos preços médios de mobilização de energia de 2019, exibidos na Tabela 11:

$$\begin{aligned} \text{Lucro}_{P2P} = BS_{\text{anual}} \times \text{Preço}_{BS} + NRSS_{\text{anual}} \times \text{Preço}_{NRSS} + NRTS_{\text{anual}} \times \text{Preço}_{NRTS} \\ - NRSD_{\text{anual}} \times \text{Preço}_{NRSD} - NRTD_{\text{anual}} \times \text{Preço}_{NRTD} \end{aligned} \quad (55)$$

Sendo,

- BS_{anual} – Oferta secundária agregada anual contratada.

- **2ª abordagem:** Cálculo do preço a que os serviços de sistema recorrendo a hidrogénio verde têm de ter para obtenção de um período de retorno de investimento igual a 5 anos:

A escolha do valor de PRI igual a 5 anos corresponde ao tempo de vida das células de combustível utilizadas para este estudo. Foi calculado o preço de venda a que a regulação a subir deve ser vendida, mantendo os preços de compra de regulação e venda de ofertas secundárias iguais aos preços exibidos na Tabela 11.

$$PRI = 5 \text{ anos}$$

7 Análise de Resultados

Neste capítulo serão apresentados todos os resultados finais sob a forma de tabelas e gráficos obtidos ao longo de estudo realizado e respectivas análises aos mesmos.

A estrutura do capítulo será similar à estrutura do capítulo anterior 6. Serão inicialmente apresentadas todas as correlações estudadas de forma a encontrar relações que pudessem ser utilizadas para prever os serviços de sistema de controlo de frequência futuros, sendo que, seguidamente proceder-se-á às validações dos modelos criados com o mesmo objetivo. Após validação dos modelos de previsão de serviços de sistema, serão então exibidos os resultados finais calculados pelo modelo final, explicitado no subcapítulo 6.6, os quais possibilitarão finalmente averiguar sobre a capacidade do hidrogénio verde em responder às necessidades futuras de serviços de sistema de controlo de frequência

7.1 Correlações encontradas

A Tabela 13 ilustra todas os tipos de relações e variação das mesmas entre serviços de sistema e produção de energia renovável, com o objetivo de encontrar uma correlação válida entre ambos e desta forma estimar os serviços de sistema de controlo de frequência nos anos de 2030, 2040, 2050. Esta análise foi realizada para o ano de referência de 2019.

Tabela 13 - Relações analisadas entre produção de energias renováveis e serviços de sistema

Relação		Relação <i>timestep</i>	ρ	Correlação
Produção de Renováveis VS	Regulação Secundária (agregada)	h vs h	0.0428	Desprezável
		h vs $h+1$	0.0445	Desprezável
	Regulação Terciária (agregada)	h vs h	0.1704	Desprezável
		h vs $h+1$	0.1776	Desprezável
	Regulação Secundária a Subir	h vs h	0.0151	Desprezável
	Regulação Secundária a Descer	h vs h	-0.0689	Desprezável
	Regulação Terciária a Subir	h vs h	0.2178	Desprezável
	Regulação Terciária a Descer	h vs h	0.0056	Desprezável
Percentagem de Produção de Renováveis VS	Regulação Secundária (agregada)	h vs h	0.0383	Desprezável
		<i>correlação apenas nas horas h onde a percentagem de renováveis é superior ao seu valor médio anual</i>	0.0344	Desprezável
		h vs h	0.1696	Desprezável

	Regulação Terciária (agregada)	<i>correlação apenas nas horas h onde a percentagem de renováveis é superior ao seu valor médio anual</i>	0.0869	Desprezável
Produção Eólica + Solar VS	Regulação Secundária (agregada)	<i>h vs h</i>	0.0082	Desprezável
	Regulação Terciária (agregada)	<i>h vs h</i>	0.1707	Desprezável
Percentagem Eólica + Solar VS	Regulação Secundária (agregada)	<i>h vs h</i>	0.0019	Desprezável
		<i>correlação apenas nas horas h onde a percentagem de renováveis é superior ao seu valor médio anual</i>	0	Desprezável
	Regulação Terciária (agregada)	<i>h vs h</i>	0.1524	Desprezável
		<i>correlação apenas nas horas h onde a percentagem de renováveis é superior ao seu valor médio anual</i>	-0.0126	Desprezável
Variação de Renováveis (h+1, h) VS	Regulação Secundária (agregada)	<i>Correlação apenas para as horas h onde a variação das renováveis é superior à média das variações. A média das variações foi calculada com o módulo da variação de renováveis.</i>	0.0114	Desprezável
	Regulação Terciária (agregada)		-0.0326	Desprezável
Variação de Produção Eólica + Solar (h+1,h) VS	Regulação Secundária (agregada)	<i>(h+1, h) vs h+1</i>	-0.1952	Desprezável
	Regulação Terciária (agregada)		-0.0381	Desprezável

Todas as relações investigadas apresentam coeficientes de *Pearson* baixos, ilustrativos de correlações desprezáveis. Desta forma não foi possível concluir quanto há existência de uma relação concreta entre os serviços de sistema de controlo de frequência e a produção de energias renováveis.

Concluiu-se então quanto à necessidade de relacionar os serviços de sistema não apenas com a produção de energias renováveis, mas igualmente com outras variáveis, com as quais podia existir uma relação de dependência dos mesmos. Tal proporcionou a criação do modelo detalhadamente explicado nos subcapítulos 6.3.1 e 6.3.2.

Por sua vez, a Tabela 14 mostra as correlações encontradas entre exportações e excesso de renováveis, assim como importações e bombagem.

Tabela 14 - Exportações VS Renováveis / Importações Vs Bombagem

Relação	Descrição	ρ	Correlação	
Importação VS Bombagem	Relacionar a bombagem com as importações na hora h	0.4111	Fraca	
	Relacionar as importações na hora h com a bombagem na hora $h+x$ $X = 1, 2, 3$	1 hora	0.3892	Fraca
		2 horas	0.3247	Fraca
		3 horas	0.2392	Desprezável
	Relacionar a bombagem na hora h com as importações na hora $h+x$ $X = 1, 2, 3$	1 hora	0.3209	Fraca
		2 horas	0.1977	Desprezável
		3 horas	0.0776	Desprezável
Exportações VS Renováveis	Relacionar as exportações com as renováveis na hora h	0.6655	Moderada	
	Relacionar as exportações com as renováveis na hora h , apenas quando as exportações não são nulas	0.6362	Moderada	
	Relacionar as exportações com a percentagem de renováveis na hora h , apenas quando as exportações não são nulas	0.3617	Fraca	
	Relacionar as exportações com a percentagem eólica mais solar na hora h , apenas quando as exportações não são nulas	-0.0155	Desprezável	

Existe efetivamente uma relação positiva entre a produção de renováveis e as exportações realizadas, o que nos leva a concluir que é o excesso de renováveis que será o potencial de produção de hidrogénio verde via P2G. No que diz respeito a relacionar as importações com a bombagem, não foi encontrada qualquer relação que possa ser considerada válida, no entanto, faz sentido que nas horas onde o consumo supera a produção de eletricidade, este défice terá de ser compensado ou recorrendo a bombagem, ou a importações de energia.

No modelo desenvolvido foi então considerado que todo o excesso de renováveis seria utilizado em P2G, excetuando quando o limite do sistema de armazenamento de hidrogénio, ou capacidade nominal do eletrolisador são atingidos, podendo então ser exportado, não sendo assim desperdiçado.

7.2 Validação dos modelos de previsões de serviços de sistema

Foram determinados os erros absoluto e percentual para cada hora entre os valores da regulação prevista pelo modelo e os valores reais, calculando-se igualmente os erros absoluto médio e percentual médio, que como o nome indica correspondem à média anual dos valores obtidos.

Tabela 15 - Validação do modelo criado para previsão de necessidades de regulação secundária e terciária

	Erro Absoluto Médio [MWh]	Erro Percentual Médio %	RMSE
Secundária a Subir	90.03	454.0	105.8
Secundária a Descer	28.44	353.3	63.25
Terciária a Subir	59.00	188.9	95.96
Terciária a Descer	79.17	110.9	114.2

A Tabela 15 realça através dos cálculos dos erros absoluto médio, percentual médio e quadrático médio uma grande disparidade de valores entre as necessidades de regulação em 2019 calculadas através do modelo proposto e a banda efetivamente contratada, tanto para o caso da regulação secundária como para a regulação terciária.

Os valores resultantes dos modelos foram calculados por meio de fórmulas que têm como objetivo calcular quais as necessidades de regulação secundária e terciária requeridas no futuro. Estes valores foram comparados com os dados de energia de regulação realmente mobilizada em 2019. As necessidades são previstas com um dia de antecedência, existindo, portanto, um enorme conjunto de fatores que possam afetar e alterar o valor efetivamente necessário de regulação. Entre estes fatores destacam-se a intermitência de energias renováveis ou de falhas momentâneas de produção/bombagem de algum elemento do SEN. É praticamente impossível realizar uma previsão de necessidades de regulação que sejam as mesmas que as necessidades reais no dia em questão, resultando em erros de precisão elevados, tal como os observados na Tabela 15.

