

1 2 9 0



UNIVERSIDADE D
COIMBRA

Luís Henrique Lourenço Carvalho

CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO DO SISTEMA
ELECTROPRODUTOR PORTUGUÊS

RESERVAS ESTRATÉGICAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Dissertação no âmbito do Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, ramo de Energia orientada pelo Professor Doutor Álvaro Filipe Peixoto Cardoso de Oliveira Gomes e pelo Engenheiro Fernando Manuel Gonçalves Ribeiro Martins e apresentada à Faculdade de Ciências e Tecnologia do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores.

Fevereiro de 2024



FACULDADE DE
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE DE
COIMBRA

Cenários de Evolução do Sistema Electroprodutor Português

Reservas Estratégicas de Energia Elétrica

Luís Henrique Lourenço Carvalho

Dissertação no âmbito do Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, ramo de Energia orientada pelo Professor Doutor Álvaro Filipe Peixoto Cardoso de Oliveira Gomes e pelo Engenheiro Fernando Manuel Gonçalves Ribeiro Martins e apresentada à Faculdade de Ciências e Tecnologia do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Júri:

Professora Doutora Maria do Carmo Raposo de Medeiros (**Presidente**)
Professor Doutor Álvaro Filipe Peixoto Cardoso de Oliveira Gomes (**Orientador**)
Professor Doutor Humberto Manuel Matos Jorge (**Vogal**)

Fevereiro de 2024

Agradecimentos

Ao meu professor e orientadores, Álvaro Gomes e Fernando Martins, por toda a ajuda e disponibilidade ao longo deste percurso.

À minha família e amigos por todo o apoio.

Aos meus colegas por todas as amizades e memórias.

À minha namorada por toda a paciência.

À mui nobre instituição académica que me albergou neste percurso, à Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra por tornar possível a realização desta dissertação.

Resumo

O crescente aumento da capacidade de produção baseada em fontes renováveis variáveis impõe cuidados redobrados para se garantir a adequação da oferta e a segurança do sistema.

É costume os países disporem de reservas estratégicas de energia para um período considerado crítico como garante da segurança do abastecimento. Nesse alinhamento, o objetivo deste trabalho é saber os requisitos em termos de recursos energéticos, nomeadamente o armazenamento, para que o país tenha “reservas de energia elétrica” para um período de pelo menos três meses, mesmo num contexto de seca extrema.

Para isso, recorrendo a cenários com base em relatórios oficiais (RMSA, RNC) para o sistema elétrico português, e efetuada uma avaliação à forma como este se irá comportar, com recurso à ferramenta de análise EnergyPLAN, foram quantificadas as necessidades dos diversos recursos para garantir níveis adequados de reservas. Também foi efetuado um estudo mais pormenorizado do uso do hidrogénio.

Os resultados mostram que, em diversos cenários, especialmente aqueles que representam anos secos e/ou com consumos elevados, o risco de existir défice de oferta em relação à procura é relevante. Além disso, o *curtailment* será enorme, especialmente com as recentes projeções de eólica *offshore*, se não existirem medidas que acompanhem esse aumento de capacidade, por exemplo o armazenamento. Para além disso, de forma a manter reservas estratégicas para três meses são necessários 12,2 GW e 2565 GWh.

Abstract

The energy transition will impose major challenges on the management of electricity systems. With production capacity increasingly based on variable renewable sources, the variability of these resources means that extra care must be taken to ensure that supply matches demand.

It is common practice for countries to have strategic energy reserves for a period considered critical as a guarantee of security of supply. With this in mind, the aim of this work is to find out the energy resource requirements for a country to have energy reserves for a period of at least three months, even in a context of extreme drought.

To achieve this, scenarios were devised for the Portuguese electricity system based on official reports (RMSA, RNC), and an assessment was made of how it would behave, using the EnergyPLAN analysis tool, which is capable of modeling electricity system scenarios on an hourly basis, allowing the impact of daily and seasonal fluctuations in renewable resources to be studied. A more detailed study of the use of hydrogen was also carried out.

The results show that in various scenarios, especially those representing dry years and/or with high consumption, the risk of there being a supply deficit in relation to demand is relevant. In addition, the curtailment will be enormous, especially with the recent projections for offshore wind, if there are no measures to accompany this increase in capacity, such as storage. Furthermore, in order to maintain strategic reserves for three months, 12.2 GW and 2565 GWh are needed.

Lista de Figuras

Figura 1 - Diagrama de carga em Portugal em 17/09/2023.....	4
Figura 2- Diagrama de carga em Portugal em 14/09/2023.....	4
Figura 3 - Net demand no sistema elétrico português.....	11
Figura 4 - Impacto na <i>Net demand</i> diferentes capacidades de armazenamento.....	14
Figura 5- Exemplo de instalação de bombagem <i>closed-loop</i>	16
Figura 6- Diagrama de sistemas CAES com processo diabático (esquerda) e adiabático (direita).....	17
Figura 7 - Evolução de custos e ciclos de vida de diferentes tecnologias de armazenamento.....	21
Figura 8 - Diferentes características de várias tecnologias de armazenamento.....	22
Figura 9 - Exemplo de interface do EnergyPlan com produção despachável.....	25
Figura 10 - Exemplo de interface do EnergyPlan com renovável variável.....	25
Figura 11- Representação do modelo EnergyPlan.....	28
Figura 12 - Áreas propostas e respetivas potências indicativas.....	31
Figura 13 - Fator de capacidade semanal em 2019 e média de 10 anos (Solar e Eólica).....	34
Figura 14 - Mix energético para os diferentes cenários em 2030.....	43
Figura 15 - Curtailment de variável renovável (Cenários 2030).....	44
Figura 16 - Número de horas anuais com défice de produção em relação à procura (Cenários 2030).....	45
Figura 17 - Mix energético para os diferentes cenários em 2040.....	46
Figura 18 - Curtailment de variável renovável (Cenários 2040).....	46
Figura 19 - Número de horas anuais com défice de produção em relação à procura (Cenários 2040).....	47
Figura 20 - Mix energético para os diferentes cenários em 2050.....	48
Figura 21 - Número de horas anuais com défice de produção em relação à procura (Cenários 2050).....	49
Figura 22 - Curtailment de variável renovável (Cenários 2050).....	50

Figura 23 – Percurso considerado para o estudo do hidrogénio	51
Figura 24 - Número de horas anuais com défice de produção	51
Figura 25 - Produção total das centrais CCGT e consumo para a produção de H2.....	52
Figura 26 - Número de horas anuais com défice de produção	53
Figura 27 - Produção total das centrais CCGT e consumo para a produção de H2.....	54
Figura 28 - Exemplo de semana típica de verão (2030)	55
Figura 29 - Exemplo de semana típica de verão (2050)	55
Figura 30 - Exemplo de semana típica de inverno (2030)	56
Figura 31 - Exemplo de semana típica de inverno (2050)	56
Figura 32 – Diagrama de carga correspondente a 15 dias do maior período de défice	58

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Características tecnologias de armazenamento.....	15
Tabela 2 - Dados REN e EnergyPlan para o ano de referência	29
Tabela 3 - Evolução da capacidade instalada a nível nacional para o horizonte 30/40 [RMSA-22].....	33
Tabela 4 - Capacidade instalada a nível nacional para o horizonte 2050 [RNC2050]....	33
Tabela 5 - Descarregamentos anuais em barragens e respetivos índices hidrológicos.	37
Tabela 6 - Cenários e subcenários definidos para simulação.....	40
Tabela 7 - Capacidades instaladas nos cenários 2030.....	41
Tabela 8 - Capacidades instaladas nos cenários 2040.....	42
Tabela 9 - Capacidades instaladas nos cenários 2050.....	43
Tabela 10 - Total anual de bombagem e produção hidroelétrica	
Tabela 11 - Máximo valor de 3 meses da reserva necessária	57
Tabela 12 - Totais relativos aos 15 dias do diagrama de carga anterior	58

Acrónimos

CAES	Compressed Air Energy System
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
ENSE	Entidade
FC	Fator de Capacidade
GEE	Gases de Efeito Estufa
GN	Gás Natural
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt hora
IRENA	International Renewable Energy Agency
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
MW	Megawatt
MWh	Megawatt hora
PDIRG	Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL
PNBEPH	Plano Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico
PV	Photovoltaic
REN	Rede Energéticas Nacionais
RES	Renewable Energy System
RMSA	Relatório de Monitorização e Segurança do Abastecimento
RNC	Roteiro para a Neutralidade Carbónica
RNTG	Rede Nacional de Transporte de Gás
SEE	Sistemas de Energia Elétrica
TRL	Technology readiness level

Índice

Agradecimentos	iv
Resumo	v
Abstract.....	vi
Lista de Figuras	viii
Lista de Tabelas	x
Acrónimos	xi
1. Introdução.....	1
1.1 Motivação	1
1.2 Objetivos.....	2
2. Contexto / Estado da arte.....	7
2.1 Revisão	7
2.2 Soluções e tecnologias de armazenamento.....	14
2.3 Ferramentas de planeamento	23
3. Metodologia.....	25
3.1 EnergyPlan	25
3.2 Dados 2019 / Comparação com optimização	28
3.3 Caracterização dos parâmetros	30
3.3.1 Perfis anuais de eólica/solar.....	34
3.3.2 Adição de capacidade de armazenamento em albufeiras e sistema de transvases	35
4. Cenários	39
4.1 Análise e discussão de resultados	43
4.1.1 2030	43
4.1.2 2040	45
4.1.3 2050	48
4.2 Hidrogénio	50
4.3 Perspetiva 30/40/50	54
4.4 Necessidades armazenamento - Reserva 3 meses	57
5. Conclusões e Trabalho Futuro	59
5.1 Conclusão	59
5.2 Trabalho Futuro	61
6. Bibliografia.....	63
Anexos	68

1. Introdução

1.1 Motivação

A preocupação com o impacto ambiental das atividades humanas é um assunto cada vez mais presente na agenda política nacional e internacional, sendo que a estratégia portuguesa para a política energética, alinhada com as metas da União Europeia, implica uma dependência cada vez menor de combustíveis fósseis. Portugal propõe-se a diminuir a emissão de gases efeito estufa com uma redução gradual da produção de eletricidade a partir de gás natural (carvão já foi descontinuado) com o objetivo de atingir a neutralidade carbónica no sector até 2050. [1]

Porém, um sistema elétrico fortemente baseado em fontes renováveis variáveis acarreta novos desafios, uma vez que sendo estas variáveis, nem sempre há oferta disponível para responder à procura em cada instante. O bom funcionamento de um sistema elétrico, com garantia da sua estabilidade e fiabilidade, implica que haja produção despachável constantemente disponível, para que o equilíbrio entre a geração e o consumo possa ser garantido. Isto poderá ser mais difícil de conseguir num sistema baseado em fontes renováveis variáveis e não despacháveis.

Por outro lado, poderá sempre argumentar-se que se pode atuar também do lado da procura e que, com as novas tecnologias e algoritmos de gestão, é possível ter algum controlo sobre os grupos geradores que recorrem a fontes renováveis variáveis. Mas mesmo assim, a variabilidade dos recursos eólico e solar exige um cuidado redobrado para se garantir recursos adequados do lado da oferta no sistema elétrico, pois mesmo com algum grau de controlo a sua inexistência coloca em causa o equilíbrio entre geração e procura que tem que existir sempre nos sistemas elétricos. Situações de ausência prolongada de recursos energéticos, nomeadamente solar e eólica, conhecidas como *dark doldrums* (do alemão *Dunkelflaute*) podem ser difíceis de lidar. [2]

Assim, no atual processo de transição energética, uma solução possível, para ultrapassar estes obstáculos e aumentar ainda mais a quota da produção renovável, passa pelo armazenamento. Aproveitando, nas diferentes tecnologias de geração, a produção que exceda o consumo em determinadas alturas, para a armazenar e suprir outras épocas do dia/semana/ano com menos oferta ou com mais consumo. De referir que o armazenamento é um recurso importante a que os sistemas de energia elétrica recorrem

há muitas décadas, no entanto com capacidades e quantidades ainda insuficientes para as necessidades futuras.

Normalmente os países, nas suas políticas energéticas e de segurança, dispõem de reservas estratégicas de energia para um tempo considerado como crítico. No contexto português é habitual considerar-se um armazenamento de energia, neste caso as reservas petrolíferas, para três meses [3]. Com a crescente eletrificação e disseminação das fontes renováveis variáveis e, portanto, com a mudança significativa de fontes de energia primária usadas na nossa economia convém adequar as reservas estratégicas do país a essa nova situação.

Desta forma, torna-se bastante pertinente estudar a existência de armazenamento em grande escala como peça essencial num sistema elétrico de energia no futuro totalmente descarbonizado. O foco deste trabalho será sobretudo no armazenamento de médio/longo prazo (armazenamento intersazonal e/ou interanual) e não tanto no armazenamento para lidar com situações de curto prazo (intradiárias). No caso do médio/longo prazo está-se a falar de adequação do sistema elétrico, ou seja, saber se há recursos no lado da oferta suficientes para um fornecimento adequado da procura. saber se há recursos no lado da oferta suficientes para um fornecimento adequado da procura.

1.2 Objetivos

Nos sistemas elétricos de energia existem diferentes tecnologias de armazenamento e com diferentes características e funcionalidades, nomeadamente controlo de tensão, frequência ou arbitragem, desde a pequena escala usando, por exemplo, baterias de lítio até à bombagem hídrica em albufeiras, a grande escala.

Porém, com o aparecimento de novas tecnologias de armazenamento, o decréscimo dos seus custos assim como o aumento da capacidade instalada de geração baseada em fontes renováveis, o interesse no investimento em reservas de energia elétrica é cada vez mais promissor e relevante com as inúmeras vantagens que pode trazer tanto do ponto de vista económico como de segurança do abastecimento num sistema cada vez mais baseado em produção renovável variável. De qualquer das formas é sempre necessário distinguir a diferente utilização que as diversas tecnologias de armazenamento têm no sistema elétrico. Por exemplo, enquanto que para controlo de frequência e arbitragem intradiária (curto prazo) armazenamento de pequena

capacidade, por exemplo baterias, podem ser viáveis, já para longo prazo é necessário outro tipo de armazenamento, como por exemplo albufeiras.

Quando falamos em armazenamento de energia elétrica, estamos sempre a referir a formas de energia (potencial nas albufeiras, química nas baterias, potencial em sistemas de ar comprimido) armazenada e que rapidamente podem ser convertidas em energia elétrica (descarga dos armazéns), assim como o processo inverso (carregamento dos armazéns).

Olhando para o panorama internacional, Portugal pertence ao grupo de países com maior capacidade de armazenamento por bombagem, com 3,5 GW de potência e 3200 GWh de armazém disponível em albufeiras. Considerando a dimensão do nosso sector elétrico e mais precisamente o valor diário da ponta de consumo em Portugal, são valores bastante significativos. [4], [5]

Ainda que não esteja sempre disponível, uma vez que a ponta máxima de bombagem entre Setembro de 2022 e Agosto de 2023 tenha sido apenas de 2,4 GW, a ponta no consumo foi 9,3 GW com uma média das pontas mensais de 7,8 GW, o que revela alguma margem de capacidade de suporte à rede. Em relação aos totais acumulados, para o mesmo período, a média de consumo mensal foi 4181 GWh e a média de bombagem foi 283 GWh, o que corresponde a cerca de 7%. [6]

Olhando para o histórico de produção eólica e solar em Portugal nos últimos anos podem constatar-se duas coisas: aumento da capacidade instalada e períodos em que a geração com base nessas fontes é superior ao consumo e muitos períodos em que é bastante inferior. Verifica-se também o comportamento típico destas fontes de energia: a grande variabilidade, muitas vezes a sua disponibilidade não alinhada com o consumo e períodos de quase total ou total ausência.