Recorde-se ainda que foram realizadas simplificações nos modelos proposto para calcular estas necessidades. Em relação à regulação secundária, estas simplificações ocorreram na forma como a regulação secundária agregada foi repartida em regulação a subir e a descer, sendo que para o caso da regulação terciária, por impossibilidade de prever a perda de produção associada a um gerador (regulação a subir) e a falha de bombagem máxima (regulação a descer), ambas as variáveis foram aproximadas pela variação da produção total, o que pode também originar erros de precisão no cálculo.

Por fim, o modelo proposto assumiu que nos anos de 2030, 2040 e 2050 as regulações terciárias a subir e a baixar, dependerão igualmente da produção solar e não apenas de produção eólica, em consequência do crescente investimento que tem sido realizado para a tecnologia fotovoltaica (Tabela 18). Esta última aproximação pode ser, uma vez mais, uma das causas para os altos valores de erros registados.

7.3 Previsão das necessidades de regulação secundária e terciária para o horizonte 2030, 2040, 2050

O cálculo da previsão de necessidades de regulação secundária futura, com base na equação 3, assenta na estimativa do consumo a cada hora nos anos futuros. Da mesma forma, o cálculo das previsões de regulação terciária, equações 12 e 13, requer estimativas horárias não só igualmente do consumo, mas também da variação da produção total de energia, produção de energia eólica e produção de energia solar. Para tal, como explicado nos subcapítulos 6.3.1 e 6.3.2, calcularam-se os fatores de capacidade

de cada tecnologia para o ano de 2019 (Tabela 16) e a partir destes, a produção bruta anual de energia para os anos de 2030, 2040 e 2050 (Tabela 17), recorrendo à equação 19.

Tabela 16 - Fatores de capacidade - 2019

Tecnologia	Fator de Capacidade
Carvão	34%
Gás Natural	39%
Fuel Óleo²	18%
Hídrica	16%
Eólica	29%
Fotovoltaica	17%
Geotérmica⁽²⁾	72%
Biomassa¹	49%

Tabela 17 - Produção bruta anual de energia - 2030, 2040 e 2050

GWh	2030	2040	2050
Produção Bruta Total Total	58250	75470	88362
Não Renovável³	14062	8406	687
Renovável⁴	44187	67064	87675
Carvão	0	0	0
Gás Natural	13746	8248	687
Fuel Óleo	316	158	0
Hídrica	7328	7328	7328
Eólica	18533	28050	35814
Fotovoltaica	10813	25033	38512
Geotérmica	632	632	0
Biomassa	6881	6021	6021

Prevê-se que para o ano de 2050 cerca de 99% da eletricidade produzida seja de origem renovável e que a partir de 2030 a fração de eletricidade produzida através de carvão seja nula, o que está de acordo com as metas estabelecidas pelo governo português. A maior evolução na produção de eletricidade ocorre claramente com as tecnologias solar e eólica, sendo que em 2050 a produção de eletricidade resultante de energia solar supera inclusive a produção de eletricidade com baseada em fontes eólicas de energia.

A Tabela 18 traduz o aumento percentual de produção de energia eólica, energia solar e energia total, assim como de eletricidade consumida nos anos de 2030, 2040 e 2050 em relação ao ano de 2019.

² Inclui gás refinaria, gasóleo, resíduos industriais e propano.

³ Não inclui cogerações.

⁴ Não inclui cogerações/hídrica com bombagem

Tabela 18 - Aumento percentual em relação a 2019 das variáveis: consumo, produções solar, produção eólica e produção total

	Consumo	Produção Total	Produção Eólica	Produção Solar
1- 2019 [GWh]	50340	48959	13424	1054
2- 2030 [GWh]	55375	58250	18533	10813
Aumento 2-1	10 %	19 %	38 %	93*10 %
3- 2040 [GWh]	74917	75470	28050	25033
Aumento 3-1	49 %	54 %	11*10 %	23*10² %
4- 2050 [GWh]	87978	88362	35814	38512
Aumento 4-1	75 %	80 %	17*10 %	36*10² %

A Tabela 18 confirma essencialmente o que foi mencionado anteriormente em relação ao colossal aumento futuro de produção de eletricidade recorrendo a tecnologias fotovoltaicas. O consumo aumentará ao longo dos anos, porém este aumento será igualmente acompanhado por um acréscimo na produção total de energia, a qual supera o consumo nos anos de 2030, 2040 e 2050, algo que não foi verificado em 2019. O aumento estimado do consumo de eletricidade tem como principal causa a substituição de combustíveis fósseis por eletricidade na generalidade dos setores da economia (eletrificação da economia).

A Tabela 19 e a Tabela 20 exibem o que foi explicado no subcapítulo 6.4 para o cálculo das necessidades de regulação secundária e terciária através do denominado método de proporção.

Tabela 19 - Rácios entre a produção solar + eólica e as necessidades de regulação secundária/terciária

Energia [GWh]	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Média
Eólica	12015	12111	11608	12474	12248	12617	13667	
Solar	470	627	799	871	993	1006	1342	
Secundária	505.14	478.00	492.37	520.15	513.00	509.47	506.02	
Secundária/(Eólica+Solar)	0.040	0.038	0.040	0.039	0.039	0.037	0.034	0.038
Terciária	884.68	2018.08	1960.37	2401.86	2273.63	2000.75	1788.68	
Terciária/(Eólica+Solar)	0.071	0.158	0.158	0.180	0.172	0.147	0.119	0.144

Tabela 20 - Estimativa dos serviços do sistema de controlo de frequência – Método “Proporção”

[GWh]	2030	2040	2050
Eólica	18533	28050	35814
Solar	10813	25033	38512
Secundária (eólica + solar)	1115.2	2017.2	2824.4
Terciária (eólica + solar)	4225.8	7644.0	10702.9

Sendo,

- Secundária – Necessidade de regulação secundária total (a subir e a descer).
- Terciária – Necessidade de regulação terciária total (a subir e a descer).
- Eólica – Produção de eletricidade eólica.
- Solar – Produção de eletricidade solar.

Na Tabela 21 é possível observar as estimativas de serviços de sistema de controlo de frequência calculadas para o ano de 2030, recorrendo aos modelos propostos e aos métodos: “Proporção” e “Dena” (que recorre às previsões de serviços de sistema realizados pela agência de energia alemã). A Tabela 21 será assim mais um instrumento para compreender a legitimidade dos resultados obtidos pelos modelos propostos.

Tabela 21 - Comparação das necessidades estimadas pelos modelos propostos com os valores obtidos pelos métodos: “Proporção” e “Dena”

GWh	Modelo Matlab (1)	Método “Dena” (2)	Método “Proporção” (3) ⁵	Rácio (1)/(2)	Rácio (1)/(3)
Secundária a subir	1306.98	620.90	1115.15	2.10	1.49
Secundária a descer	351.88	67.80		5.19	
Terciária a subir	1140.44	1093.41	4225.82	1.04	0.74
Terciária a descer	1969.39	525.64		3.75	

O sistema electroprodutor alemão é bastante diferente do português, a Alemanha por ser um país com uma população bastante superior, o consumo de eletricidade será naturalmente também bastante superior em relação ao consumo em Portugal. Por outro lado, os recursos renováveis existentes em cada país são igualmente diferentes pela localização geográfica de ambos. Estes dois fatores, entre tantos outros, contribuem para os valores observados na Tabela 21, quando comparadas as necessidades estimadas pelos modelos, em *Matlab*, propostos e pelas previsões da agência de energia alemã (método “dena”). Apenas a estimativa da necessidade de regulação terciária a subir exibe valores bastante semelhantes entre os dois modelos, sendo também este tipo de regulação aquele que sofreu menos aproximações em relação à equação disponibilizada pela REN (equação 10).

O método “proporção”, tal como explicado no subcapítulo 6.4, tem como pressuposto a existência de uma possível relação linear entre as necessidades de energia de regulação e o somatório entre a produção solar e eólica. Apesar de este método ser apenas uma aproximação elementar, os quocientes entre as necessidades previstas pelos dois métodos não diferem muito do valor unitário tanto para a regulação secundária total como para a terciária total, o que sugere alguma veracidade para os valores estimados pelos modelos propostos.

No entanto, lembre-se uma vez mais, que o cálculo das necessidades de serviços de sistema assenta em diversas previsões e formulações bastante complexas, pela quantidade e imprevisibilidade dos fatores envolventes nas mesmas. Estimar com um elevado grau de certeza quais as necessidades para os anos de 2030, 2040, e 2050 traduz-se num processo praticamente impossível. Os modelos propostos realizam somente uma previsão de quais serão estas necessidades.

⁵ Contabiliza as regulações secundária e terciária agregadas.

7.4 Modelo de avaliação da capacidade de oferta de serviços de sistema através da produção de hidrogénio

Este modelo final realizado em *Matlab* assenta nas previsões de necessidades de serviços de sistema de controlo de frequência e de capacidade de produção de hidrogénio verde, previamente realizadas, para avaliar qual a capacidade do hidrogénio como armazenador de energia verde, em satisfazer as necessidades de regulação secundária e terciária para os anos de 2030, 2040 e 2050.

Os resultados serão expostos sob a forma de gráficos e tabelas, onde serão avaliadas algumas variáveis tais como:

- Excesso de energias renováveis disponível, excesso de energias renováveis utilizado, excesso de energias renováveis não utilizado;
- Energia convertida em hidrogénio por P2G, hidrogénio convertido em energia por G2P, quantidade de hidrogénio armazenado;
- Quantidades de ofertas de regulação secundárias e terciárias aceites.

Estas avaliações foram realizadas para dois dimensionamentos de reservatório, onde a dimensão será definida pela quantidade máxima de hidrogénio produzido resultante do excesso de energias renováveis por meio do processo P2G, sendo eles:

- Um dimensionamento para a máxima capacidade de produção de hidrogénio horária anual (caso horário);
- Um dimensionamento tendo em conta a capacidade de produção de hidrogénio máxima acumulada semanal (caso semanal).

Tabela 22 – Dimensão do armazém e valor máximo acumulado

[ton]	2030		2040		2050	
	Horário	Semanal	Horário	Semanal	Horário	Semanal
Dimensão do armazenamento	105.358	12005	127.815	14291	149.170	16627
Valor máximo de H ₂ presente no armazenamento	105.334	12005	127.799	14291	149.123	16627

A frequência anual de excesso de renováveis disponível é dado pelo quociente entre o número de horas em que a produção total é superior ao consumo e o número total de horas de um ano.

Tabela 23 - Análise dos vetores de energia e hidrogénio calculados pelo modelo final

Valores Anuais		2030		2040		2050	
		Horário	Semanal	Horário	Semanal	Horário	Semanal
Excesso de renováveis disponível	Total [GWh]	6896.0	6896	7276	7276	8391	8391
	Frequência anual [%]	53	53	46	47	46	46
Excesso de renováveis utilizado para P2G	Total [GWh]	2730	4476	3177	5642	3700	6676
	Fração utilizada [%]	40	65	44	78	44	80
Excesso de renováveis não utilizado para P2G	Total [GWh]	4166	2420	4099	1634	4691	1716
	Fração não utilizada [%]	60	35	56	22	56	20
H ₂ produzido por excesso de renováveis (P2G)	Total [ton]	52647	86325	61276	108810	71363	128750
	Valor máximo [ton]	102	103	126	128	147	148

A Tabela 23 mostra que o excesso de energias renováveis disponível, o qual resulta da diferença entre a produção total e o consumo, aumenta com o passar dos anos, em função do aumento de capacidade instalada de tecnologias renováveis. Deste modo, faz sentido 2050 ser o ano que apresenta o maior valor de excesso de energia renovável disponível, tanto para o caso horário como para o caso semanal.

Como elucidado no subcapítulo 6.6, quando o hidrogénio que é produzido por excesso de renováveis ao ser introduzido no armazém, origina um valor total armazenado superior ao limite do reservatório, o hidrogénio em causa não é produzido, e portanto o excesso de renováveis associado à sua produção não será utilizado no mercado de serviços de sistema, mas sim exportado ou utilizado para bombagem (subcapítulo 7.1).

Logicamente, quanto maior for o dimensionamento do reservatório, maior será a quantidade de hidrogénio que pode ser armazenado e conseqüentemente, maior será a fração de excesso de renováveis disponível, utilizada para produção de hidrogénio verde. Tudo isto é comprovado pela Tabela 23, onde é possível observar que esta fração é bastante superior no caso semanal, comparativamente com o caso horário e ainda que a quantidade de hidrogénio produzida por excesso de renováveis é tanto maior, quanto maior o limite máximo do tanque (Figura 24).

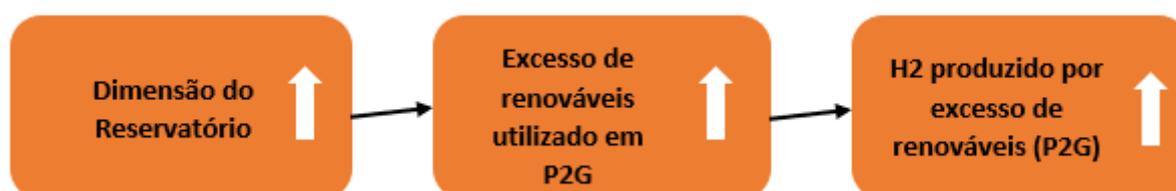


Figura 24 – Influência do dimensionamento do armazém na quantidade de excesso de renováveis utilizada para P2G

A frequência anual de excesso de renováveis disponível sofre uma ligeira redução de 2030 para 2040 e mantém-se constante de 2040 para 2050, sendo que em aproximadamente metade do ano, o consumo é superior à produção total e vice-versa.

Esta análise será igual tanto para o caso horário como para o caso semanal, pelo facto de o tamanho do reservatório não estar de alguma forma relacionado com a produção e consumo de energia final sob a forma de eletricidade. Logo, a quantidade de excesso de energia renovável disponível é igual tanto na abordagem horária como na abordagem semanal.

Tabela 24 - Percentagem de ofertas de regulação aceites

Percentagem de ofertas de regulação aceites [%]	2030		2040		2050	
	Horário	Semanal	Horário	Semanal	Horário	Semanal
Secundária a subir	67	93	65	95	66	95
Secundária a descer	60	74	59	75	60	75
Terciária a subir	63	76	54	70	51	68
Terciária a descer	50	68	48	72	45	70

Examinando por fim a quantidade de ofertas de regulação secundárias e terciárias aceites (Tabela 24), que representa o foco principal de todo o trabalho, as percentagens de ofertas aceites mantêm-se mais ou menos constante para cada um dos anos estudados, tanto no caso horário, como para o caso semanal. No entanto, verifica-se um elevado aumento percentual da quantidade de ofertas aceites pela abordagem semanal em relação à abordagem horária, quando comparadas para ano respetivamente. Este aumento tem como causa, uma vez mais, o incremento da dimensão do reservatório para o caso semanal. Quanto maior o tamanho do tanque, maior a capacidade e disponibilidade do hidrogénio em realizar ofertas de serviços de sistema

O estudo efetuado mostra ainda que em nenhuma das situações, foram satisfeitas na totalidade as necessidades previstas de regulação secundária e terciária, o que leva a concluir que os processos P2G e G2P, os quais utilizam hidrogénio verde como armazenador de energia, por si só não suficientes para corresponder às necessidades previstas de serviços de sistema de controlo de frequência, embora no caso semanal satisfaçam uma grande fração dos mesmos.

A mobilização de energia de regulação teria de ser executada por parte de agentes de mercado, tal como acontece atualmente, nas horas onde o modelo proposto não consegue satisfazer tais necessidades de reserva secundária e terciária.