Com uma pesquisa rápida no *data hub* da REN [6] encontram-se dias muito próximos entre si em que só a produção renovável já excede o consumo [Figura 1] e outros em que é preciso recorrer à importação ou centrais de ciclo combinado para assegurar o abastecimento do consumo [Figura 2].

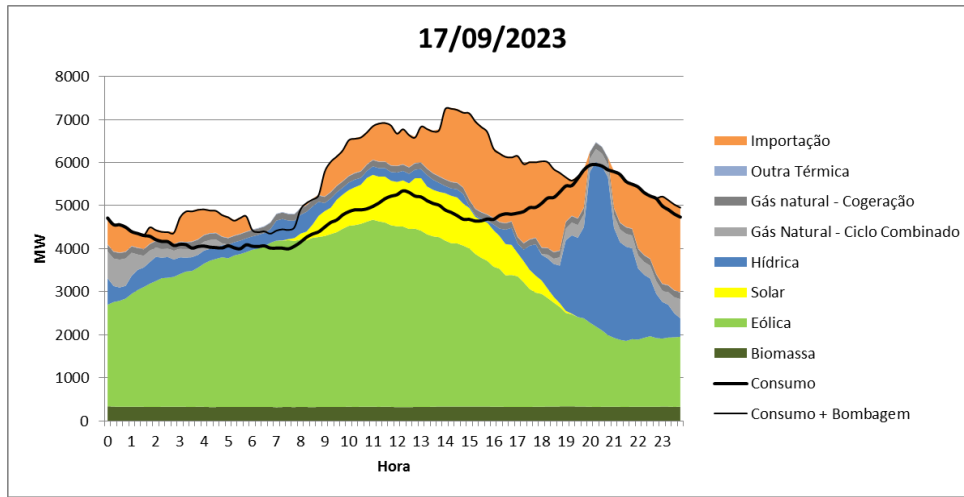


Figura 1 - Diagrama de carga em Portugal em 17/09/2023

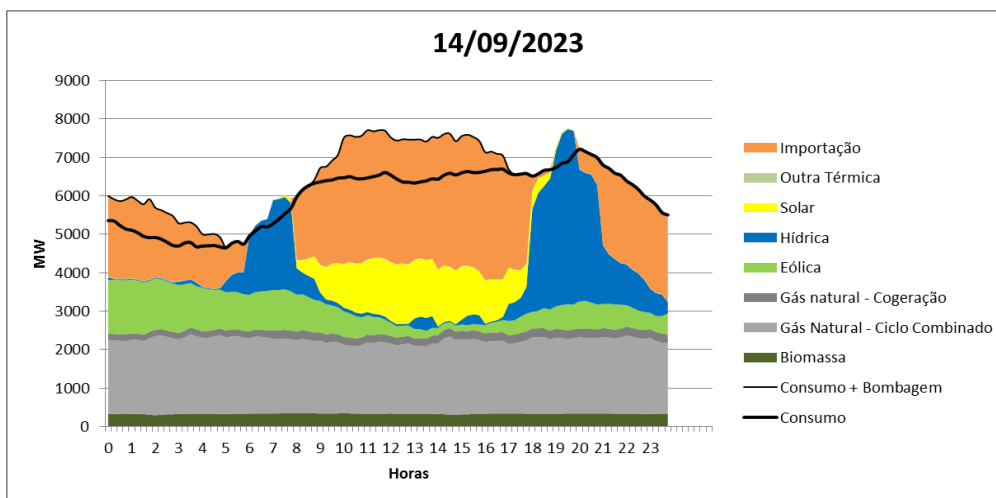


Figura 2- Diagrama de carga em Portugal em 14/09/2023

Numa perspetiva de segurança do abastecimento, é essencial avaliar as necessidades do sistema elétrico no médio e longo prazo. Para isto, e sustentado no Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento (RMSA) constituído pela Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) em Portugal, é necessária a monitorização da evolução dos SEE que deve contemplar “nomeadamente o equilíbrio entre a oferta e a procura no mercado nacional, o nível de procura prevista e dos fornecimentos disponíveis, a capacidade suplementar prevista ou em construção, bem como a qualidade e o nível de manutenção das redes e as medidas destinadas a fazer face a níveis extremos de procura e às falhas de um ou mais produtores ou comercializadores” [5].

Assim, pretende-se simular futuros cenários no sistema elétrico português, de forma a perceber como este se irá comportar perante os recursos do lado da oferta

potencialmente disponíveis e com diversos cenários em termos de consumo em diferentes horizontes temporais: 2030, 2040 e 2050. Os cenários terão como base documentos e relatórios técnicos diversos, como o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento (RMSA) [5], o Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC_2050) [1] e o Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH) [7] de forma a conseguir reunir dados com algum fundamento de base.

Pode ainda ter-se em consideração outros fatores que influenciem quer a oferta quer a procura, por exemplo fatores climáticos e seus impactos quer na procura quer na disponibilidade do lado da oferta.

Assim o objetivo deste trabalho passa pela análise de futuros cenários e resposta a algumas questões, por exemplo:

Qual a capacidade de armazenamento necessária, para um dado nível de renováveis variáveis, para garantir o abastecimento de energia elétrica durante 3 meses e em situação de escassez de fontes primárias?

Quais as contribuições das diversas tecnologias disponíveis?

Quais os benefícios de diferentes capacidades de armazenamento no sistema elétrico?

Que desafios podem surgir nos SEE ao acabar com a produção despachável a gás natural prematuramente?

Estas são algumas das questões que interessará responder para antecipar o que poderão ser as necessidades do sistema electroprodutor português num futuro com grande participação de fontes renováveis variáveis.

2. Contexto / Estado da arte

2.1 Revisão

Nos últimos anos, com a capacidade de produção baseada em fontes variáveis renováveis cada vez mais significativa, o interesse da comunidade científica tem despertado no sentido de estudar soluções para conseguir integrar de forma adequada as elevadas e cada vez maiores quantidades dessas fontes. A resposta aos desafios colocados requer sistemas elétricos cada vez mais flexíveis, de forma a garantir um abastecimento contínuo e seguro nas redes elétricas.

O artigo [8] mostra como o armazenamento de energia elétrica em grande escala pode ajudar na integração de energias renováveis variáveis no sistema elétrico Irlandês, usando hídrica de bombagem para acomodar grandes quantidades de energia eólica. Os resultados mostram que é claro que a bombagem aumenta a viabilidade de maior integração de eólica no sistema elétrico assim como reduz os seus custos operacionais. Por exemplo, com uma reserva de 500 GWh são necessários 4500 MW de potência de descarga para obter uma penetração eólica de 60% (*curtailment* de 40%). Por sua vez, com apenas 25 GWh de armazenamento, o *curtailment* atinge os 70%.

Contudo, os resultados podem ser diferentes consoante as capacidades de bombagem existentes, os preços dos combustíveis ou o total anual de energia produzida.

Na dissertação [9] é estudado o desempenho do armazenamento no Sistema elétrico português com foco no horizonte 2030 e nas implicações do aumento das renováveis. As simulações foram realizadas numa base horária pelo que é mais fiável quando comparado com outros estudos com menor granularidade temporal, uma vez que leva em conta as flutuações diárias e sazonais de oferta e consumo de energia típicas durante o ano. A simulação mostrou que, em 2030, Portugal ainda dependerá, em certa medida, da produção térmica, especialmente em cenários de anos secos, onde o gás natural corresponde a 32% do mix energético. A bombagem hídrica prevista permitiu um aumento de 9% na produção hidroelétrica e conseqüentemente uma redução equivalente na produção de centrais a gás natural. Em cenários de anos considerados normais e húmidos, esta redução foi de 6% e 3%, respetivamente.

O armazenamento hídrico revelou-se também importante para evitar *curtailment* de energia renovável, pelo que a sua capacidade prevista de 3538 MW para 2030 consegue acomodar o aumento previsto da quantidade de variáveis renováveis.

O artigo [10] apresenta o planeamento do sistema elétrico português e as soluções técnicas de forma a conseguir uma produção de eletricidade totalmente baseada em fontes renováveis com a integração de vários tipos de armazenamento. É feita uma análise horária, usando o software H2RES, com duas abordagens diferentes. Uma sem capacidade de interligação – ilha – e outra em situação real, de sistema aberto permitindo o *import/export*.

Os autores concluem que atingir a meta de 100% de energia renovável num sistema fechado seria mais difícil e dispendioso, o que revela que as interconexões são importantes para a sua flexibilidade. O aumento do armazenamento também diminui a necessidade de instalação de geração convencional.

O artigo [11] analisa possíveis estratégias para o sistema elétrico português caracterizadas de acordo com o consumo de eletricidade previsto, a percentagem de fontes renováveis e com um foco final num cenário de um sistema totalmente renovável. Para cada ano foram analisados cenários com a ferramenta de simulação *EnergyPlan*, sendo que o cenário de um sistema elétrico com a produção 100% proveniente de fontes renováveis é teoricamente possível porém existe a necessidade de aumentar significativamente a sua capacidade instalada de forma a evitar falhas no abastecimento durante o período de verão.

Isto acarreta, naturalmente, mais custos para o sistema e podem ocorrer excesso de produção durante os meses de inverno, o que leva a desperdício de recursos. Como exemplo, neste cenário, o consumo anual é de 53,6 TWh enquanto que a produção total é de 80,5 TWh sendo 10 TWh desperdiçados (*curtailment*).

As interconexões juntamente com a inclusão de sistemas de armazenamento revelam-se muito importantes para a estabilização de um sistema dependente de fontes renováveis variáveis.

Em [12] são analisados os impactos no sistema elétrico, de diferentes níveis de capacidade solar PV instalada, numa zona de Itália nas necessidades de geração térmica

despachável e de resposta às rampas de carga. Também é estudada a capacidade de armazenamento necessária para suavizar picos e evitar *curtailment*.

Os resultados mostram que o aumento da capacidade fotovoltaica na região não reduz as necessidades de geração térmica uma vez que não reduz o pico da procura. Isto porque o pico de procura acontece normalmente ao anoitecer, período em que já não existe produção solar. A sua contribuição para a satisfação dos consumos também diminui percentualmente uma vez que aumentam os momentos de excesso de produção. Além disto, provoca que as rampas de carga sejam mais frequentes e acentuadas, efeito já conhecido derivado da *Duck Curve* (Figura 3).

A existência de armazenamento altera significativamente estes resultados mas são necessárias grandes quantidades. Suavizar o diagrama de carga requeria entre 2 a 7 GWh de capacidade de armazenamento por cada GW de capacidade solar PV instalado. As centrais de solar concentrado também podiam ser úteis uma vez que têm alguma capacidade de armazenamento deslocando a sua produção.

Na dissertação [13], são analisados os resultados de dois cenários de armazenamento até 2050, usando o modelo TIMES_PT, de forma a perceber o potencial de armazenamento e quais as tecnologias possíveis de ser utilizadas. Um dos cenários considera um máximo de emissões de GEE de 50% em 2050 face aos valores de 1990, o outro considera uma componente significativa de produção de eletricidade descentralizada. Conclui-se que o melhor período para armazenar é o noturno sendo a melhor aplicação da eletricidade armazenada nos períodos de pico de consumo e as tecnologias mais promissoras num regime de produção descentralizado são as baterias de chumbo ácido, as baterias de sulfureto de sódio e as *flow battery* Vanadium redox.

Na dissertação [14] procura-se averiguar o cumprimento das metas estabelecidas no acordo de Paris, através da aplicação dos pressupostos assumidos nos planos energéticos, nomeadamente o RNC2050 e o PNEC_2030 com recurso à ferramenta de análise EnergyPLAN.

Os cenários para 2040 apresentam um índice de penetração renovável de 93.6% e 95,1%, respetivamente para ano seco e húmido, e portanto cumpre as metas estabelecidas. De referir que as tecnologias utilizadas para o armazenamento e conversão de energia foram as albufeiras com bombagem, bancos de baterias

eletroquímicas, veículos elétricos com sistemas V2G e hidrogénio (eletrolisador – fuel cell).

De acordo com os resultados obtidos prevê-se que Portugal atingirá a neutralidade carbónica em 2050, tendo-se resultados muitos próximos destes já em 2040, no que diz respeito ao setor elétrico, encontrando-se assim muito próximo de se tornar autossustentável.

O “Storage Future Study” explora o armazenamento elétrico e a forma como este pode influenciar a evolução e operação dos sistemas de energia e divide o seu desenvolvimento em quatro fases. [15], [16].

Estas seguem uma linha de tendência de evolução da duração do armazenamento ao longo do tempo e a forma como o seu custo varia consoante a sua duração/capacidade começando por reservas de curta duração, com maiores custos e melhor remuneração para progressivamente evoluir para reservas com maior duração com menor retorno mas também com menores custos associados.

Muitas das tecnologias têm um custo associado significativo, função da sua capacidade de armazenamento de energia e potência. Contudo, a remuneração de alguns dos serviços prestados pelo armazenamento não é função dessas características, logo não tem em consideração o aumento dos custos das tecnologias em função da capacidade instalada. Daí se conclui que é vantajoso que o armazenamento possa ser usado tão extensivamente quanto possível (fornecimento de reservas, arbitragem de energia, etc) de forma a aumentar a sua remuneração e recuperar os custos do investimento. Ou seja, sempre que possível (técnica e regulamentarmente) o armazenamento deve ser usado

Tendo em conta as mudanças nas tecnologias disponíveis e nas condições de mercado, custos ou condições de acesso, é de esperar que nas próximas décadas o leque de armazenamento instalado seja proveniente de um *mix* de tecnologias de forma a responder a vários serviços e aplicações no mercado de energia.

Em relação ao caso português, atualmente a capacidade de armazenamento é quase toda composta por bombagem hídrica de albufeira, aproximadamente com 3,5 GW/3200 GWh. As previsões apontam para que no futuro, existam 7,5 GW/3400 GWh de capacidade instalada de armazenamento em diferentes tecnologias. [1]

Assim, e tal como este estudo [15] indica, existirão diferentes fases no que diz respeito à implantação da oferta de armazenamento nos sistemas elétricos.

Primeiramente, é implementado (já existe) armazenamento de curta duração, geralmente períodos inferiores a uma hora, e resulta da necessidade de novas tecnologias que permitam o fornecimento de reservas operativas a custos competitivos.

Esta fase pode passar, por exemplo, pela instalação de bancos de baterias para fornecimento das reservas operativas, que poderiam substituir, por exemplo, centrais de ciclo combinado ligadas com o propósito de fornecer esses serviços [15].

O passo seguinte passa pela instalação de armazenamento com 2-6 horas de duração para oferta de capacidade em períodos de pico no diagrama de carga, por exemplo em dias de temperaturas extremas. Esta fase está intrinsecamente ligada ao aumento da capacidade solar PV instalada, que além de criar condições para armazenar a custos baixos durante o dia, efetuando o desvio de energia, aumenta o efeito da chamada *Duck-curve*, que consiste no surgimento de uma maior rampa de carga ao anoitecer (Figura 3). Este efeito (aumento da taxa de variação – rampa - da *net demand*) pode ser mitigado por essas reservas (armazenamento).

Na Figura 3 é possível ver a evolução gradual da procura líquida (*Net Demand*), conceito que corresponde ao consumo total subtraído pela produção renovável, neste caso apenas a solar. Assim apresenta-se os dados dos últimos anos, no sistema elétrico português, assim como uma possível previsão para 2050 num cenário com 25 GW de capacidade solar (equivalente ao cenário B3, explorado mais à frente no trabalho).

É importante notar que a produção solar já começa a ter algum efeito visível na subida da rampa de carga e há, previsivelmente, uma mudança drástica em 2050, inclusive a atingir valores negativos durante o dia onde o fotovoltaico por si só supera o consumo.