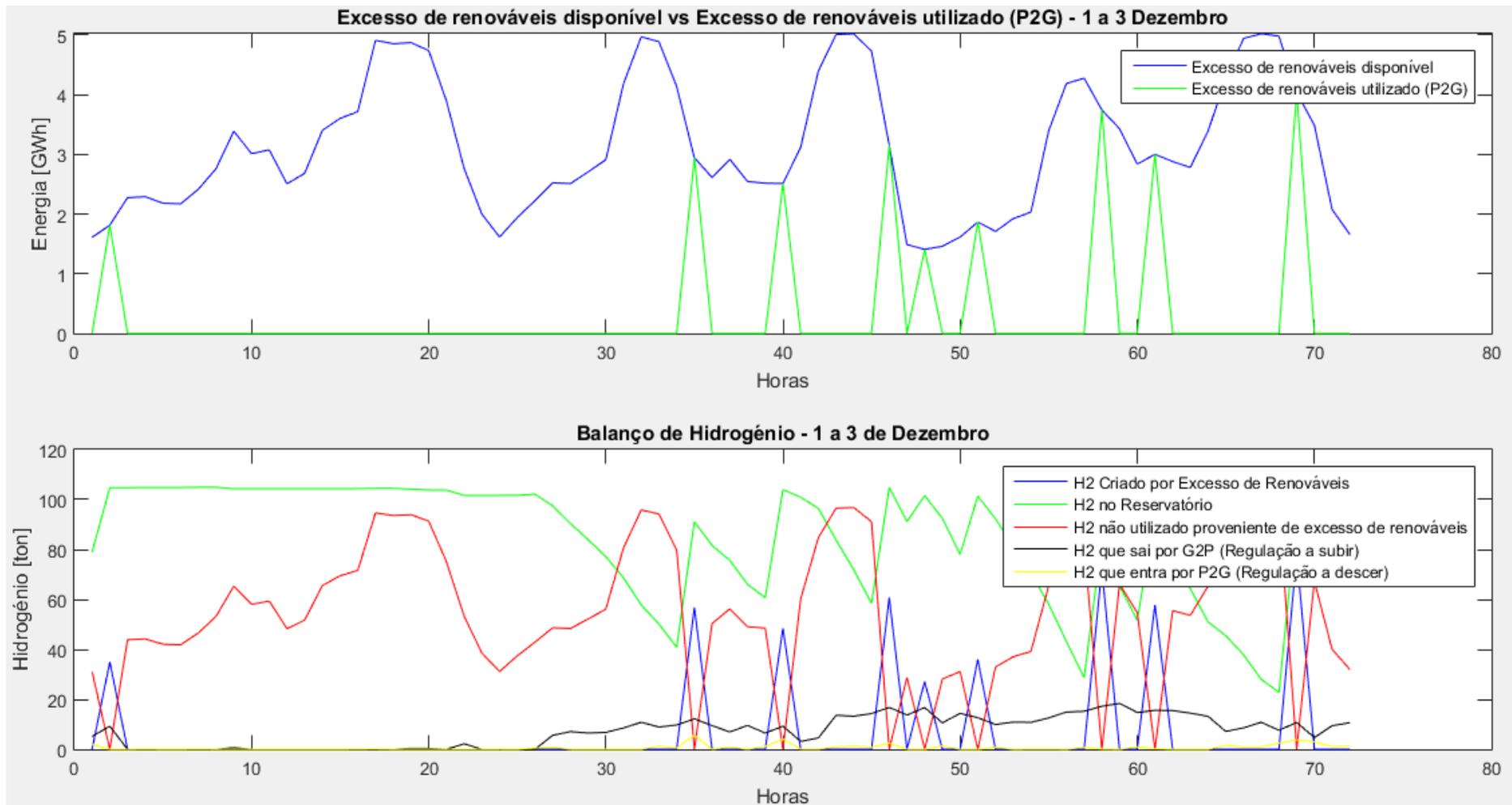


Figura 25 - Gráficos obtidos pelo modelo final, dias 1, 2 e 3 de Dezembro de 2030, caso horário

A Figura 25 ilustra qual o comportamento dos vários vetores, dos quais depende o modelo final proposto, para o caso exemplo das primeiras 72 horas do mês de dezembro (dias 1, 2 e 3) do ano de 2030.

O excesso de energias renováveis disponível é sempre superior ao excesso realmente utilizado para produção de hidrogénio verde, tal como seria expectável (gráfico superior).

Os vetores que representam o excesso de renováveis utilizado (verde, gráfico superior) e quantidade de hidrogénio que entra no reservatório criado por excesso de renováveis (azul, gráfico inferior), apresentam exatamente a mesma forma e comportamento, visto terem o mesmo significado, só existe entrada de hidrogénio proveniente de excesso de renováveis, quando esse excesso é efetivamente utilizado.

Por outro lado, sempre que ambos vetores tomam valores diferentes de zero, a quantidade de hidrogénio não utilizada proveniente de excesso de renováveis (vermelho, gráfico superior) desloca-se para zero, assumindo logicamente comportamentos opostos.

Verifica-se ainda que a quantidade de hidrogénio armazenada no reservatório (verde, gráfico inferior), apresenta valores mais baixos, nas horas onde existe uma elevada produção de hidrogénio por excesso de renováveis. Para estas horas, a soma entre a quantidade produzida e a quantidade armazenada resultaria num valor superior à dimensão do reservatório. Igualmente sempre que ocorre um crescimento da função representativa do hidrogénio criado por renováveis (azul, gráfico inferior), existe também um aumento do hidrogénio armazenado.

A Figura 25, mostra ainda que as quantidades de hidrogénio que entram e deixam o reservatório por meio de regulações de reserva a descer (amarelo, gráfico inferior) e subir (preto, gráfico inferior), respetivamente, assumem valores bastantes baixos quando comparadas com as quantidades de hidrogénio armazenadas e produzidas por excesso de renováveis. De notar, que nas primeiras horas do mês de dezembro, o reservatório encontrava-se praticamente completo, não conseguindo realizar ofertas de regulação secundária e terciária a descer (devido à falta de espaço para receber hidrogénio) e consequentemente, não foi conseguindo também realizar ofertas de regulação secundária a subir, na medida que estas têm de ser o dobro das ofertas de regulação secundária a descer.

A única possibilidade possível seria a saída de hidrogénio para satisfazer as necessidades de regulação terciária a subir, o que é comprovado por observação do gráfico inferior, onde apenas se dá uma redução do valor armazenado, quando existe saída de hidrogénio por G2P.

Por fim, a Figura 25 apenas exhibe o caso horário de 2030, contudo as mesmas conclusões podem ser retiradas para o caso semanal e para os anos de 2040 e 2050. A única diferença comparando ambos os casos, horário e semanal, prende-se que no segundo caso, devido ao elevado tamanho definido para o reservatório, a quantidade de hidrogénio armazenada toma valores bastante superiores. Os gráficos obtidos para os restantes casos de estudo podem ser visualizados nos anexos, no apêndice A.

7.5 Análise económica

Os custos operacionais totais obtidos a partir das equações 48 e 49 são observados na seguinte tabela.

Tabela 25 – Custos operacionais totais anuais

M€	2030		2040		2050	
	Horário	Semanal	Horário	Semanal	Horário	Semanal
Custos Operacionais Anuais Eletrolisador	21.50	36.04	26.84	52.24	31.47	65.50
Custos Operacionais Anuais Célula de Combustível	1.77	2.68	2.21	3.96	2.59	5.00
Custos Operacionais Totais Anuais	23.27	38.72	29.05	56.20	34.06	70.50

A Tabela 26 ilustra os custos de armazenamento totais anuais, tanto para o caso horário como para o caso semanal, para os anos de 2030, 2040 e 2050.

Tabela 26 - Custos de armazenamento totais anuais

	2030		2040		2050	
	Horário	Semanal	Horário	Semanal	Horário	Semanal
Quantidade Máxima Armazenada [GWh]	105.33	12005	127.80	14291	149.12	16627
Custo de Armazenamento [M€]	10.53	1201	12.78	1429	14.91	1663

A Tabela 27 e Tabela 28 exibem qual a quantidade total de energia de reservas secundárias e terciárias mobilizadas através da transformação P2P, assim como o somatório das ofertas de banda de regulação secundária realizadas para cada um dos anos de 2030, 2040 e 2050. Esta informação foi obtida com base no modelo final *Matlab*, explicitado no subcapítulo 6.6.

- Caso horário – dimensionamento do reservatório calculado com base na quantidade produzida, a cada hora, de hidrogénio resultante de excesso de energias renováveis.

Tabela 27 – Ofertas de banda secundária e mobilização de energia de regulação secundária e terciária nos anos de 2030, 2040 e 2050 – Caso horário

Valores Totais Anuais [GWh]	2030		2040		2050	
	Subir	Descer	Subir	Descer	Subir	Descer
Ofertas Banda Secundária	1016	508	1242	621	1412	706
Regulação Secundária	861	242	1054	297	1197	340
Regulação Terciária	691	794	884	1228	1075	1473

- Caso Semanal - dimensionamento do reservatório calculado com base na quantidade produzida, semanalmente, de hidrogénio resultante de excesso de energias renováveis.

Tabela 28 - Ofertas de banda secundária e mobilização de energia de regulação secundária e terciária nos anos de 2030, 2040 e 2050 – Caso semanal

Valores Totais Anuais [GWh]	2030		2040		2050	
	Subir	Descer	Subir	Descer	Subir	Descer
Ofertas Banda Secundária	1399	699	1800	900	2017	1009
Regulação Secundária	1208	327	1557	420	1745	471
Regulação Terciária	1140	1511	1914	3090	2633	4328

Como referenciado no subcapítulo 6.8.2 o investimento inicial calculado pela equação 52 depende do número de eletrolisadores e células de combustíveis utilizadas no processo P2P.

Tabela 29 - Número de eletrolisadores e células de combustível necessárias

	2030		2040		2050	
	Horário	Semanal	Horário	Semanal	Horário	Semanal
Valor Máximo Registado de Regulação Total a Subir – G2P [MWh]	2006	3900	3646	9271	3539	14394
Valor Máximo Registado de Regulação Total a Descer + Excesso de Renováveis Convertido – P2P [MWh]	5344	5425	6570	11181	7773	16872
Quantidade de Eletrolisadores Necessários (P2G)	1782	1809	2190	3727	2591	5624
Quantidade de Células de Combustível Necessárias (G2P)	20060	39000	36460	92710	35390	143940
Investimento Inicial [M€]	11364	17127	17508	38994	18390	60054

A Tabela 30 ilustra qual o lucro obtido com a solução proposta, calculado pela equação 55, em função dos preços médios de mobilização de energia registados para o ano de 2019, observados na Tabela 11.

Tabela 30 – Lucro do modelo proposto – P2P

M€	2030		2040		2050	
	Horário	Semanal	Horário	Semanal	Horário	Semanal
Oferta Banda Secundária	+12.54	+17.27	+15.33	+22.22	+17.43	+24.90
Regulação Secundária Subir	+46.37	+65.06	+56.78	+83.86	+64.47	+93.99
Regulação Secundária Descer	-5.75	-7.78	-7.06	-9.99	-8.09	-11.20
Regulação Terciária Subir	+37.22	+60.40	+47.61	+103.09	+57.90	+141.81
Regulação Terciária Descer	-18.88	-35.93	-29.20	-73.48	-35.03	-102.92
Lucro Total	+71.50	+99.02	+83.46	+125.70	+96.68	+146.58

Na Tabela 31 avalia o PRI, calculado pela equação 53, de acordo com a primeira abordagem estabelecida para avaliar a viabilidade económica da solução, explicitada no subcapítulo 6.8.2.

Tabela 31 – Período de retorno de investimento

	2030		2040		2050	
	Horário	Semanal	Horário	Semanal	Horário	Semanal
Lucro Total [M€]	71.50	99.02	83.46	125.70	96.68	146.58
Custos Operacionais [M€]	23.27	38.72	29.05	56.20	34.06	70.05
Custos de Armazenamento [M€]	10.53	1201.00	12.78	1429.00	14.91	1663.00
Cash Flows [M€]	37.70	-1140.70	41.63	-1359.50	47.71	-1586.47
Investimento [M€]	11364	17127	17508	38994	18390	60054
PRI [anos]	302	-	421	-	386	-

Como é possível verificar, apenas o caso horário apresenta *cash-flows* positivos, ou seja, lucro anual com a introdução vetor de hidrogénio na resolução de serviços de sistema. Quando o dimensionamento do reservatório é realizado com base no valor máximo de produção semanal de hidrogénio por excesso de renováveis, os custos associados ao seu armazenamento são demasiado elevados, sendo esta principal causa para a obtenção de *cash-flows* negativos, o que nos leva a concluir que o projeto não é economicamente viável e ainda que não existem alternativas custo-eficazes que permitam o armazenamento de grandes quantidades de hidrogénio, possibilitando a sua introdução no sistema electroprodutor nacional.

A Tabela 31 revela ainda que os investimentos realizados são também demasiado altos, evidenciando que tanto os eletrolisadores PEM, como as células de combustível são tecnologias ainda em

desenvolvimento no que diz respeito à sua utilização para P2G e G2P, com o objetivo satisfazer as necessidades regulação secundária e terciária.

Como é possível compreender pela equação 50, investimentos demasiados altos resultam em grandes períodos de retorno de investimento, muito para além do tempo de vida dos equipamentos. O modelo proposto apresentou para o caso horário, nos anos analisados períodos de retorno de investimento superiores a 300 anos. Os tempos de vida do eletrolisador PEM e célula de combustível PEM são de 80000 horas e 40000 horas respetivamente (Tabela 9 e Tabela 10), que correspondem a cerca de 10 e 5 anos, logo a solução proposta pelo modelo, para o caso horário, nestes três anos não é uma solução economicamente lucrativa visto que o período de retorno de investimento é bastante superior ao tempo de vida dos componentes.

Por fim, a Tabela 32 ilustra o preço a que a regulação a subir deva ser vendida, de forma que o PRI do modelo proposto seja igual a 5 anos, com o objetivo de avaliar igualmente a sua viabilidade económica, desta vez seguindo a segunda abordagem de avaliação explicada no subcapítulo 6.8.2.

Tabela 32 - Preço de venda de regulação a subir (via G2P) para obter o retorno de investimento igual ao tempo de vida da célula de combustível

	2030		2040		2050	
	Horário	Semanal	Horário	Semanal	Horário	Semanal
Investimento [M€]	11364	17127	17508	38994	18390	60054
Cash Flows [M€]	2272.80	3425.40	3501.60	7798.80	3678.00	12010.80
Custos Operacionais [M€]	23.27	38.72	29.05	56.20	34.06	70.05
Custos de Armazenamento [M€]	10.53	1201	12.78	1429	14.91	1663
Custos de Compra de Regulação a Descer (P2G) [M€]	24.63	43.71	36.26	83.47	43.12	114.12
Lucro Total de Venda de H ₂ [M€]	2331.23	4708.83	3579.69	9367.47	3770.09	13857.97
Lucro Ofertas de Banda Secundária [M€]	12.54	17.27	15.33	22.22	17.43	24.90
Lucro Regulação a Subir [M€]	2318.69	4691.56	3564.36	9345.25	3752.66	13833.07
Regulação Secundária a Subir + Terciária a Subir [GWh]	1552	2348	1938	3471	2272	4378
Preço de Venda de Regulação a Subir (G2P) [€/MWh]	1494	1998	1839	2692	1652	3160

Observando os resultados obtidos pela Tabela 32 faz sentido que o preço a que o hidrogénio tenha de ser vendido, seja tanto menor quanto menor for o período de retorno de investimento (Tabela 31), assim como tanto maior, quanto mais negativos forem os *cash-flows* calculados na Tabela 31.

Para o ano de 2030, caso horário, o preço a que o hidrogénio teria de ser vendido, de forma que o período de retorno de investimento fosse igual ao tempo de vida das células de combustível utilizadas no modelo proposto, é cerca de 28 vezes superior, ao preço médio registado no ano de 2019 (Tabela 11). Os valores finais obtidos, representam então, preços extramente elevados, inconcebíveis de realizar, o que no leva uma vez mais a concluir que a utilização do hidrogénio para corresponder às necessidades de regulação de reserva é uma solução que economicamente não é de todo viável.

No entanto, se o sistema P2G de hidrogénio verde poder ser parcialmente financiado por investimentos públicos e/ou monetizado em paralelo para outros usos finais, esta solução observará uma elevada redução no investimento necessário podendo tornar-se um projeto viável e praticável num futuro próximo.

8 Conclusões

O sistema energético, e em particular o setor electroprodutor, desempenhará um papel fundamental para assegurar o objetivo de atingir a neutralidade carbónica até ao final de 2050, através nomeadamente, da produção de eletricidade com recurso apenas a tecnologias renováveis. Isto resulta em ganhos significativos de eficiência energética e no uso de recursos, proporcionando um consequente crescimento da economia e uma redução dos consumos de energia primária e final.

A crescente penetração de fontes renováveis provoca crescente importância no mercado de serviços de sistema, para restituir o equilíbrio entre a geração e consumo e garantir estabilidade e segurança do sistema elétrico.

Assim, a complementaridade entre a produção de eletricidade proveniente de fontes de energia renováveis e a produção de hidrogénio verde poderá ser uma solução para Portugal na sua trajetória rumo à neutralidade carbónica, uma vez que tem a capacidade de aumentar o grau de despachabilidade associado às tecnologias renováveis, através das transformações P2G e G2P.

De forma a avaliar a capacidade do hidrogénio em providenciar serviços de sistema de regulação de frequência no horizonte de 2050, através dos processos P2G e G2P, foi desenvolvido um modelo que estima qual o potencial de excesso de renováveis para produção de hidrogénio verde, as necessidades futuras de regulação secundária e terciária, avaliando a viabilidade técnica e económica deste sistema.

Os resultados mostram que o facto de a validação do modelo ter sido feita com as quantias efetivamente mobilizadas da regulação (por ausência de dados de previsão) em vez das necessidades estimadas (que é o que o modelo calcula), levam a que o erro obtido seja alto, consequência direta de erros de previsão do valor das necessidades previstas no dia $d-1$, com o valor da energia de regulação efetivamente mobilizada no dia d .

Na implementação do modelo para o horizonte de 2050, conclui-se o enorme excesso de renováveis (dado os objetivos do RNC2050) e, portanto, um grande potencial para P2G, que dependendo do dimensionamento do sistema de armazenamento (horário ou semanal) terá uma capacidade de responder as necessidades dos serviços de sistema em 44-66% e 68-95% respetivamente.

Em nenhum dos anos de 2030, 2040 e 2050, tanto para o caso horário como para o caso semanal, as quantidades de regulação secundária e terciária foram satisfeitas a 100%, concluindo que as transformações P2G e G2P não são suficientes só por si, para responder à totalidade das necessidades do sistema.

No entanto, em termos económicos esta solução não é viável, para os dois dimensionamentos do tanque de armazenamento, dado o alto investimento inicial nos eletrolisadores e células de combustíveis necessários aos processos P2G e G2P.

É possível observar que os investimentos realizados para cada um dos anos, em cada um dos dois casos, representam valores exorbitantes, que resultam em períodos de retorno de investimento bastante superior ao tempo de vida tanto dos eletrolisadores como das células de combustível utilizadas para o projeto desenvolvido. Desta forma, estas tecnologias ainda não atingiram um estado de maturação suficiente, que permita a utilização do hidrogénio unicamente no mercado de serviços de sistema.