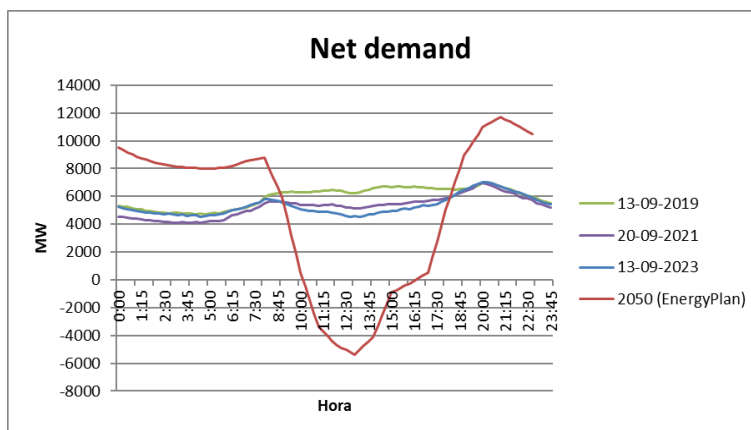


Figura 3 - Net demand no sistema elétrico português

A evolução depois desta fase dependerá bastante do quanto diminuir os custos de armazenamento e do aumento da capacidade instalada de produção renovável e passa pelo aparecimento de tecnologias de armazenamento mais baratas que sejam competitivas economicamente para utilizações em períodos alargados de tempo [15].

As opções de tecnologias incluem por exemplo o CAES ou a bombagem *closed-loop* que pode proporcionar um *shift* adicional da geração eólica ou solar de forma a colmatar as discrepâncias diárias entre a oferta disponível e procura.

O futuro “zero carbono” só será possível depois de conseguir soluções que permitam guardar o “excesso de oferta” renovável em certos períodos do dia/ano para os períodos em que há “défice de oferta”. Assim, os maiores desafios serão abastecer períodos de alguns dias com pouca produção eólica ou solar ou estações do ano como o Verão em que durante alguns meses existe uma afluência de água nas albufeiras muito baixa.

As discrepâncias sazonais da oferta renovável serão o principal fator para necessidade de instalação de armazenamento de longa duração. O quanto e o quando venham a surgir dependerá do avanço das tecnologias disponíveis e dos seus custos associados.

As possíveis tecnologias nesta fase baseiam-se, por exemplo, na produção de combustíveis como o hidrogénio ou outras hipóteses que possam ser armazenadas em por várias semanas ou meses com poucas perdas e custos reduzidos. [17]

As reservas desempenham um papel essencial como garante de segurança, estabilidade e continuidade do fornecimento. No entanto, é necessário continuar a expandir a sua capacidade nos sistemas com cada vez maior penetração de renováveis [18].

Devido às necessidades continuadas dessas reservas e às características das fontes renováveis, num sistema elétrico com tecnologias de geração que apresentem grande variabilidade diária e/ou sazonal é necessário acautelar-se a existência de reservas de curto prazo ou operativas e também reservas sazonais.

As necessidades de reservas diárias ou semanais estão diretamente relacionadas com a capacidade de renovável variável instalada e com a maior ou menor discrepância entre diagramas de produção e diagramas de carga. Por exemplo, parques solares exigem flexibilidade para curta duração tendo em conta o ciclo diário do sol. Mais

capacidade de produção eólica tem mais influência na flexibilidade semanal uma vez que é comum existirem períodos de muito vento e elevada produção durante alguns dias seguidos de dias em que a produção é nula ou perto disso. Por sua vez, dado que há uma aparente maior variabilidade da eólica, a sua exigência em termos de armazenamento também será maior [19].

Por outro lado, os ciclos hídricos cada vez mais incertos e distantes temporalmente impõem uma grande exigência de manter armazenamento sazonal disponível para os períodos de indisponibilidade de recursos. [20], [21]

A utilização de uma tecnologia que disponibilize reservas para fornecer apenas um tipo de serviço, neste caso reservas de longa duração, pode ser muito desafiante do ponto de vista económico, uma vez que pode ser mais difícil recuperar o investimento. Relativamente à gestão do recurso “armazenamento” deve referir-se que em ambiente de mercado os responsáveis pelo recurso procurarão tirar o melhor proveito do investimento efetuado, fazendo a gestão do recurso que achem adequada.

Posto isto, devem então existir incentivos a uma utilização racional, do ponto de vista dos SEE, desse recurso. Convém referir também que a utilização de curto prazo (por exemplo, diária) pode ser baseada nas diferenças de preço do mercado ao longo do dia e também nos preços pagos pelos diferentes serviços de sistema em que participem. Porém, na gestão de reservas de longo prazo (sazonal, inter-anual) poderá haver necessidade de incentivos específicos para este serviço se tornar rentável, uma vez que se mantém muito tempo em *standby*. [15]

As tecnologias de armazenamento mais utilizadas atualmente passam pela bombagem hídrica ou as baterias, porém ainda não existe capacidade suficiente para as necessidades de flexibilidade futuras. Nas redes elétricas do futuro e para providenciar as necessidades de flexibilidade semanal e até sazonal são necessárias mais soluções.[19]

Na Figura 4 verifica-se o impacto da utilização do armazenamento ao efetuar desvios diários de eletricidade durante um dia de verão. À medida que a capacidade de armazenamento aumenta, a curva da *net demand* torna-se mais nivelada dado que é possível aproveitar mais o excesso de solar durante o dia desviando para o período noturno.

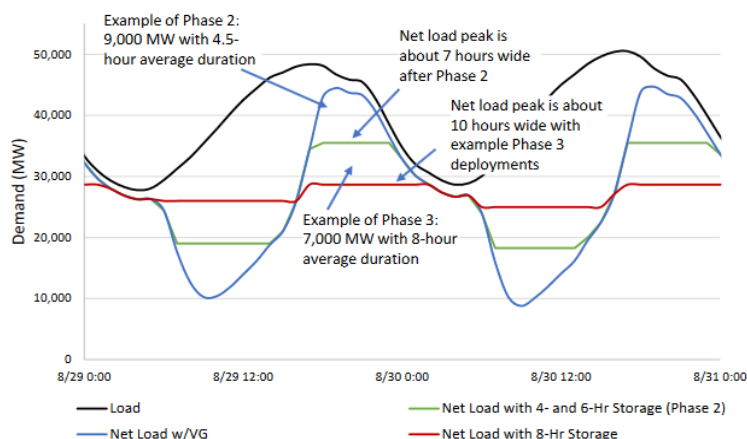


Figura 4 - Impacto na *Net demand* diferentes capacidades de armazenamento

2.2 Soluções e tecnologias de armazenamento

Num sistema elétrico de energia, o armazenamento é essencial para a integração de grandes quantidades de variáveis renováveis além de poder contribuir para a qualidade e fiabilidade do mesmo. Pode recorrer-se a diferentes tecnologias para o armazenamento, sendo que a sua potência, capacidade e tempo de resposta definem a sua aplicação nos diferentes serviços prestados no sistema elétrico tendo em conta também os requisitos temporais distintos entre eles.

Algumas aplicações exigem uma maior duração de reservas, como é o caso da arbitragem ou cobertura de pontas, enquanto serviços como a regulação de frequência ou voltagem necessitam, de cada vez, uma menor quantidade mas com um tempo de resposta mais rápido. [4]

Num eventual sistema elétrico livre de emissões serão necessárias reservas sazonais, ou seja, com durações de até centenas de horas. Posto isto, são apresentados vários tipos de tecnologias de armazenamento caracterizando um conjunto de aspetos relevantes para este trabalho. Será dada ênfase às tecnologias que permitam armazenamento de média/longa duração e passíveis de desenvolver/implementar (maturidade comercial) a larga escala.

Atualmente a tecnologia de armazenamento mais implementada no mundo e também em Portugal, com grande capacidade e fiabilidade é a hídrica de bombagem, sendo que o CAES (ar comprimido) e o hidrogénio têm grande potencial para, no

futuro, se afirmarem como opções fiáveis e competitivas de modo a oferecerem mais soluções de flexibilidade aos sistemas elétricos. [1], [5], [22], [23]

Na Tabela 1 destaca-se um resumo de algumas características de tecnologias de armazenamento agregando valores de diferentes fontes, juntando desta forma as mais consensuais ao nível do estado da arte no sentido de armazenamento em larga escala. [4], [19], [22], [24], [25]

Tabela 1 - Características tecnologias de armazenamento

Tecnologia	Potência (MW)	Capacidade (GWh)	Duração do armazenamento	Tempo de descarga	Investimento (€/kW)	(€/kWh)	TRL (?/11)	Eficiência (%)
Hídrica de bombagem	100 - 3000	1 – 100	Meses	Horas - Dias	1500 - 3000	20	11	80
Ar comprimido CAES	10 - 300	0,01 -10	Dias - Meses	Horas	500 -1500	40	8	45-60
Hidrogénio	Até 1000	Até 100	Dias - Meses	Horas - Dias	2000 - 5000	10	4	20-40
CSP (Solar concentrado)	Até 300	7,5 Horas	Horas	Horas	4000 - 6000	-	8	-
Baterias (ião-lítio)	100 - 400	200 – 1200 (MWh)	Horas	Minutos - Horas	150 - 1000	500	9	85

Hídrica de bombagem

Esta tecnologia representa, atualmente, 95% de toda a capacidade mundial e resulta do armazenamento de água num reservatório a uma cota superior, que pode ser bombeada a partir de um reservatório inferior aproveitando assim o potencial criado pelo desnível entre eles. A água pode ser bombeada e descarregada por meio de turbinas reversíveis que tanto podem atuar como geradores ou motores. [22]

A maior desvantagem desta tecnologia é sua restrição à exigência de característica geográfica do espaço de construção das barragens (reservatório superior e inferior). Estas instalações podem ser caracterizadas por *open loop* onde é construída aproveitando um curso de água natural (rios, ribeiras, ...), o que acontece praticamente

em todas as instalações atualmente. No futuro, e de forma a permitir mais construções, esta restrição pode ser colmatada por uma instalação *closed loop* (Figura 5) onde são construídos reservatórios artificiais com desníveis diferentes, sem ligação a qualquer curso de água permitindo assim mais possibilidades para a sua localização [26] .

Uma vez construída tem custos de armazenamento muito baixos e pode garantir grandes quantidades de energia quando comparado, por exemplo, com as baterias.

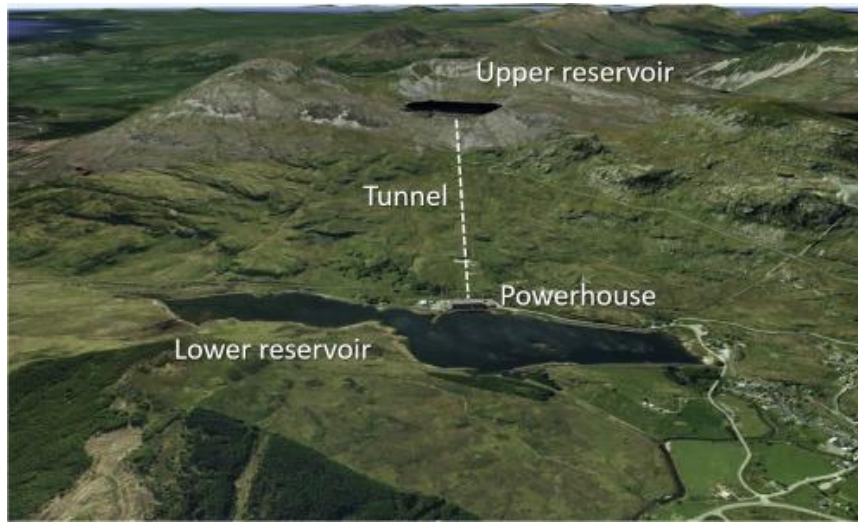


Figura 5- Exemplo de instalação de bombagem *closed-loop* [12]

Devido à sua grande capacidade e flexibilidade, o armazenamento com bombagem pode desempenhar um papel fundamental na integração de energias renováveis nas redes elétricas.

As turbinas hidroelétricas têm capacidade de responder rapidamente a pedidos, quer do operador de sistema quer do próprio sistema de controlo, e apresentar alterações significativas na potência injetada em poucos minutos podendo por isso aplicar-se em várias áreas como a arbitragem, reservas, cobertura de pontas, serviços da rede, regulação de frequência e tensão. [24]

Ar comprimido

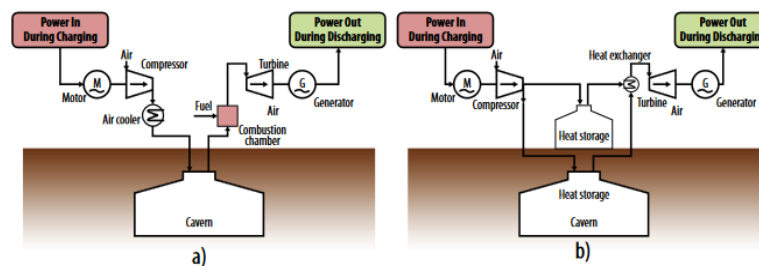
Esta tecnologia é uma das maiores em termos de capacidade instalada com 2 grandes centrais instaladas a nível mundial, Huntorf (Alemanha), com 321 MW, e McIntosh (USA, Alabama) com 110 MW. [22]

Durante o processo de compressão do ar (carregamento do armazenamento) há libertação de calor para a atmosfera que deve ser “reposto”, no processo de expansão e produção de energia elétrica (descarga do armazém), sendo para isso utilizado o gás natural. Não é, por isso, um sistema livre de emissões uma vez que implica a queima de um combustível. [27]

As principais desvantagens são a sua ainda baixa eficiência (à volta de 50%) e as restrições quanto ao local de instalação por serem precisos grandes volumes de armazenamento devido à sua baixa densidade energética. Nas centrais de grande capacidade, o ar é armazenado ao nível do subsolo, por exemplo em formações salinas naturais. [22] No entanto, tem sido explorada a utilização de outras zonas geológicas de forma a reduzir constrangimentos de localização, como cavidades em rocha dura ou meios porosos. [4]

Espera-se que no futuro sejam desenvolvidos sistemas de armazenamento de ar comprimido sem a necessidade da queima de combustíveis fósseis. Surgiram desenvolvimentos em tecnologias baseadas em processos adiabáticos (lado direito da Figura 6) que aproveitam o calor gerado no processo de compressão armazenando-o para ser usado no processo de expansão evitando o uso de gás natural. [28] Com este método pode ser possível atingir uma eficiência do processo na ordem dos 70%. [4]

As principais aplicações dos sistemas CAES correspondem a serviços de sistema, e regulação de frequência e tensão, cobertura de pontas, *peak shaving*, seguimento de carga e apoio ao arranque em vazio (“*black start*”).



Source: International Renewable Energy Agency, based on ISEA, 2012.

Figura 6- Diagrama de sistemas CAES com processo diabático (esquerda) e adiabático (direita)

Hidrogénio

Atualmente, 96% da produção de hidrogénio é feita com recurso a combustíveis fósseis [29] através de processos com base no gás natural. É todavia, possível recorrer à eletrólise da água (H_2O) separando o hidrogénio (H_2) do oxigénio (O_2) sob o efeito de energia elétrica em eletrolisadores. Surge assim a oportunidade de aproveitar o excesso de produção renovável em certos períodos para produzir o chamado hidrogénio “verde”, armazenando-o para posteriormente ser usado em períodos de indisponibilidade de recursos através de, por exemplo, células de combustível.