O hidrogénio representa efetivamente uma alternativa com enorme potencial para a descarbonização do setor eletroprodutor, no entanto, tanto as condições de armazenamento como as tecnologias utilizadas para P2G e G2P, requerem ainda um grande desenvolvimento e maturação para que possam oferecer as condições necessárias à utilização do hidrogénio como meio para satisfazer serviços de sistema de regulação de frequência. Porém, a solução apresentada poderá tornar-se bem mais interessante a nível económico, existindo a introdução deste tipo de tecnologias não apenas no sistema electroprodutor, mas igualmente noutros setores como o setor industrial ou de transportes. Deste modo, os custos de investimento, armazenamento e de operação seriam então repartidos por todos estes setores, e não apenas financiado pelo setor electroprodutor. Outra hipótese, seria o financiamento total ou parcial destas tecnologias por parte de investimentos públicos.

A principal limitação deste trabalho prende-se com a incerteza associada às previsões da evolução futura da produção de energia por parte de cada tecnologia, do consumo e das necessidades de regulações secundária e terciária. Como trabalho futuro, deve-se aprofundar a sinergia do processo P2G para outros usos que não unicamente os serviços de sistema, testando diferentes abordagens de financiamento e monetização da venda do hidrogénio.

Sendo este modelo uma nova abordagem, ainda pouco apoiada em estudos científicos, poderá ser consubstanciado para que em futuros trabalhos, que possam ter acesso a factos e dados reais, se possa estimar e autenticar as diferentes variáveis que neste caso foram conjeturadas e que originaram factos menos fidedignos.

Referências

- [1] Agência Portuguesa do Ambiente, “Roteiro para a Neutralidade Carbónica - Resultados Preliminares,” vol. 1, pp. 1–61, 2019.
- [2] Secretaria de Estado Adjunta e da Energia, “Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H₂)”, 2020.
- [3] A. P. do Ambiente, “Roteiro para a Neutralidade Carbónica,” *República Port.*, vol. 2050, pp. 9–24, 2018.
- [4] APA, “Plano Nacional Energia E,” *Plano Nac. Energ. E Clima 2021-2030 (Pnec 2030)*, vol. 2030, no. Pnec 2030, pp. 1–200, 2019.
- [5] “DGEG.” <https://www.dgeg.gov.pt/pt/> (accessed Oct. 27, 2021).
- [6] “Energia.” <https://www.dgeg.gov.pt/pt/estatistica/energia/> (accessed Apr. 21, 2021).
- [7] D. Yogi Goswami, Frank Kreith, Jan F. Kreider, *Principles of Solar Engineering*, 2nd edition, Taylor & Francis, 2000. ISBN 1560327144
- [8] “Curso | elbX | MOOC Técnico.” https://partners.elearning.tecnico.ulisboa.pt/courses/course-v1:Partners+elbX+2020/course/?tpa_hint=saml-ist (accessed Apr. 21, 2021).
- [9] R. Araújo, “Análise dos Serviços de Sistema em Portugal e Espanha,” *FEUP - Faculdade de Engenharia da Unversidade do Porto*, 2009.
- [10] P.Frade, “THE IMPORTANCE OF CROSS-BORDER ANCILLARY SERVICES”, Instituto Superior Técnico, 2020.
- [11] “Agentes do Setor Energético | EDP.” <https://www.edp.pt/empresas/empresas-com-energia/agentes-do-setor-energetico/> (accessed Apr. 21, 2021).
- [12] “ERSE - Início.” <https://www.erse.pt/inicio/> (accessed Apr. 21, 2021).
- [13] J. Damião, “Análise do Mercado de Serviços de Regulação de Frequência Secundária e Terciária no Sistema Eléctrico Português,” *ISEL- Inst. Super. Eng. Lisboa*, vol. Julho, pp. 1–140, 2015.
- [14] C. Carneiro, “Mecanismos de funcionamento do Mercado de Serviços de Sistema - aplicação ao MIBEL,” pp. 1–95, 2016, [Online]. Available: https://recipp.ipp.pt/bitstream/10400.22/10644/1/DM_CeliaCarneiro_2016_MEESE.pdf.
- [15] “Power-to-gas - Wikipedia.” https://en.wikipedia.org/wiki/Power-to-gas#Energy_storage_and_transport (accessed Oct. 27, 2021).
- [16] H. Zhang, G. Lin, and J. Chen, “Evaluation and calculation on the efficiency of a water electrolysis system for hydrogen production,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 35, no. 20, pp. 10851–10858, 2010, doi: 10.1016/j.ijhydene.2010.07.088.
- [17] S. Shiva Kumar and V. Himabindu, “Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review,” *Mater. Sci. Energy Technol.*, vol. 2, no. 3, pp. 442–454, 2019, doi: 10.1016/j.mset.2019.03.002.

- [18] G. Kakoulaki, I. Kougias, N. Taylor, F. Dolci, J. Moya, and A. Jäger-Waldau, "Green hydrogen in Europe – A regional assessment: Substituting existing production with electrolysis powered by renewables," *Energy Convers. Manag.*, vol. 228, no. October 2020, 2021, doi: 10.1016/j.enconman.2020.113649.
- [19] E. Carrera and C. Azzaro-Pantel, "A methodological design framework for hydrogen and methane supply chain with special focus on Power-to-Gas systems: Application to Occitanie region, France," *Comput. Chem. Eng.*, vol. 153, p. 107386, 2021, doi: 10.1016/j.compchemeng.2021.107386.
- [20] F. Alshehri, V. G. Suárez, J. L. Rueda Torres, A. Perilla, and M. A. M. M. van der Meijden, "Modelling and evaluation of PEM hydrogen technologies for frequency ancillary services in future multi-energy sustainable power systems," *Heliyon*, vol. 5, no. 4, 2019, doi: 10.1016/j.heliyon.2019.e01396.
- [21] "Processo Da Eletrólise Da água, Diagrama Científico Da Química, Cartaz Educacional Da Ilustração Do Vetor Ilustração do Vetor - Ilustração de diagrama, fonte: 114367403." <https://pt.dreamstime.com/processo-da-eletrólise-água-diagrama-científico-química-cartaz-educacional-ilustração-do-vetor-image114367403> (accessed Apr. 21, 2021).
- [22] G. E. A. Dena, "dena Ancillary Services Study 2030 . Summary of the key results of the study " Security and reliability of a power supply with a high percentage," pp. 1–21.
- [23] "Power-to-Gas and Hydrogen Energy Storage for a 100% Renewable Future - YouTube." https://www.youtube.com/watch?v=4Ykv_ON-bRc (accessed Oct. 29, 2021).
- [24] E. Rozzi, F. D. Minuto, and A. Lanzini, "Dynamic modeling and thermal management of a Power-to-Power system with hydrogen storage in microporous adsorbent materials," *J. Energy Storage*, vol. 41, no. April, p. 102953, 2021, doi: 10.1016/j.est.2021.102953.

Anexos

Anexo A – Balanço de hidrogénio e de excesso de renováveis obtidos pelo modelo final

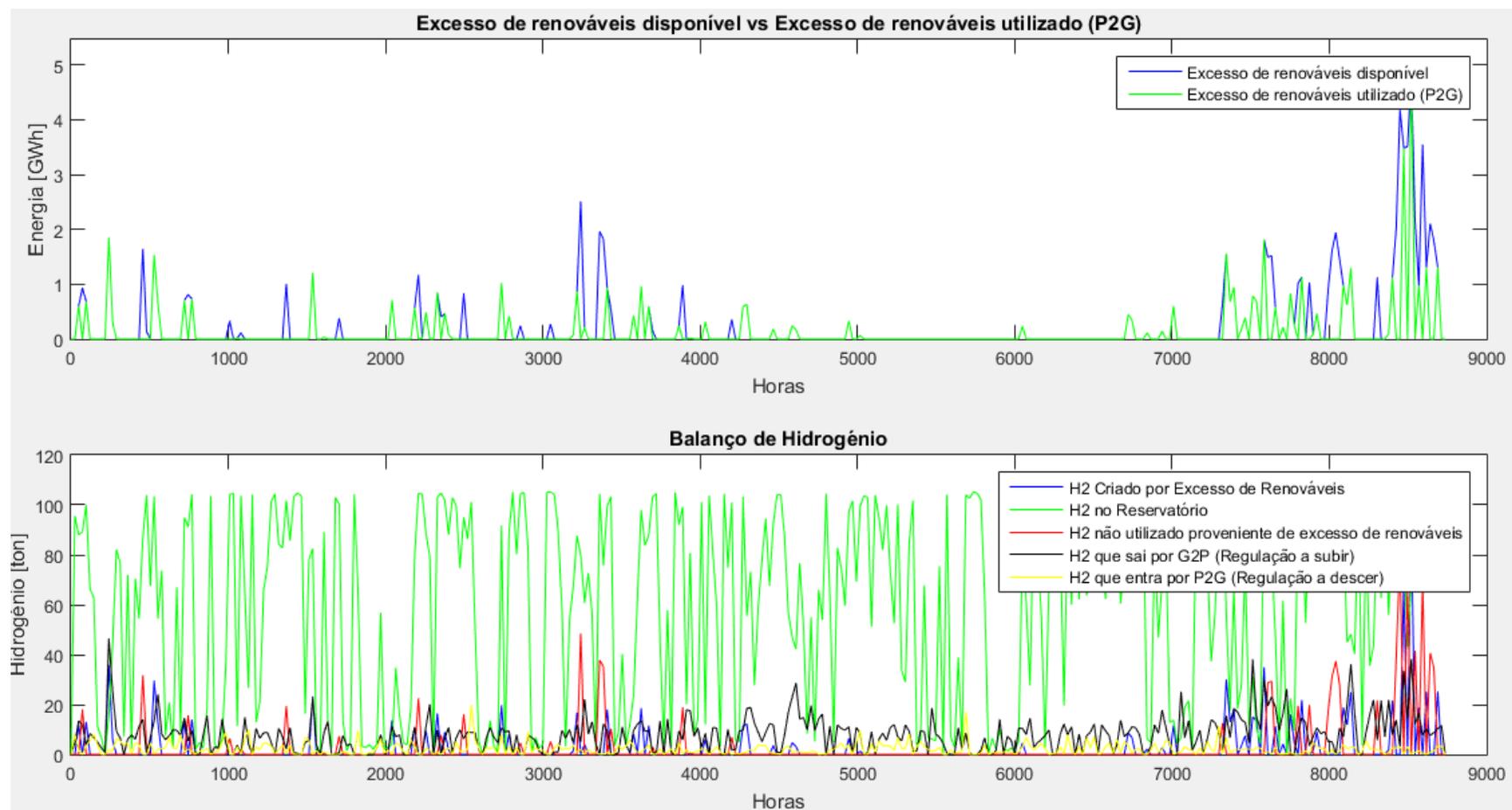


Figura 26 - Gráficos obtidos pelo modelo final, ano de 2030, caso horário

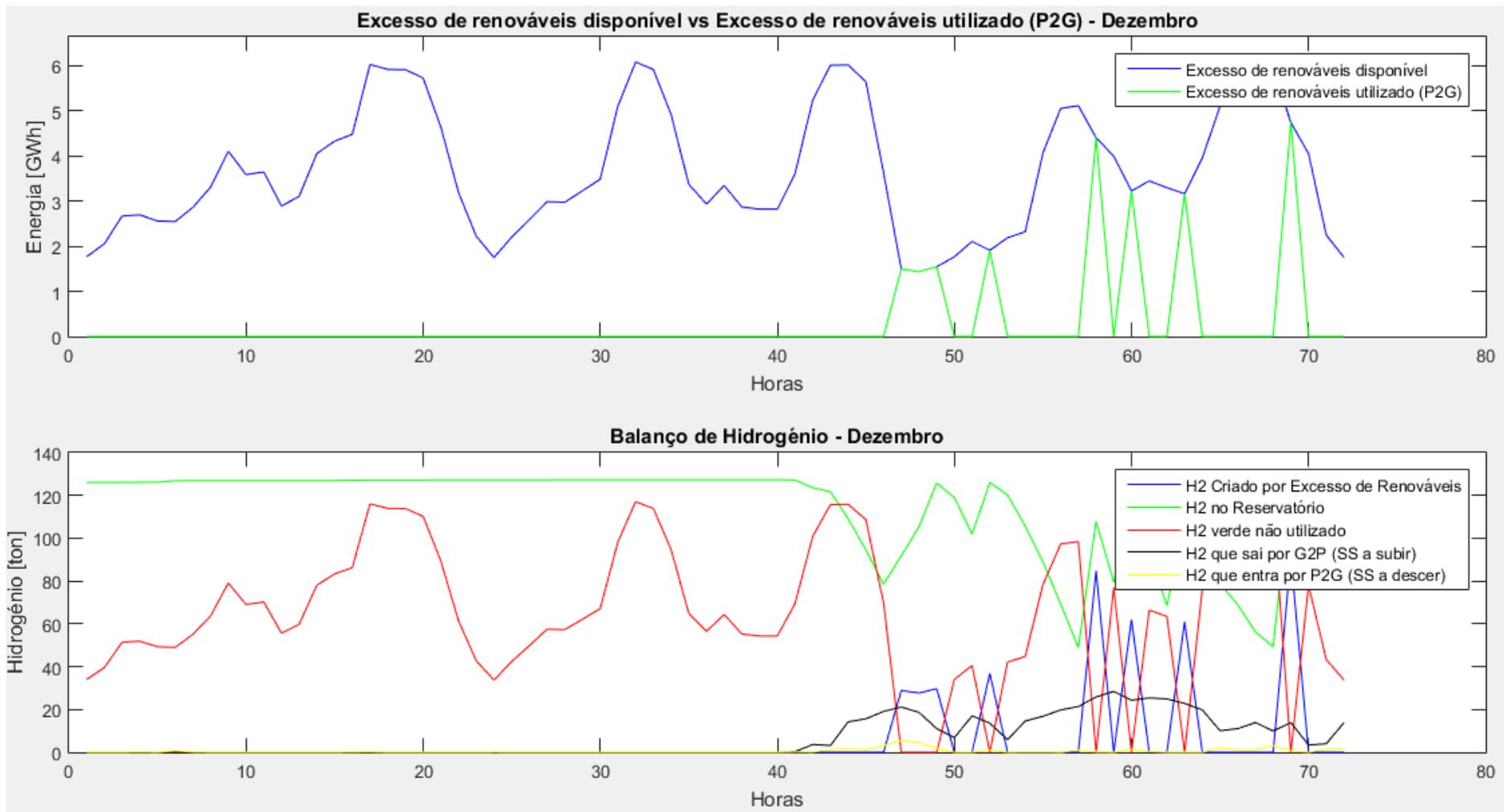


Figura 27 - Gráficos obtidos pelo modelo final, dias 1, 2 e 3 de Dezembro de 2040, caso horário