Outra forma de usar o H_2 para produzir energia elétrica é em turbinas a gás, nomeadamente recorrendo à mistura do H_2 com gás natural. De referir que atualmente o H_2 é essencialmente usado nas indústrias. [29], [30]

No que diz respeito ao seu armazenamento, este pode ser feito através de vários métodos: gás comprimido, gás liquefeito ou incorporado em *carriers*. [30] Atualmente as tecnologias com maior potencialidade para o seu armazenamento recorrem a:

- Depósitos de hidrogénio líquido, que confere uma alta densidade energética porém o processo é dispendioso e requer temperaturas muito baixas ($-252\text{ }^\circ\text{C}$), ponto de ebulição do hidrogénio assim como tanques com elevado isolamento que permitam o seu armazenamento a esta temperatura [31];

- “Carriers” de hidrogénio, por exemplo metanol ou a amónia, que facilitam o transporte de grandes quantidades de H_2 assim como o seu armazenamento, porém com baixa eficiência (cerca de 20% [32]) devido aos processos de conversão.

- Depósitos de hidrogénio como gás comprimido (350-700 bar);

- Armazenamento de grandes quantidades ao nível do subsolo em grutas de ar comprimido (200 bar) onde pode conter, em alguns casos, até 500.000 m³, 167 GWh de hidrogénio e que corresponde sensivelmente à capacidade existente nas cavidades do armazenamento subterrâneo do Carriço usadas atualmente para o gás natural em Portugal. [33], [34]

No entanto, do ponto de vista técnico e económico, segundo alguns autores existem apenas duas tecnologias adequadas para o armazenamento de grandes quantidades de hidrogénio: hidrogénio líquido e armazenamento subterrâneo do gás comprimido. [31]

É inevitável a procura por alternativas aos combustíveis fósseis, pelo que a médio-longo prazo o hidrogénio pode surgir como um dos “novos” combustíveis e contribuir para um sistema energético mais sustentável de acordo com metas europeias propostas. Contudo ainda há um longo caminho a percorrer para ultrapassar barreiras relacionadas por exemplo, com o custo das tecnologias ou com uma rede adequada para a sua produção, transporte e distribuição. [29] A produção de hidrogénio pode contribuir efetivamente para os objetivos de descarbonização do setor elétrico, contudo a sua viabilidade económica dependerá do custo do investimento inicial no eletrolisador, do custo da eletricidade renovável necessária e o seu número de horas de operação anuais (fator de carga). [23]

A eficiência de um eletrolisador ronda os 60-70% enquanto que a produção de eletricidade com base em hidrogénio com recurso a células de combustível ronda os 50-55%. Isto resulta numa eficiência global à volta de 35%. Estes valores podem parecer relativamente baixos, porém havendo “excesso” de produção renovável no sistema elétrico, este não será desperdiçado. [22]

No caso português, é estimado que o potencial de geração renovável seja dez vezes superior ao consumo de eletricidade previsto em 2030, logo surge assim uma oportunidade significativa de produzir hidrogénio “verde” com o excesso de produção. [23]

Na proposta do PDIRG 2023, a RNTG propõe um montante global de investimento que ascende a 895,6 milhões de euros entre 2024 e 2033, dos quais 733M€ estão diretamente relacionados com H₂. O montante proposto destina-se ao desenvolvimento de projetos de investimento nas três infraestruturas em alta pressão, designadamente a Rede Nacional de Transporte), o Terminal de GNL de Sines e o Armazenamento Subterrâneo do Carriço. Abrange, nomeadamente projetos de adaptação das infraestruturas de alta pressão a misturas de hidrogénio até 10% assim como projetos dedicados exclusivamente a hidrogénio. [35]

Para a produção de energia, além do recurso a células de combustível, o hidrogénio pode ainda ser injetado na rede de gás natural, em percentagens limitadas (até ~15%), sendo normalmente especificado um máximo de 2% [30]. Ainda assim, havendo uma boa cobertura da rede de gás natural, esta hipótese representa mais um grande potencial para a sua utilização, ainda que muito limitada se os limites de mistura não ultrapassarem os 15%.

Havendo já estudos no sentido de existirem, no futuro, turbinas a gás a usarem apenas hidrogénio [36], [37], [38], assume-se neste trabalho essa possibilidade num cenário em 2050 além dos cenários com mistura de hidrogénio na rede de gás natural para produção nas centrais CCGT, como veremos mais à frente.

De referir também que a possibilidade de usar o H₂ em turbinas acopladas a máquinas síncronas é muito interessante, pois além de ajudar a enfrentar os desafios da (in)disponibilidade e não despachabilidade das variáveis renováveis pode contribuir muito para a existência de valores adequados de inércia/energia cinética no sistema que, por exemplo, a produção solar não consegue assegurar.

De acordo com a International Renewable Energy Agency (IRENA) [39], o hidrogénio pode ser competitivo até 2030 com outros recursos se forem implementadas estratégias que permitam a redução de custos do eletrolisador, aumento de escala de MW para GW assim como o decréscimo dos custos da energia renovável. [40]

A utilização do hidrogénio pode abranger um grande leque de aplicações desde o uso como combustível em veículos, barcos, produção local de energia, usos industriais ou integrado na rede de gás natural.

Baterias

As baterias (ião-lítio) também são consideradas devido ao seu potencial para as variações intra-diárias associadas a parques solares fotovoltaicos e à descida dos custos desta tecnologia que a torna cada vez mais competitiva. Estas são um dos vários tipos de tecnologia de armazenamento eletroquímico disponíveis. Usadas habitualmente em equipamentos eletrónicos, telemóveis, veículos elétricos, etc, têm cada vez mais potencial para instalações estacionárias de armazenamento em grande escala devido ao crescimento da sua competitividade, características técnicas como a densidade energética e ciclos de vida em conjunto com a previsão de descida acentuada dos seus custos. [33], [41]

O custo das baterias tem descido de forma muito acentuada nos últimos anos e as previsões apontam para essa tendência continuar. Desde 2010-2020 os custos desceram na ordem dos 80% (Figura 7) e há estudos que apontam numa redução de mais 50%. [4]

As suas grandes vantagens são a sua grande eficiência, tempo de resposta muito rápido, capacidade de instalação flexível e tempos de construção curtos. As maiores desvantagens são a impossibilidade de armazenamento de longa duração, naturalmente seria impossível armazenar energia em baterias por longos períodos e os seus ainda ciclos de vida baixos e custos elevados. É também sensível a temperaturas extremas e uma vez que em Portugal há zonas com grandes amplitudes térmicas durante o ano, isto pode reduzir a sua vida útil. [24]

Devido à sua alta flexibilidade em potência e energia, estas são usadas numa grande variedade de aplicações desde os serviços às redes de transmissão e distribuição, regulação de frequência e voltagem, shift temporário da produção solar produzida localmente ou funções de suavização do diagrama de carga com vista à integração de instalações de energia renovável com grande capacidade no sistema elétrico. [41]

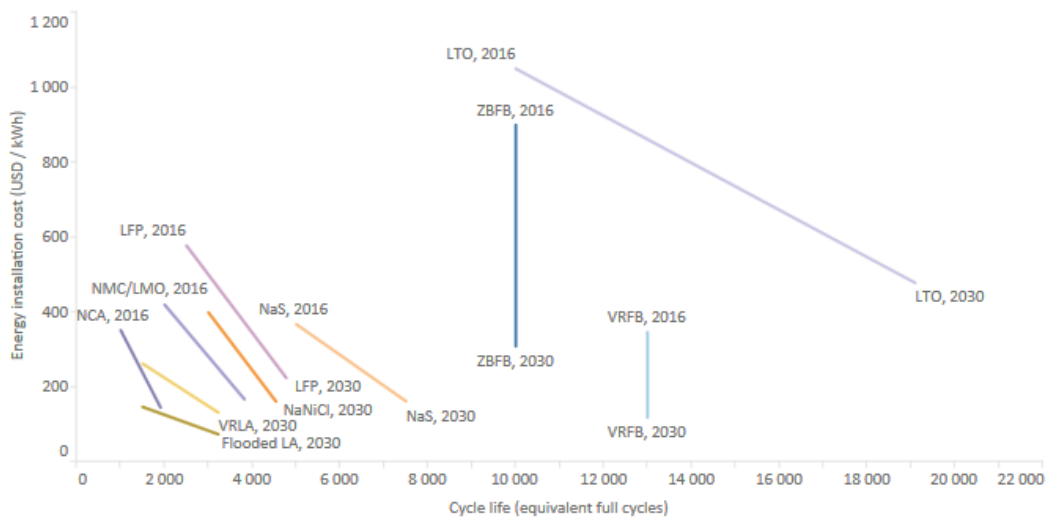


Figura 7 - Evolução de custos e ciclos de vida de diferentes tecnologias de armazenamento [2]

Concluindo, cada tipo de tecnologia de armazenamento tem os seus prós e contras para as diversas potenciais aplicações ao nível do sistema. Na Figura 8 pode-se visualizar a relação entre potências, tempo de descarga e a adequação de diferentes tipos de tecnologias a diversas aplicações nos sistemas de energia.

Para larga escala, por exemplo, a bombagem hídrica oferece grande potência durante horas enquanto outras tecnologias como os volantes de inércia tendem a estar associadas ao apoio às redes na garantia da qualidade de energia durante alguns segundos/minutos.

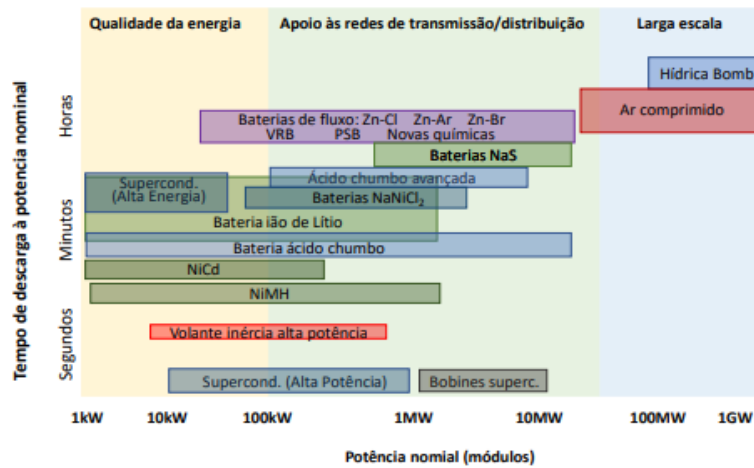


Figura 8 - Diferentes características de várias tecnologias de armazenamento [11]

As tecnologias de armazenamento de curta duração conseguem lidar com as variações intra-diárias, por exemplo deslocando a produção solar durante o dia para os períodos de início de noite, o que favorece tecnologias com eficiência e tempos de resposta elevados como é o caso do armazenamento eletroquímico.

No entanto, é importante realçar que tanto as baterias como, por exemplo, o solar concentrado são tecnologias que não possibilitam o armazenamento intersazonal e em grande escala. Não se torna viável armazenar energia em baterias durante semanas/meses.

Por outro lado, para se ter uma ideia, em termos de energia seria preciso o equivalente a 773 bancos de baterias iguais à reserva de Hornsdale, Austrália (150 MW, 194MWh) [42], um dos maiores armazenamentos eletroquímicos do mundo, para acomodar energia suficiente para um único dia de consumo médio em Portugal (150 GWh).

Longos períodos de baixa produção eólica (*dark doldrums* [2]), por exemplo, podem-se estender durante alguns dias, porém acontecem com menor frequência, o que exige tecnologias com custos mais baixos e grande capacidade. [43]

Num sistema totalmente baseado em produção renovável variável, além das respostas a eventos e do equilíbrio produção/procura de curto prazo, são os longos períodos de déficit e as discrepâncias intersazonais na disponibilidade dos recursos os maiores desafios, exigindo a construção de novas infraestruturas de armazenamento de grande capacidade para garantir a segurança e resiliência do abastecimento. [20] Neste âmbito apenas o armazenamento hídrico, com os desafios que apresenta, e o hidrogénio

se afiguram como potencialmente úteis no processo de transição/transformação energética em curso. Para o curto prazo o cenário deverá ser mais concorrido em termos de tecnologias de armazenamento.

2.3 Ferramentas de planeamento

De modo a ir ao encontro do objetivo do trabalho é necessário fazer um levantamento dos modelos de simulação de SEE existentes de forma a analisar e seleccionar o mais adequado para o caso de estudo e obter os resultados pretendidos da forma mais fiável possível. Uma hipótese seria criar um modelo próprio, porém seria temporalmente dispendioso para além do facto de exigir prévia validação.

Posto isto, havendo ferramentas já validadas e credíveis disponíveis, é de grande utilidade fazer uso delas. [44] Com base em *reviews* de ferramentas de simulação concluiu-se que dentro da oferta, destacam-se por exemplo o LEAP, RETScreen, EnergyPlan, HOMER, TIMES como as mais utilizadas habitualmente, facilmente acessíveis e com grande variedade de opções [44], [45].

A decisão baseia-se na análise de várias características gerais e técnicas de cada uma e na ponderação daquela cujas características se alinham mais com o objetivo da simulação. [11], [46] Alguns dos parâmetros a considerar passam pelo número de utilizadores da ferramenta, atualizações, funções permitidas, possibilidade de criação de cenários de oferta e procura consoante as variações nos *inputs* definidos, assim como o custo de utilização. Também o tamanho do sistema a simular, bem como a sua granularidade e horizonte temporal são tidos em consideração, pois uma análise adequada da disponibilidade de renováveis variáveis assim o exige. A possibilidade de simular diferentes tecnologias tanto de geração como de armazenamento, incluindo as diferentes fontes renováveis, despacháveis ou não e qual a capacidade de integração destas no sistema elétrico assim como diferentes níveis de consumo foram também avaliadas. [47]

Considerando todos os aspetos referidos, foi seleccionada a ferramenta **EnergyPlan** que simula e permite a análise ou planeamento de diferentes áreas do setor da energia, incluindo o sistema elétrico, transportes, indústria e aquecimento, com diferentes tecnologias e adequada resolução temporal (horária durante um ano completo).

3. Metodologia

3.1 EnergyPlan

O EnergyPlan baseia-se num modelo determinístico que contempla vários setores energéticos e que permite simular a operação de um determinado sistema elétrico com base nos dados inseridos pelo utilizador. Permite uma análise alargada da totalidade do setor energético, porém este trabalho será focado apenas no setor elétrico.

Assim as entradas a inserir, no consumo de eletricidade, são a sua distribuição horária e o total anual do mesmo. No que diz respeito à oferta, nas centrais despacháveis (térmica + hídrica de albufeira) (Figura 9) é necessário apenas indicar as capacidades instaladas, eficiências e os custos, e no caso das albufeiras a sua afluência hídrica total anual assim como o armazém disponível. Relativamente à produção renovável inserem-se os seus diagramas de produção horária e capacidade instalada (Figura 10). [48]

Central Power Plants	Capacity MW-e	Efficiency	Correction Factor: Percent	Annual production: TWh/year	Distributions
PP1 (CHP3 Condensing Mode)*	4000,00			n/a*	
Condensing PP2	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0,45"/>		n/a*	
Nuclear	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0,33"/>	<input type="text" value="1"/>	0,00	<input type="button" value="Change"/> const.txt
Nuclear partload: <input type="text" value="1"/> Share of capacity - has to be activated in Regulatin Strategy Tabsheet					
Geothermal power	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="1"/>	0,00	<input type="button" value="Change"/> const.txt
Dammed Hydro Water supply*				<input type="text" value="0"/>	<input type="button" value="Change"/> Hour_wind_1.txt
Dammed Hydro Power	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0,8"/>		0,00 (Estimated)*	
Transmission line capacity* Maximum imp./exp. cap: <input type="text" value="1000"/> MW					

Figura 9 - Exemplo de interface do EnergyPlan com produção despachável

Variable Renewable Electricity				Estimated Production TWh/year	Correction factor	Estimated Post Correction production	Estimated capacity factor
Renewable Energy Source	Capacity: MW	Stabilisation share	Distribution profile*				
Wind	<input type="text" value="1000"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="button" value="Change"/> hour_wind_1.txt	2,07	<input type="text" value="0"/>	2,07	0,24
Photo Voltaic	<input type="text" value="500"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="button" value="Change"/> Hour_solar_prod1	0,35	<input type="text" value="0"/>	0,35	0,08
Offshore Wind	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="button" value="Change"/> hour_wind_2.txt	0,00	<input type="text" value="0"/>	0,00	0,00
River Hydro	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="button" value="Change"/> const.txt	0,00	<input type="text" value="0"/>	0,00	0,00
Tidal	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="button" value="Change"/> hour_tidal_power	0,00	<input type="text" value="0"/>	0,00	0,00
Wave Power	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="button" value="Change"/> Hour_wave_200*	0,00	<input type="text" value="0"/>	0,00	0,00
CSP Solar Power	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="button" value="Change"/> Hour_solar_prod1	0,00	<input type="text" value="0"/>	0,00	0,00

Figura 10 - Exemplo de interface do EnergyPlan com renovável variável

No que diz respeito ao armazenamento, a ferramenta permite modelar diferentes tecnologias como a hídrica de bombagem ou o armazenamento eletroquímico com

diferentes capacidades de potência, reserva e eficiência e resolução temporal de uma hora [22].