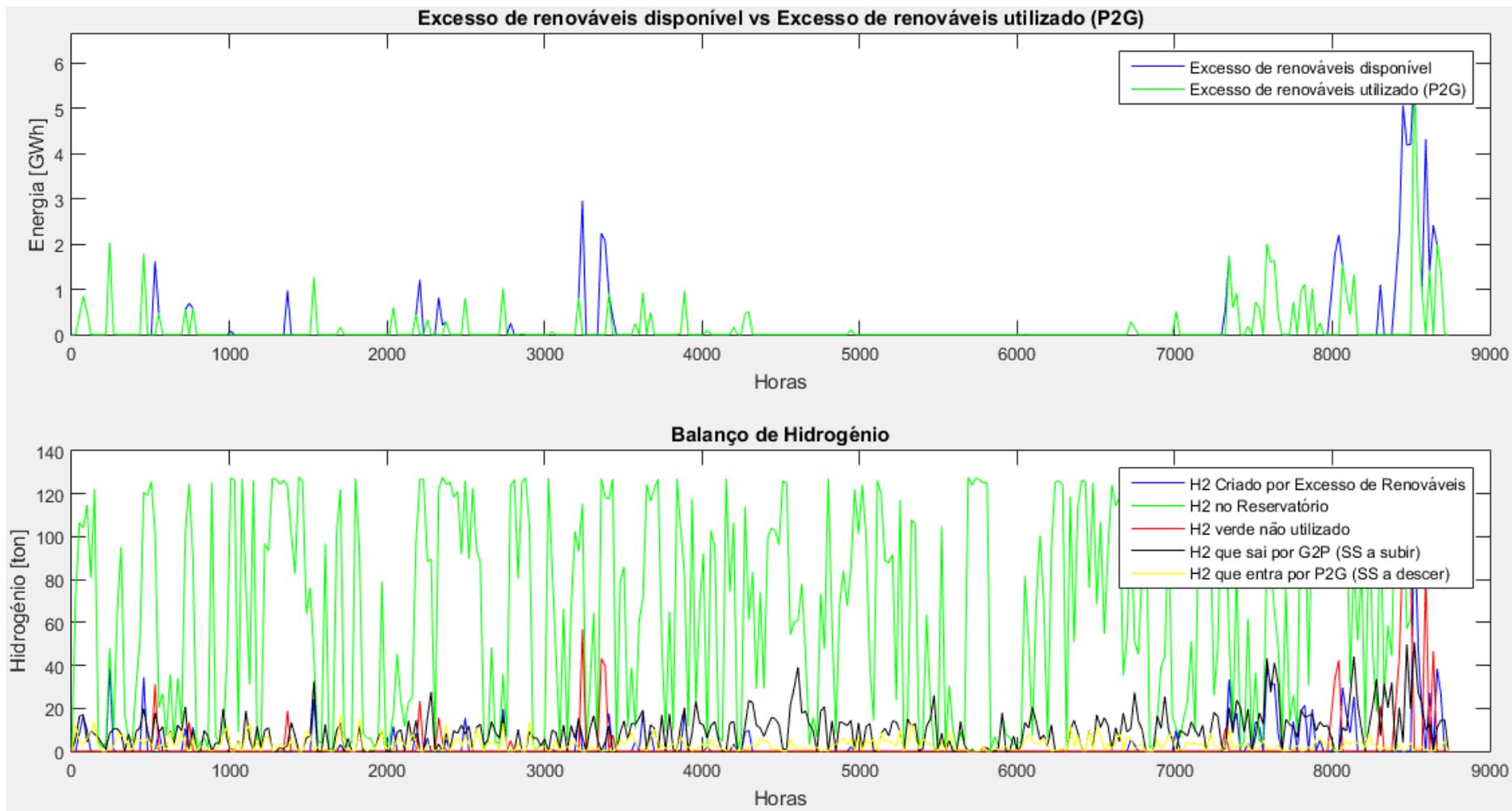


Figura 28 - Gráficos obtidos pelo modelo final, ano de 2040, caso horário

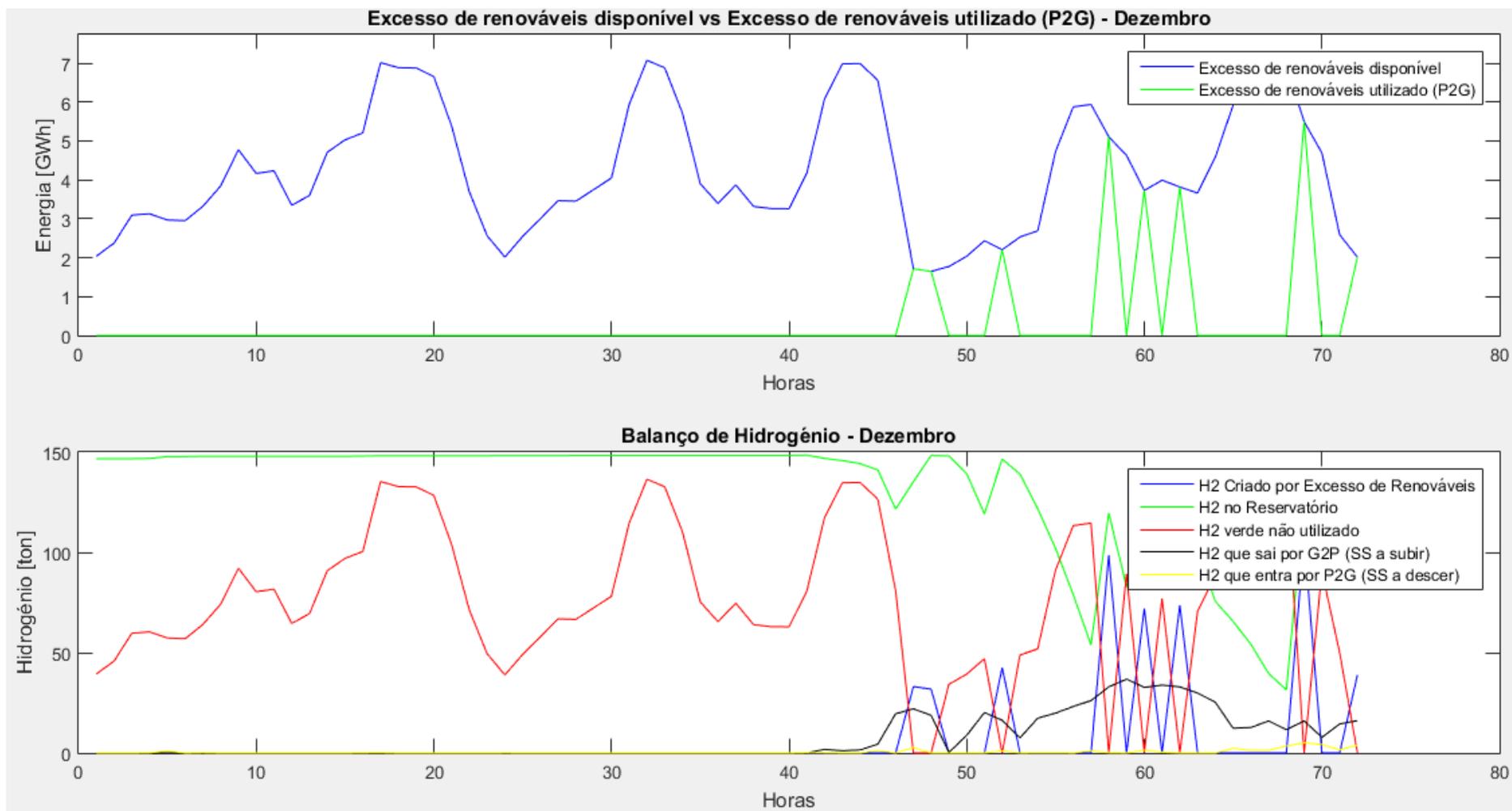


Figura 29 - Gráficos obtidos pelo modelo final, dias 1, 2 e 3 de Dezembro de 2050, caso horário

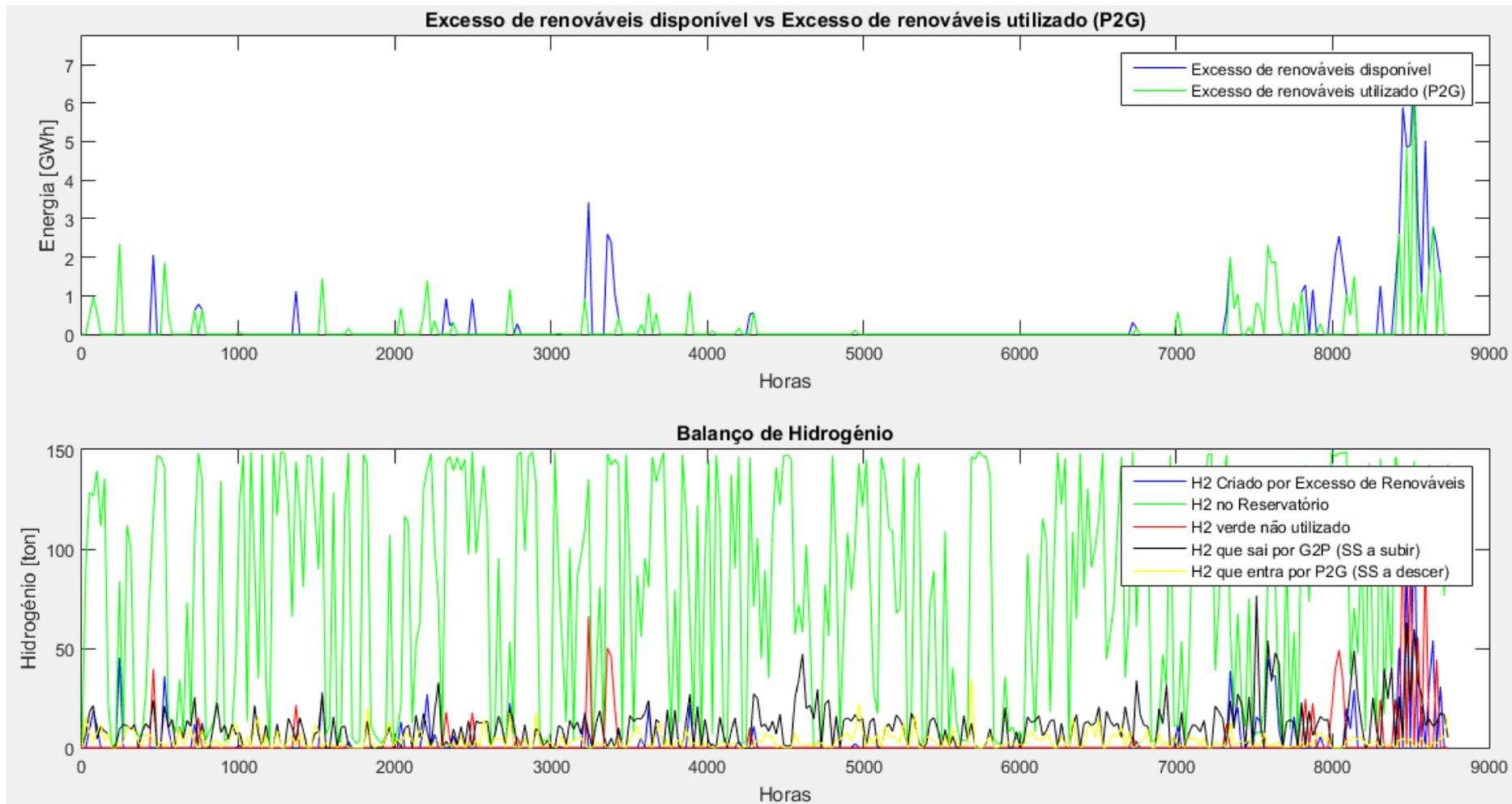


Figura 30 - Gráficos obtidos pelo modelo final, ano de 2030, caso horário