Para análise ficam disponíveis resultados da produção de eletricidade total ou individual por tecnologia, o balanço *import/export* e a utilização de armazenamento. Estes dados ficam também disponíveis numa forma gráfica. Durante a utilização da ferramenta podem surgir avisos sobre possíveis excessos ou falta de produção, interconexões insuficientes assim como problemas de estabilização da rede (deficit de geração síncrona).

O facto de se basear numa escala horária durante um ano completo oferece a possibilidade de modelar as flutuações diárias ou sazonais dos consumos e da oferta renovável de uma forma muito mais precisa do que as ferramentas que usam semanas típicas de cada estação do ano, por exemplo, para modelar os diversos recursos. Existe a possibilidade de integrar novas tecnologias e de analisar vários cenários possíveis idealizados pelo utilizador, quer em termos de procura quer em termos de oferta. [49]

Além disso, é uma ferramenta intuitiva com uma interface com o utilizador fácil de utilizar sendo de uso livre, grátis para *download* e focada no estudo de sistemas elétricos inclusive com grande percentagem de integração de renováveis. Tem também a vantagem de a simulação do ano ser efetuada rapidamente, em poucos segundos, mesmo para sistemas de energia complexos. [50]

A sua principal limitação é o facto de não levar em conta as diferentes localizações das centrais de produção de energia ou dos centros de consumo e assim poder analisar os constrangimentos das linhas de transporte, porém esse também não é o foco do trabalho.

Resumindo, a ferramenta tem as opções que permitem fazer o estudo proposto integrando toda a oferta existente num sistema elétrico de um país, as fontes renováveis e não-renováveis assim como possibilidade de armazenamento e fácil modelação de cenários numa escala temporal horária.

Existem duas possibilidades de análise no EnergyPlan, a análise técnica e a análise económica de mercado. [9]

A **análise técnica** procura a solução com menor consumo de combustíveis fósseis recorrendo preferencialmente à produção nacional enquanto esta for suficiente. Ou seja, não irá importar energia se houver capacidade instalada

suficiente para satisfazer a procura e só irá exportar quando houver excesso de produção em relação à procura. Além disso, armazena energia apenas se a produção total for superior à soma do consumo com a capacidade de interligação definida, ou seja, exporta o que é possível antes de armazenar.

O EnergyPlan faz então o despacho segundo uma ordem de mérito sendo que as fontes renováveis, não despacháveis, assim como a produção hídrica de albufeira, se disponível, têm prioridade em relação às centrais despacháveis. Ou seja, as fontes não renováveis como as centrais a gás natural só entram em funcionamento quando a produção renovável não é suficiente para satisfazer o consumo. Seguidamente, se necessário, entra o armazenamento disponível e por fim a importação.

No entanto, é também possível estabelecer níveis mínimos na produção de centrais para garantir estabilidade na rede (**reserva girante**) – **térmica ou hídrica de albufeira**.

A **análise económica** identifica a solução de menor custo para satisfazer a procura com os vários recursos disponíveis. Para isso, usa o custo de produção de cada unidade disponível, de acordo com as curvas de custo de cada tecnologia, e decide se utiliza a produção nacional e que tecnologia ou se é mais vantajoso importar ou eventualmente usar o armazenamento disponível. Pode haver momentos em que dado o preço do mercado, no caso de Portugal - MIBEL, seja mais vantajoso importar do que produzir com os recursos disponíveis no país, por exemplo.

O armazenamento é usado para otimizar o sistema tirando partido das variações dos preços de mercado e da disponibilidade de recursos ao longo do tempo, processo que já conhecemos como arbitragem.

Assim, a análise neste trabalho pode ser efetuada de diferentes perspetivas, por exemplo, obtendo o menor custo para satisfação da procura, a maior autossuficiência minimizando o uso de combustíveis fósseis ou até verificando o que deve ser feito em termos de capacidade instalada para que o sistema elétrico disponha sempre de um dado nível de reservas de energia elétrica.

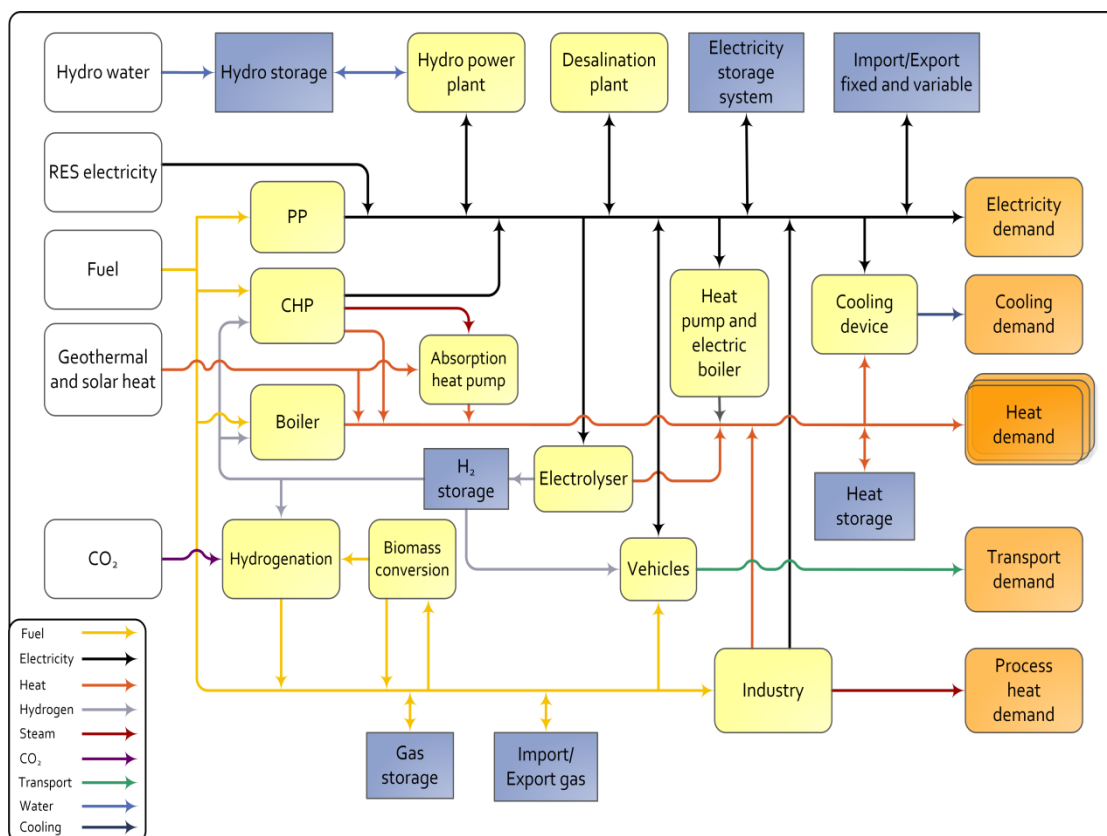


Figura 11- Representação do modelo EnergyPlan

Na representação do modelo de simulação do EnergyPlan [Figura 11], os quadrados brancos correspondem aos parâmetros de entrada, os amarelos são unidades de geração, formas de armazenamento e interligação estão indicados a azul e os laranjas assinalam as saídas correspondentes.

3.2 Dados 2019 / Comparação com otimização

Primeiramente foi modelado um ano de referência para perceber o método como a ferramenta pode simular o sistema elétrico de forma fiável. Para isso foi preciso escolher um ano com dados que permitam uma boa referência. A pandemia Covid-19 provocou grandes alterações nos consumos de eletricidade e por essa razão, escolheu-se o ano de 2019 uma vez que é o ano mais recente disponível (à data de 2023) sem impactos da pandemia. É também um ano interessante porque apresentou um regime hidrológico não muito seco nem muito húmido (Tabela 5), o que também é pertinente para o estudo.

Os resultados da otimização são então comparados com os valores históricos reais desse mesmo ano, disponibilizados pela REN, ajudando a calibrar a ferramenta de simulação, além de ajudar a perceber melhor o seu processo de funcionamento e algoritmos usados.

Uma vez que a parametrização da ferramenta esteja calibrada para o ano de referência, é possível modelar e analisar os vários cenários idealizados para os anos futuros com mais facilidade e credibilidade.

São criados ficheiros com os dados dos valores horários da produção eólica, fotovoltaica, hídrica de fio-de-água, que são normalizados dividindo os valores pela capacidade instalada. Relativamente à produção hídrica de albufeira, é apenas inserido a afluência hídrica diária às mesmas, ou seja, o potencial para produção, a sua capacidade de armazenamento assim como a potência instalada e bombagem. Além disto, são inseridos também os consumos e os preços de mercado MIBEL. Todos estes dados foram obtidos no site da REN [6]. Os valores são inseridos na ferramenta através de ficheiros *.txt* com os valores horários de um ano bissexto completo, ou seja, 8784 valores para cada tecnologia.

Tabela 2 - Dados REN e EnergyPlan para o ano de referência

(TWh)	Dados REN	EnergyPlan	Var. (%)
Produção renovável	25,94	25,48	1,8
Eólica	13,26	13,26	0
Albufeira	4,90	4,57	6,7
Fio-de-água	5,20	5,20	0
Solar	0,96	0,96	0
Produção não renovável	21,38	22,00	3,4
Consumo em bombagem	1,83	1,65	9,8
Importação	7,04	7,07	0,4
Exportação	3,64	3,79	4,1

Nos dados obtidos no site da REN, a produção hídrica surge agregada com albufeira e fio-de-água e desagregada da bombagem. Assim, para que seja feita a comparação correspondente com os dados do EnergyPlan é necessário subtrair o fio-de-

água ao total e somar a produção por bombagem para obter o total de produção por albufeira.

Em relação à produção não-despachável, os valores são coincidentes uma vez que são inseridas as distribuições horárias reais de produção.

Consegue-se então uma simulação de resultados com diferenças aceitáveis em relação ao valor real do ano de referência escolhido, o que permite validar o modelo com o objetivo da análise de cenários futuros.

A produção renovável na simulação é um pouco menor em virtude da menor utilização de bombagem, o que leva a que seja substituída pela produção térmica despachável aumentando assim também esse valor. Numa análise global, pode concluir-se que as diferenças entre os resultados do EnergyPlan e os dados reais são inferiores a 1% quer no lado da produção (renovável + produção não renovável + *import*), quer no lado da “procura” (consumo em bombagem + *export*).

3.3 Caracterização dos parâmetros

Por forma a analisar possíveis alternativas de evolução do sistema elétrico português foram construídos diversos cenários, que apresentam diferenças entre si ao nível das tecnologias de geração e/ou do consumo.

A base usada na construção desses cenários para simulação foi o relatório de monitorização e segurança -RMSA-2022- [5], documento que analisa a evolução do sistema elétrico português, e que apresenta cenários dessa evolução até 2040. Para o horizonte 2050 foi necessário recorrer ao “Roteiro para a neutralidade carbónica em 2050 - RNC2050” [1], que já inclui a previsão de evolução de capacidade do sistema até esse ano. Foram depois consideradas variantes em torno destes cenários base. Por exemplo, foi analisado um cenário em que todos os empreendimentos do “Plano nacional de barragens com elevado potencial hidroelétrico” - PNBEPH [7] seriam construídos, o que contribuiria para o aumento da capacidade de armazenamento.

Em virtude das recentes propostas do governo no que diz respeito à instalação de eólica offshore [51] é também interessante considerar a hipótese do aumento da capacidade instalada desta tecnologia e avaliar o seu impacto.

A proposta do governo é instalar 10 GW de capacidade *offshore* até 2030 enquanto que no RMSA-2022 essa previsão não atinge 1 GW em 2040. Apesar da

discrepância de valores optou-se por avaliar o impacto se esta expansão de *offshore* se verificasse.

Visto que ainda não existem dados de produção eólica offshore na costa portuguesa, recorreu-se ao software “Renewables – Ninja” que através de modelos matemáticos, gera um possível diagrama de produção anual que pode ser usado para análise no EnergyPlan. [52]

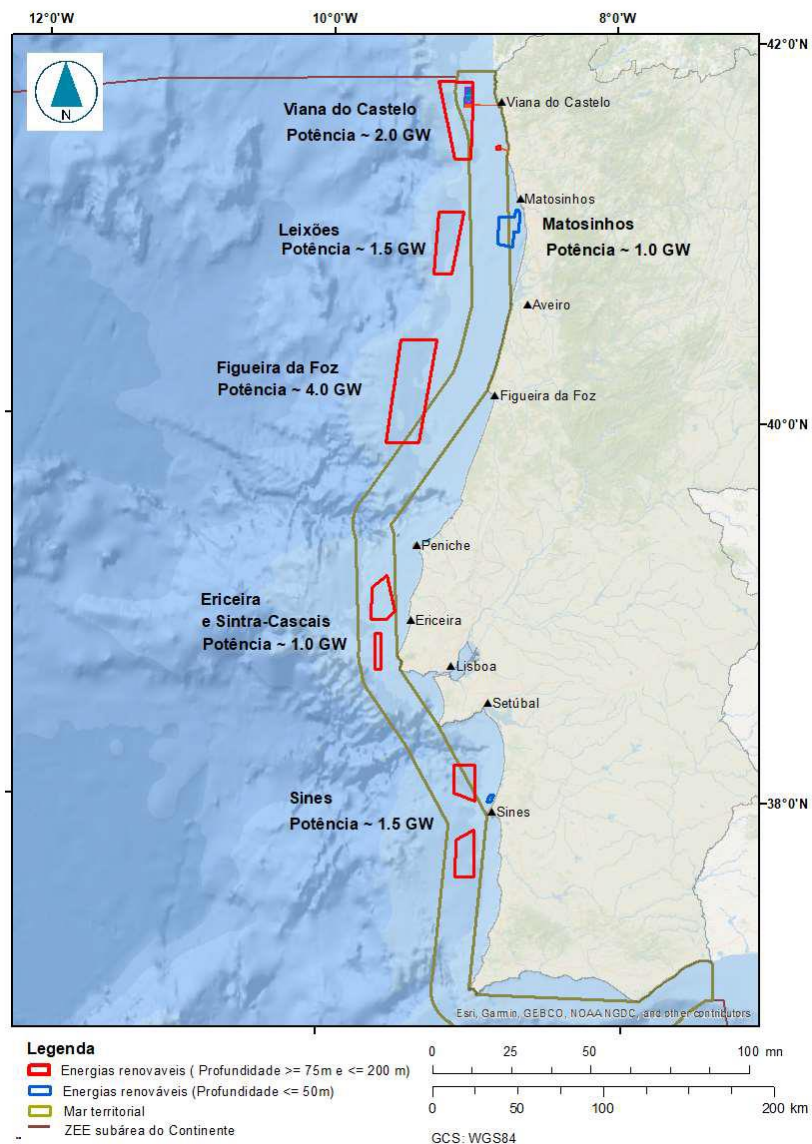


Figura 12 - Áreas propostas e respetivas potências indicativas.

Assim, tendo em conta as áreas propostas (ver o mapa da Figura 12) presente no relatório [53] disponibilizado pelo governo foi calculada uma média ponderada de produção horária durante um ano para cada área, tendo em conta a potência passível de ser instalada em cada zona.

No que diz respeito à capacidade de interligação, esta é reduzida para 40% da capacidade comercial mínima prevista no RMSA [5], de 4000 MW para 1600 MW. Esta redução justifica-se pelo facto do modelo de simulação no EnergyPlan exportar e importar usando toda a capacidade indicada não considerando a sua possível limitação na disponibilidade do outro lado, por exemplo, ou não priorizando o aumento do nível de reservas existente de armazenamento também.

Por exemplo, numa situação em que exista muita produção renovável em Portugal, muito provavelmente também existirá em Espanha não devendo assim ser possível exportar todo o excedente. Por outro lado, esta abordagem permite dar maior importância à independência energética do país, comparando com um cenário com maiores capacidades *import/export*.

Em termos de afluências hídricas às albufeiras foram considerados 3 anos do histórico recente de forma a simular diferentes regimes hidrológicos: 2017, como um ano mais seco, 2018 como um ano mais húmido e 2019 como um ano de referência uma vez que tem valores aproximados da média.

É também avaliado um cenário com existência de transvases no país, de forma a aproveitar possíveis descarregamentos em zonas com abundância de afluência hídrica e desviar este excesso para outras zonas com armazenamento disponível ou eventualmente novas albufeiras. Esta hipótese ganha ainda mais fundamento no contexto do nosso país dada a discrepância geográfica de afluências hídricas em Portugal, mais concretamente entre o norte e o sul.

No que diz respeito à produção térmica despachável, esta é mantida no sistema elétrico português até 2040, nomeadamente com recurso a centrais de gás natural, que asseguram assim o backup necessário para efetuar a transição para um sistema já baseado em produção renovável. Isto permite dar o tempo necessário ao desenvolvimento e instalação tanto de soluções de armazenamento como de mais oferta renovável. [1]

Na Tabela 3 e Tabela 4, mostra-se um resumo das previsões de oferta de capacidade no sistema elétrico português para os horizontes de 2030, 2040 [5] e 2050 [1].

Tabela 3 - Evolução da capacidade instalada a nível nacional para o horizonte 30/40 [RMSA-22]

	2017	2018	2019	2030	2040
Total (MW)	21.616	21.824	22.282	35.542	41.457
Não Renovável	7.852	7.830	7.859	3.305	1.852
Carvão	1.871	1.871	1.871	0	0
Gás natural	4.984	4.991	5.023	2.839	1.519
Outros (cogeração)	997	968	965	466	333
Renovável	13.764	13.994	14.423	32.237	39.605
Hídrica	7.191	7.213	7.214	8.376	8.376
Fio de Água / Mini-hídrica	2.856	2.878	2.879	2.879	2.879
Albufeira	4.335	4.335	4.335	5.497	5.497
<i>da qual em bombagem</i>	<i>2.737</i>	<i>2.737</i>	<i>2.737</i>	<i>3.593</i>	<i>3.593</i>
Eólica Onshore	5.237	5.303	5.352	8.901	10.951
Eólica Offshore	0	0	0	260	780
Fotovoltaica	450	500	565	11.586	13.543
Biomassa/Biogás/RSU	653	718	782	988	1.649
Ondas	0	0	0	70	150

Tabela 4 - Capacidade instalada a nível nacional para o horizonte 2050 [RNC2050]

	2050 (GW)
Gás Natural	0,2
Hídrica (albufeira)	5,1
Com bombagem	3,4
Eólica Onshore	13
Eólica Offshore	1,3
Solar PV	25
Biomassa	1,4
Baterias	4

3.3.1 Perfis anuais de eólica/solar

De forma a visualizar a variabilidade anual de cada recurso, foi calculado o fator de capacidade (FC), percentagem em relação à capacidade instalada. Analisou-se a evolução do FC entre 2013 e 2022 e analisou-se com mais detalhe o seu comportamento em 2019. Fez-se esta análise usando diferentes intervalos de tempo para o cálculo do FC. Assim, para termos uma ideia da disponibilidade deste recurso ao longo do ano, e tentar perceber padrões sazonais de disponibilidade, fez-se uma análise da evolução ao longo do ano do FC usando a média dos dados de 10 anos.

É possível observar evoluções opostas da disponibilidade eólica e solar ao longo do ano (Figura 13), sendo que no período de verão, o FC solar é maior atingindo quase os 30% enquanto o FC da eólica desce até aos valores mais baixos do ano, cerca de 20%. Na parte inicial e final do ano, correspondente ao período de inverno, é onde existe maior disponibilidade eólica, com FC a rondar os 40% e em oposição ao FC solar de valores próximos dos 15%.

Comparando os gráficos do fator de capacidade semanal (Figura 13) de 2019 com a média do passado recente é possível verificar uma tendência similar entre eles pelo que também é credível usar os dados de um ano completo escolhido como referência.

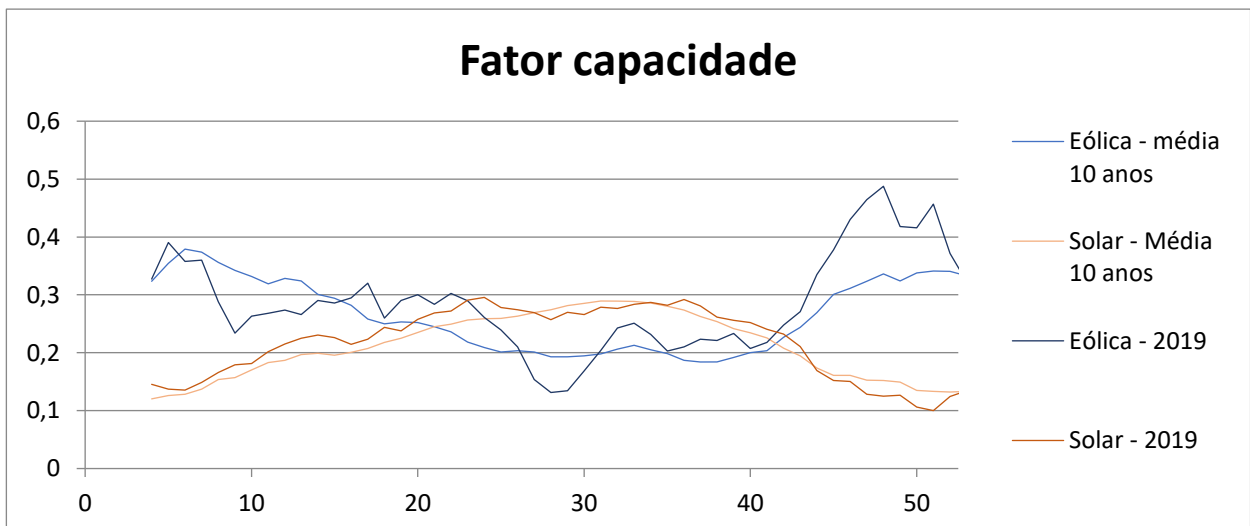


Figura 13 - Fator de capacidade semanal em 2019 e média de 10 anos (Solar e Eólica)

3.3.2 Adição de capacidade de armazenamento em albufeiras e sistema de transvases

A capacidade instalada no sector hídrico é de 8 GW e 3200 GWh, sendo que a capacidade de armazenamento de água é de 13 200 hm³ [54]. Há, contudo, alguma diversidade na disponibilidade de água (afluências e armazenamento) entre diferentes zonas do país. Para além disso, com um clima cada vez mais incerto, com o aumento da probabilidade de ocorrência de enormes afluências hidrológicas num curto espaço de tempo ou de períodos alargados sem afluências, será interessante avaliar cenários que incluam quer essa diversidade nas afluências quer diversidade na capacidade de armazenamento em albufeira ou, pelo menos, aumentar a capacidade de retenção por meio de transvases.

Nesse sentido, é estudada a hipótese da criação de transvases entre bacias hidrográficas de forma a desviar o excesso de afluência hídrica em alguns locais para outros com armazenamento disponível. Neste trabalho não é considerado a localização e direção dos transvases pelo que apenas é analisado o aproveitamento dos possíveis descarregamentos forçados nos aproveitamentos hidroelétricos. Ou seja, não foi objeto de estudo se o aumento de capacidade de armazenamento se fica a dever à construção de novos empreendimentos, ou ao aumento da capacidade de empreendimentos existentes ou se meramente se faz um melhor uso das afluências com recurso a transvases entre bacias hidrográficas. A justificação para a criação de um cenário com aumento de capacidade de armazenamento assenta naquilo que se antevê seja uma consequência de cada vez maior incerteza climática, do aumento da probabilidade de ocorrência de eventos climáticos severos e possivelmente localizados, e com diversidade da disponibilidade de recursos hídricos que já se verifica entre bacias hidrográficas em Portugal.

Além de permitir aproveitar parte dessa energia que seria desperdiçada com os descarregamentos nas zonas com grande afluência, também pode ajudar a colmatar a carência de água em zonas com afluência pequena.

O nosso país tem um elevado potencial hidroelétrico, sendo que muito do qual não está aproveitado. Nesse sentido, foi criado pelo governo o PNBEPH (Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico) que avalia potenciais locais onde possam ser instaladas novas albufeiras.

Ainda que alguns dos projetos avaliados no PNBEPH já tenham sido concluídos ou se encontrem em construção, muitos foram descontinuados, pelo que uma das possibilidades para um cenário de aumento da capacidade de armazenamento hídrico é retomar esses empreendimentos que foram descartados. Entre estes empreendimentos destacam-se, por exemplo, Fridão com capacidade 163 MW, 77 GWh; Padroselos com 113 MW, 37 GWh. [7]

Relativamente ao ano de referência 2019, falta considerar apenas a adição do complexo hidroelétrico do Tâmega que inclui Gouvães (880 MW, 20 GWh), Alto Tâmega (160 MW, 10 GWh) e Daivões (114 MW, 10 GWh), que entraram em funcionamento em 2021 (Alto Tâmega previsto para Março 2024). [55]

Considerando os aproveitamentos hidroelétricos que foram selecionados no âmbito do PNBEPH, e entretanto descontinuados, estamos a adicionar uma potência conjunta de **551 MW** e **227 GWh** de armazenamento ao sector hidroelétrico português. [7]

Os maiores armazenamentos hídricos em Portugal estão situados na zona sul (5975 hm³) que corresponde às bacias do Guadiana, Sado, Mira, Arade e Barlavento e na zona centro (3062 hm³) com as bacias hidrográficas do Mondego, Tejo e Oeste. Porém onde chove mais é na zona norte que tem uma capacidade de armazenamento de 1892 hm³ onde se incluem as barragens existentes nas bacias hidrográficas do Douro, Cávado, Lima e Ave. [54]

Neste artigo de opinião [56] é dito que “não existe falta de água em Portugal, não existem são barragens de armazenamento suficientes, que guardem a água nos Invernos e nos anos húmidos, para a distribuir no Verão e nos anos secos” pelo que um sistema de transvases de caudais Douro-Tejo-Guadiana-Algarve seria uma contribuição possível para colmatar o problema da distribuição de água no nosso país com vantagens tanto para o sector elétrico como obviamente para o sector agrícola, além de obviamente ser útil para ajudar a resolver o abastecimento de água para consumo humano

O clima está cada mais instável e imprevisível, cada vez é mais frequente existirem cenários extremos com longos períodos de seca seguidos de chuvas torrenciais e intensas. O ano de 2022 é um bom ano para se usado como justificativo. Como consequência da intensa precipitação, concentrada na parte final do ano, o armazenamento na bacia hidrográfica do Douro, que em outubro estava a 47,2% [54], rapidamente ultrapassou os 100% e desperdiçou-se uma quantidade enorme de energia.

Parte desse desperdício poderia ser evitado se houvesse a capacidade de armazenar parte da água, ou seja, se fossem possíveis transvases para empreendimentos existentes ou a construir.

Como exemplo, só no mês Dezembro/22 foram desperdiçados **312 GWh** em albufeiras e fios-de-água em Portugal. Ou seja, devido às chuvas intensas e grande afluência hídrica, algumas barragens foram forçadas a efetuar grandes descarregamentos que não eram turbinados de forma a não ultrapassar os seus limites físicos[6]. Isto tudo depois uma época extremamente seca, como foi noticiado durante todo o ano, com albufeiras a atingirem níveis mínimos históricos e onde inclusive foram impostas restrições à produção hidroelétrica pelo governo português. [57], [58]

Assim realça-se a importância e o benefício que pode dar ao sistema elétrico existir uma forma de aproveitar esta abundância localizada de recursos hídricos num cenário previsível de cada vez mais instabilidade no clima.

Na Tabela 5 mostram-se os índices hidrológicos de cada ano assim como o total de descarregamentos anuais nas barragens em Portugal. Estes são definidos como sendo toda a água que foi desperdiçada pelos descarregadores de cheias não sendo turbinada para produzir eletricidade.

Tabela 5 - Descarregamentos anuais em barragens e respetivos índices hidrológicos [6]

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022 (DEZ)
Descarregamento (GWh)	16	2704	26	382	959	133	606	312
Índice hidrológico	0,74	1,33	0,47	1,05	0,81	0,97	0,93	0,63

É ainda colocada a possibilidade de existir uma central nuclear em Portugal, apesar não estar prevista de forma alguma pelas entidades responsáveis, existem muitas opiniões contraditórias e estuda-se assim os possíveis benefícios que poderia trazer ao setor elétrico. [59], [60] Como possível mais-valia desta tecnologia, quando comparada com as renováveis variáveis, está a disponibilidade. Sendo a segurança do abastecimento um parâmetro crítico nos modernos sistemas de energia optou-se por avaliar um cenário com esta tecnologia, apesar de não se antever o seu uso em Portugal nas próximas décadas. Até porque a pouca flexibilidade deste recurso pode criar mais

do que resolver dificuldades em sistemas com elevada penetração de renováveis variáveis.

4. Cenários

São considerados três cenários centrais no estudo do caso aos quais se juntam cinco subcenários correspondentes e todos têm por base os dados dos relatórios RMSA [5] e RNC_2050 [1].

O cenário A corresponde às previsões de evolução de capacidade de oferta e consumos presentes nos relatórios referidos. O cenário B equipara-se ao primeiro acrescido das mais recentes projeções no que diz respeito à capacidade offshore nacional (10 GW). Por fim, o cenário C é acrescido de eventual capacidade nuclear (apenas no horizonte 2050), onde é considerada uma central equivalente a Angra 3 - 1350 MW (em construção no Brasil) [61] e apenas metade da oferta offshore prevista. Na Tabela 6 encontra-se uma caracterização destes cenários.

Para cada um destes cenários foram criados subcenários considerando fraca afluência hídrica, aumento do consumo e aumento do armazenamento das barragens do PNBEPH e sistema de retenção (transvases). Assim:

- o subcenário 0 corresponde a um ano hidrológico normal com consumo base;
- no subcenário 1 é considerado um ano seco (-50 % de afluências quando comparado com um ano hidrológico normal);
- no subcenário 2 é contemplado um consumo elevado (+10% relativamente ao normal) e ano seco;
- o subcenário 3 considera a hipótese de todas as barragens previstas do PNBEPH serem construídas, que corresponde a um aumento de 551 MW de capacidade de geração e 227 GWh de capacidade de armazenamento de energia assim como uma capacidade acrescida de baterias;
- o subcenário 4 considera que os desperdícios hidrológicos são evitados, sendo portanto adicionados à afluência total por meio dos possíveis transvases, valor que corresponde aos descarregamentos não turbináveis nos aproveitamentos hidroelétricos (959 GWh) assim como a utilização do hidrogénio (apenas em 2050).[6]

Tabela 6 - Cenários e subcenários definidos para simulação

Cenários	Características	Subcenários	Características
A	Dados base RMSA/RNC2050	0	Base / Ano hidrológico normal
B	[A] + Capacidade offshore	1	Ano hidrológico seco
C	[A] + Capacidade nuclear (apenas em 2050) & metade da capacidade offshore	2	[1] + consumo elevado
		3	[2] + armazenamento (barragens do PNBEPH + baterias)
		4	[3] + extra (transvases + H2)

Em relação à procura, para os consumos base e elevado são usados os dados do cenário central conservador (ponta/consumo) e central ambição (ponta/consumo), respetivamente, do RMSA. [5]

Assim, designam-se os cenários por:

A: base

B: base+*offshore*

C: base+nuclear+metade *offshore*

Os subcenários por:

0: normal

1: seco

2: seco+consumo

3: seco+consumo+PNBEPH

4: seco+consumo+PNBEPH+transvases

2030

Para 2030 foram selecionados os cenários A:base e B:base+*offshore* e os subcenários 0:normal, 1:seco e 2:seco+consumo dado que não existe qualquer perspectiva de central nuclear, de grande capacidade offshore (2 GW até 2030) [62] nem de mais aproveitamentos hidroelétricos ou transvases.

Assim, as maiores diferenças entre os cenários para 2030 baseiam-se na capacidade de offshore, nas afluências hídricas e no consumo. Para cada um dos cenários apresentados nas tabelas que se seguem a potência está em GW e energia (consumo) em TWh.

Tabela 7 - Capacidades instaladas nos cenários 2030

Cenários 2030						
(GW)	A.0	A.1	A.2	B.0	B.1	B.2
Despachada						
Cogeração	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47
Gás Natural	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83
Renovável						
Onshore	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9
Offshore	0,2	0,2	0,2	2	2	2
Fotovoltaica	11,59	11,59	11,59	11,59	11,59	11,59
Biomassa	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Fio-de-água	2,88	2,88	2,88	2,88	2,88	2,88
Albufeira	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5
Armazenamento						
Bombagem	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
Baterias	1	1	1	1	1	1
Consumo (TWh)	54,2	54,2	58,8	54,2	54,2	58,8

2040

Para o horizonte 2040 foram considerados os dois cenários principais (A:base e B:base+*offshore*), sendo também considerada uma variante do terceiro cenário, neste caso sem capacidade nuclear instalada (C:base+metade *offshore*). Foram selecionados os subcenários 2:seco+consumo e 4: seco+consumo+PNBEPH+transvases. Permite assim verificar os limites do sistema elétrico mesmo com metade da capacidade de eólica offshore ou armazenamento reduzido, por exemplo.

Tabela 8 - Capacidades instaladas nos cenários 2040

		Cenários 2040					
(GW)		A.2	A.4	B.2	B.4	C.1	C.3
Despachável							
	Cogeração	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
	Gás Natural	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Renovável							
	Onshore	10,95	10,95	10,95	10,95	10,95	10,95
	Offshore	0,78	0,78	7	7	3,5	3,5
	Fotovoltaica	16,04	16,04	16,04	16,04	16,04	16,04
	Biomassa	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
	Fio-de-água	2,88	2,88	2,88	2,88	2,88	2,88
	Albufeira	5,5	6,05	5,5	6,05	5,5	6,05
Armazenamento							
	Bombagem	3,6	4,15	3,6	4,15	3,6	4,15
	Baterias	1,3	2,3	1,3	2,3	1,3	2,3
Consumo (TWh)		63,4	63,4	63,4	63,4	56,8	63,4

2050

Em relação a 2050, devido à distância temporal, é natural que existam mais incertezas em relação à realidade do sistema elétrico nessa época. Portanto, foram incluídas perspetivas mais disruptivas relativamente à atualidade, nomeadamente relacionadas com a capacidade instalada de energia eólica *offshore*, capacidade instalada de nuclear, e capacidade de armazenamento através de baterias e com recurso ao hidrogénio, bem como a possibilidade de aumento significativo de transvases, com impacto na capacidade de armazenamento em albufeira.

Em relação ao hidrogénio, que faz parte do subcenário 4, é essencial termos uma capacidade efetiva de produção e armazenamento em termos de contribuição para o sistema elétrico. Assim é considerado apenas, para esse fim, a existência de turbinas a gás num cenário hipotético de, em 2050 ser possível a reconversão das centrais CCGT já existentes em Portugal que funcionariam exclusivamente com hidrogénio. Mais à frente aprofundamos mais este tema incluindo a utilização de mistura de H2 na rede de gás natural.

Tabela 9 - Capacidades instaladas nos cenários 2050

		Cenários 2050					
(GW)		A.3	B.2	B.3	B.4	C.3	C.4
Despachável							
Cogeração		0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Gás Natural		0	0	0	0	0	0
Nuclear		0	0	0	0	1,35	1,35
Renovável							
Onshore		13	13	13	13	13	13
Offshore		1,3	10	10	10	5	5
Fotovoltaica		25	25	25	25	25	25
Biomassa		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
Fio-de-água		2,88	2,88	2,88	2,88	2,88	2,88
Albufeira		6,05	5,5	6,05	6,05	6,05	6,05
Armazenamento							
Bombagem		4,15	3,6	4,15	4,15	4,15	4,15
Baterias		2,5	2,5	4	4	4	4
Hidrogénio		0	0	0	4	0	4
Consumo (TWh)		85	85	85	85	85	85

4.1 Análise e discussão de resultados

4.1.1 2030

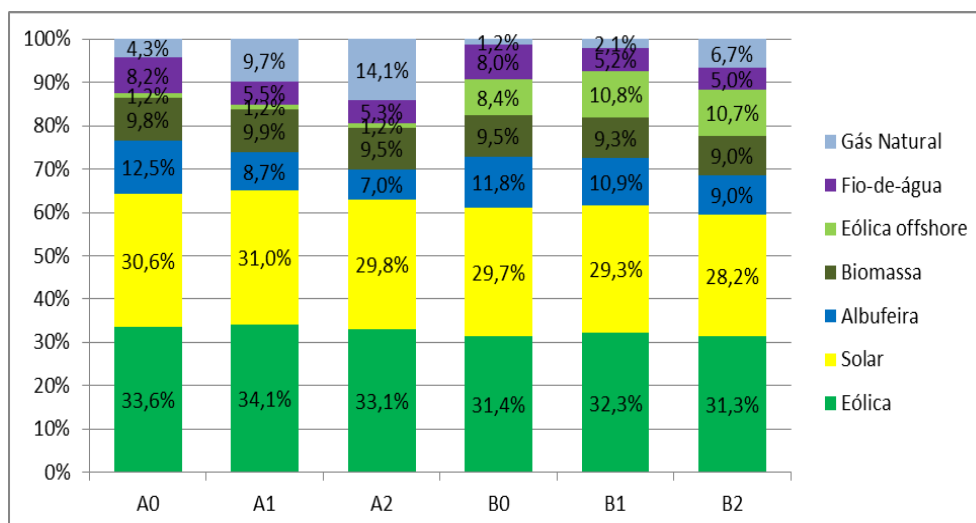


Figura 14 - Mix energético para os diferentes cenários em 2030

Como seria de esperar é notória a diminuição gradual na produção hídrica, tanto de albufeira como fio-de-água, entre os subcenários A.0 a A.2 e B.0 a B.2, devido à menor afluência de água e menor utilização da bombagem. Além disso, é perceptível o aumento na produção a gás natural (GN) que vem colmatar a diminuição da produção hídrica aliada aos consumos mais elevados nos subcenários 2. Este aumento é de 6,59 TWh no cenário A.2 e 3,87 TWh no cenário B.2 relativamente aos subcenários A.0 e B.0, e corresponde a 239% e 470%, respetivamente, o que é bastante significativo. Note-se que o consumo de GN no cenário A.0 é substancialmente maior do que no cenário B.0 (Figura 14).

Por outro lado, nos cenários B, o aumento na contribuição da energia eólica *offshore* acaba por reduzir sensivelmente para metade a utilização do GN nos subcenários B.2 e em 75% nos subcenários B.0 e B.1, comparativamente aos subcenários correspondentes no cenário A (Figura 14), embora isso venha com o custo de um aumento significativo no *curtailment*, como pode ser verificado na Figura 15.

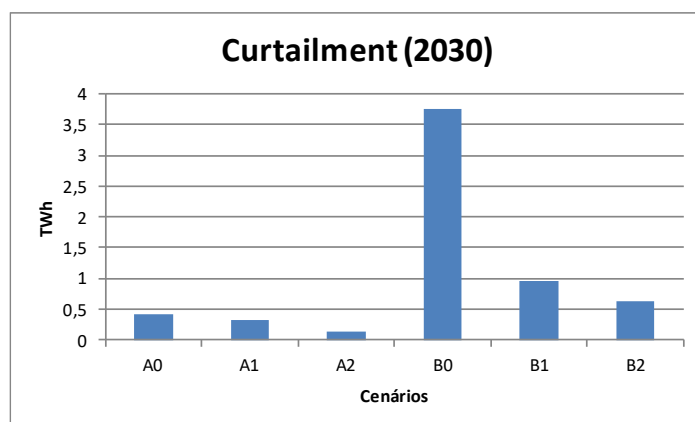


Figura 15 - Curtailment de variável renovável (Cenários 2030)

Demonstra-se que mesmo no cenário Conservador previsto no RMSA, em 2030 haverá lugar a *curtailment* que será muito acentuado no cenário de aumento de *offshore* (B), se não houver outras medidas associadas. Num cenário base e com a *offshore* prevista na proposta do governo o *curtailment* será de 3,8 TWh. Mesmo no subcenário B.2, onde se considera um aumento do consumo relativamente ao cenário Conservador do RMSA e ano seco, se verifica um aumento de *curtailment* (0,6 TWh) relativamente a A.2, sendo por isso necessário acautelar outras medidas a serem implementadas em paralelo com o aumento do *offshore*, por exemplo o armazenamento.

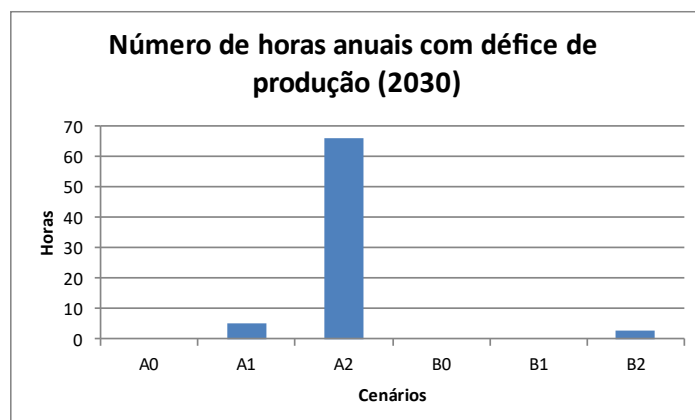


Figura 16 - Número de horas anuais com déficit de produção em relação à procura (Cenários 2030)

Da Figura 16 pode verificar-se que o potencial número de horas anuais com oferta insuficiente em relação à procura é consideravelmente elevado no cenário A.2:seco+consumo. Ou seja, no cenário Central previsto pelo RMSA pode haver dificuldades de abastecimento em caso de stress hídrico e de consumo elevado. Embora significativamente mais reduzido, nos cenários A.1 e B.2 há também insuficiência de oferta. Basta que se esteja num ano seco para poder haver problemas de satisfação da carga. Relativamente aos restantes subcenários, mostrados na Figura 16, não há escassez de oferta. De referir que estas questões de escassez do lado da oferta são sentidas em cenários de escassez de afluências hídricas e com consumo elevado (por exemplo, por aumento da eletrificação). Por outro lado, nos cenários com aumento de *offshore* (B) este tipo de questões relacionadas com a escassez de oferta é praticamente inexistente, mas, sem outras medidas a acompanhar a *offshore*, já vimos que há um aumento significativo de *curtailment*.

Conclui-se que os fatores indicam déficit de armazenamento ou de capacidade despachável instalada, que pode levar à possibilidade de problemas no fornecimento de energia, especialmente em anos secos com elevados consumos e na ausência das mais recentes perspetivas de energia eólica *offshore*.

4.1.2 2040

As principais diferenças entre os cenários de 2040 e 2030 estão essencialmente na capacidade de eólica *offshore* instalada e nos efeitos que isso tem no sistema elétrico.

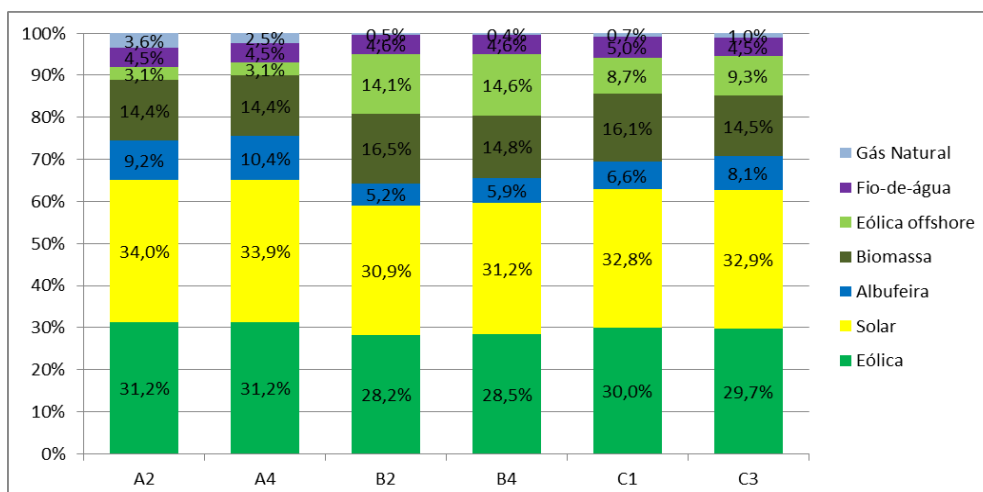


Figura 17 - Mix energético para os diferentes cenários em 2040

É possível observar (Figura 17) que a produção a gás natural (GN) ainda mantém algum valor, ainda que pequeno, nos subcenários A:base, enquanto que nos subcenários de B:base+*offshore* a sua contribuição é já muito diminuta onde a eólica *offshore* atinge maior destaque, diminuindo substancialmente a dependência do GN e das albufeiras. Mais concretamente, a eólica *offshore* vem diminuir o recurso ao GN em cerca de 85% com uma redução de 2,38 TWh anuais entre os subcenários A.2 e B.2 e uma redução de 1,6 TWh anuais A.4 e B.4. Nos subcenários C:base+metade *offshore*, temos sobretudo a *offshore* a contribuir com metade daquilo que contribui em B. Verifica-se, pois, um aumento da contribuição da hídrica ao mesmo tempo que ainda se mantém uma pequena contribuição do GN (0,7% e 1% nos subcenários C.1 e C.3, respetivamente).

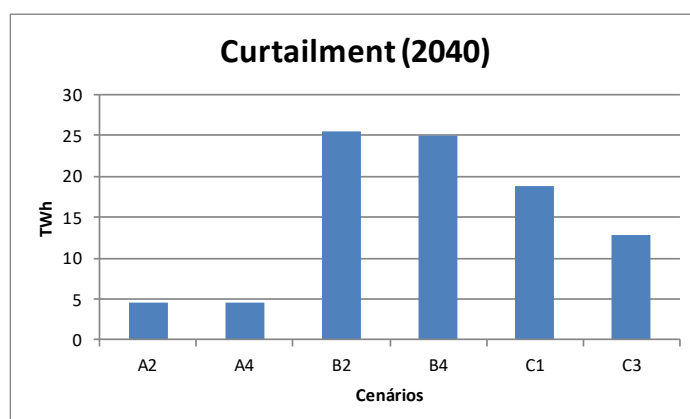


Figura 18 - Curtailment de variável renovável (Cenários 2040)

Nos cenários B, devido ao forte aumento de *offshore*, o *curtailment* aumenta muito quando comparado com o cenários A:base, cerca de 20 TWh anuais. Pode verificar-se que também no cenário C alterado (base+metade da *offshore* e sem nuclear)

há um forte aumento do *curtailment* comparativamente ao cenário base A, ainda que menor que nos cenários B. Entre os cenários B.2 e B.4 existe uma pequena redução no *curtailment* (-0,6 TWh), fruto da maior capacidade de armazenamento, suficiente para reduzir o número de potenciais horas de déficit de dezasseis para apenas uma (Figura 19).

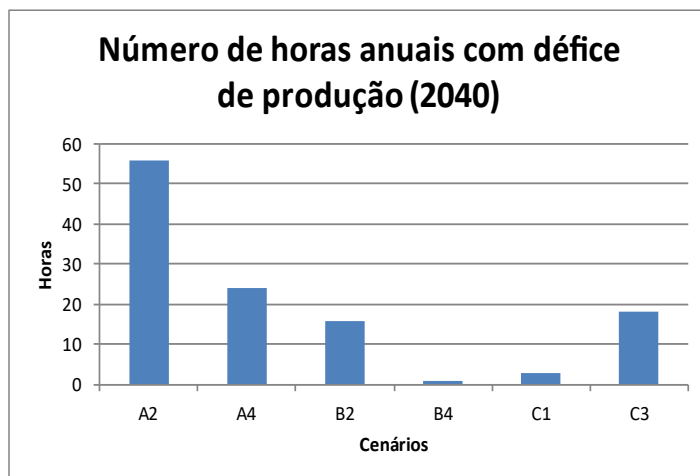


Figura 19 - Número de horas anuais com déficit de produção em relação à procura (Cenários 2040)

Entre os subcenários equivalentes A.2, B.2 e A.4, B.4, verifica-se claramente a redução do número de horas com déficit de produção, porém esse ganho vem acompanhado do aumento exponencial no *curtailment*. Isto devido à capacidade instalada de *offshore* ser dez vezes inferior no cenário A em relação ao B.

Comparando os subcenários 2 e 4, ou seja, considerando o sistema de transvases acrescido das barragens do PNBEPH também se verifica uma redução do número de horas anuais com déficit de produção assim como uma redução da dependência do gás natural de 30% (0,84 TWh) nos cenários A e 15% (0,06 TWh) nos cenários B.

Relativamente ao cenário C, ainda que com apenas metade da capacidade prevista de eólica offshore instalada, para o subcenário seco de consumo moderado (C.1), o número de horas com déficit de produção já é bastante reduzido embora ainda seja significativo com maiores níveis de consumos (C.3). Além disso, é possível observar que o

Cenários	Características
A	Dados base RMSA/RNC2050
B	[A] + Capacidade offshore
C	[A] + Capacidade nuclear (apenas em 2050) & metade da capacidade offshore
Subcenários	Características
0	Base / Ano hidrológico normal
1	Ano hidrológico seco
2	[1] + consumo elevado
3	[2] + armazenamento (barragens do PNBEPH + baterias)
4	[3] + extra (transvases + H2)

consumo de gás natural sobe ligeiramente assim como a produção por albufeira, resultado da maior procura.

Por outro lado, conclui-se que mesmo com metade da capacidade offshore (C), reduz-se o uso do gás natural em cerca de 65% (1,28 TWh) relativamente a A, ligeiramente menos do que comparando com o cenário B, com toda a oferta *offshore*.

É notório que sem as mais recentes projeções de eólica *offshore* ou sem mais armazenamento, poderão existir problemas na segurança do abastecimento sobretudo em anos secos com consumos elevados.

Ainda assim, poderia ser vantajosa a adoção do cenário com metade da capacidade de eólica *offshore* reduzida (C alterado) pois o *curtailment* diminuiria consideravelmente ainda que haja um ligeiro aumento do défice de produção que poderia ser compensado com mais oferta de capacidade de armazenamento.

4.1.3 2050

Para 2050 as grandes diferenças relativamente a 2040 são essencialmente no fim da produção a gás natural, ficando apenas uma capacidade residual (200 MW), na grande capacidade de eólica e fotovoltaica e na maior oferta de armazenamento.

Ao analisar os resultados do mix energético em 2050 verifica-se já um sistema elétrico 100% baseado em fontes renováveis (incluindo nuclear) ainda que com bastantes horas de défice ou elevado nível de *curtailment* em alguns subcenários.

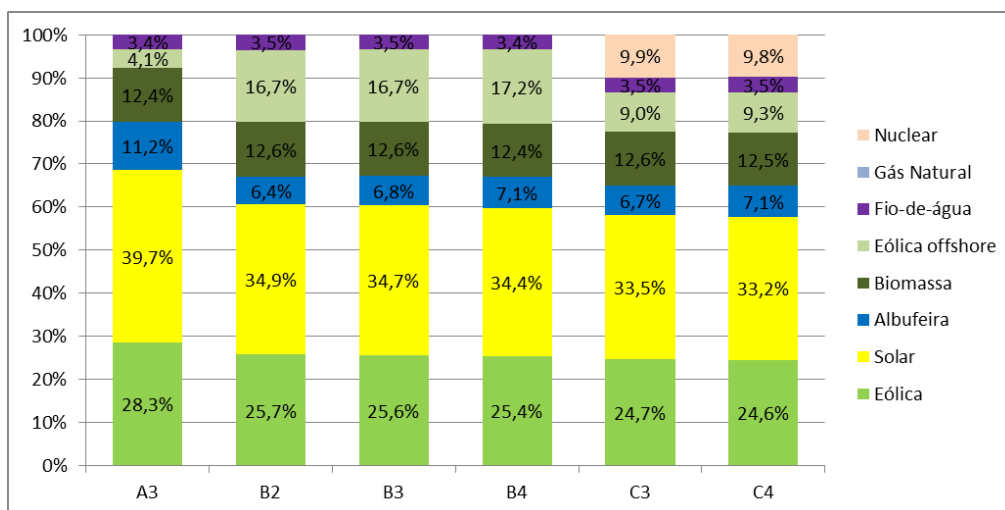


Figura 20 - Mix energético para os diferentes cenários em 2050

Um dos aspetos que se destaca logo à partida é o número muito significativo de horas com défice de produção no cenário A, ou seja, com as previsões do RNC_2050 que não inclui as mais recentes previsões de eólica *offshore*, além do relativamente pouco *curtailment*. Isto evidencia desde logo a pouca capacidade de oferta instalada para o consumo previsto e nas condições de ano seco. Portanto, no cenário Central do RMSA, em caso de stress hídrico e consumo elevado, mesmo com as barragens do PNBEPH (A.3) há muitas horas de déficit de produção.

Nos cenários B e C é de notar o aumento exponencial do *curtailment* visível na Figura 22 (25-30 TWh, relativamente a A) e o número de horas com défice de produção também significativo nos subcenários secos e consumo elevado sem armazenamento extra e barragens do PNBEPH atingindo as 103 horas no B.2 (Figura 21).

Em contrapartida verifica-se a diminuição gradual do número de horas com défice de produção com o aumento da capacidade de armazenamento, barragens do PNBEPH (B.3 e C.3 na Figura 21) e principalmente com a introdução das turbinas CCGT de H2 (B4 e C4) onde o défice não existe e todo o consumo é garantido pela oferta disponível. Continua a existir um elevado *curtailment*, que pode querer significar ou a possibilidade de reduzir alguma capacidade de oferta ou aumentar a capacidade de armazenamento.

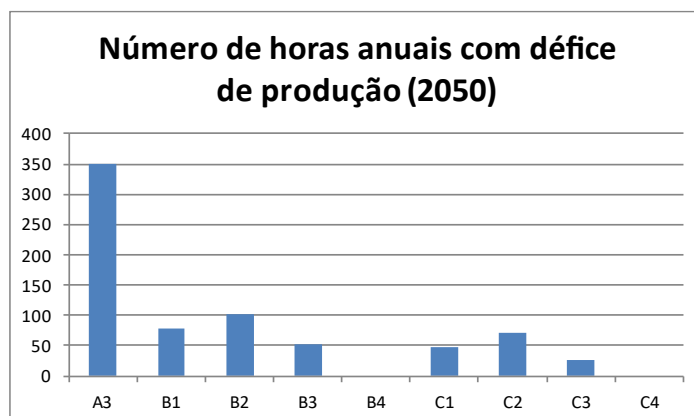


Figura 21 - Número de horas anuais com défice de produção em relação à procura (Cenários 2050)

Isto demonstra a grande variabilidade na disponibilidade de recursos renováveis onde mesmo com 10 GW de capacidade instalada em eólica *offshore*, não garantindo armazenamento em quantidade e capacidade suficientes, podem surgir sérios desafios às redes elétricas.

Em relação ao cenário C onde se substitui metade da capacidade *offshore* por uma central nuclear, e comparado com B (toda a capacidade *offshore*), é possível verificar uma ligeira redução no *curtailment* e no número de horas com défice de produção. Este facto evidencia o possível benefício de uma central nuclear, uma vez que instalamos apenas metade da capacidade *offshore* e garantimos menos horas de défice assim como menos *curtailment*.

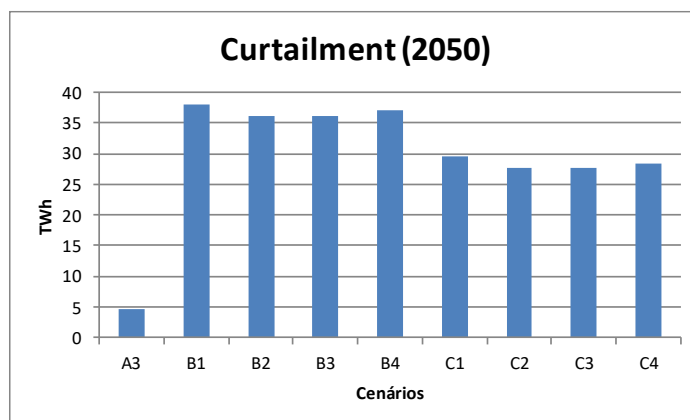


Figura 22 - *Curtailment* de variável renovável (Cenários 2050)

4.2 Hidrogénio

Aprofundando o aspeto da utilização do hidrogénio que sendo tão noticiado como a grande “esperança” do armazenamento em sistemas de energia, foram idealizados alguns cenários (baseados no subcenário B.2) considerando o uso das centrais CCGT alimentadas a gás natural com mistura de hidrogénio em diferentes percentagens graduais até 100%. O objetivo é verificar o impacto do hidrogénio no sistema elétrico português em termos de consumo e produção de eletricidade.

Assim, é avaliada a produção de eletricidade destas centrais, que entram em funcionamento apenas quando existe défice e, por sua vez, o H₂ só é produzido em períodos de excesso de variável renovável. Considera-se assim apenas o “caminho” do hidrogénio (percurso das setas azuis na Figura 23) dado que o gás natural não consome eletricidade para ser produzido e não entra então nestes cálculos. O H₂ produzido será utilizado apenas para posterior produção de energia, sendo de esperar um aumento nos consumos devido à produção de H₂.

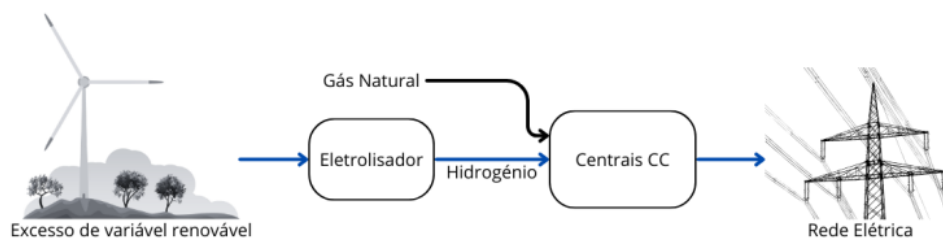


Figura 23 – Percurso considerado para o estudo do hidrogénio

Em relação aos cenários de **2030**, estes não foram considerados nesta análise uma vez que não está prevista a instalação de capacidade suficiente de renovável variável para gerar excedente destinado à produção de hidrogénio verde, nem se está a pensar aumentar muito a percentagem de H₂ na rede GN. Neste ano a produção a gás natural demonstra ter ainda uma grande contribuição no mix energético, principalmente nos cenários secos com consumo elevado (como se verifica na Figura 14). Por esta razão, é ainda impossível produzir hidrogénio verde em quantidade suficiente para substituir grandes percentagens do total de gás natural utilizado, apenas com o excesso de produção variável renovável.

De acordo com o RMSA-22 [5], estão previstos 1819 MW de capacidade em centrais a gás natural em **2040**, que ainda é um valor significativo e que oferece segurança ao sistema elétrico ainda que a sua produção anual não tenha grande contribuição nos cenários com *offshore* (0,38 TWh; 0,5%) [Figura 17].

Utilizando uma mistura de 30% de H₂, são consumidos 0,34 TWh de eletricidade para a produção de hidrogénio, mas se a percentagem de mistura for aumentada para 70%, este valor passa para 0,8 TWh sendo produzidos 0,31 TWh (Figura 25).

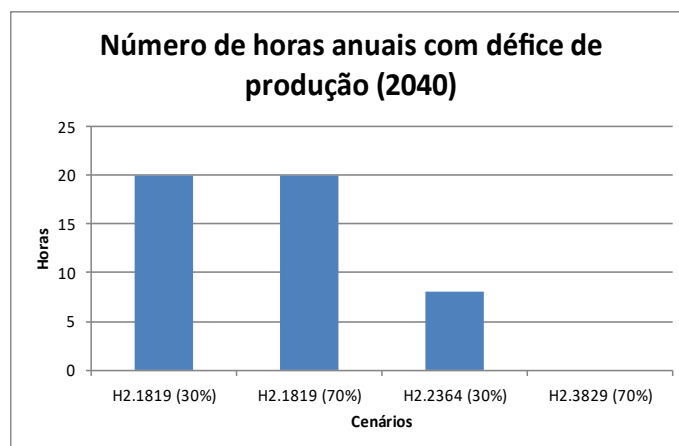


Figura 24 - Número de horas anuais com défice de produção

Assim, considera-se que utilizando uma mistura 30% de hidrogénio na rede de gás natural, o consumo de gás natural é reduzido na mesma ordem e, portanto, a capacidade pode ser aumentada na mesma proporção (2364 MW) mantendo assim o consumo de GN mas com maior capacidade de produção.

Visualizando o gráfico da Figura 24 é possível verificar a redução em 60% no número de horas com défice de oferta apenas com o aumento de 30% na capacidade instalada de centrais a gás natural sendo que a diferença na energia consumida é mínima [Figura 25]. Relembrando que não é adicionado o armazenamento dos subcenários 3 e 4.

No cenário em que se mantém em funcionamento todas as centrais existentes atualmente abastecidas com mistura de 70% de hidrogénio verde, este défice é anulado ainda que com um ligeiro aumento no consumo (0,6 TWh), o que é bastante aceitável uma vez que o *curtailment* também é muito elevado (~25 TWh) [Figura 18].

Daqui se demonstra que incluir misturas de H₂ com a mesma capacidade instalada não tem impacto podendo até piorar uma vez que aumenta o consumo, o que ainda assim não se verifica, resultado do excesso de *curtailment*. A melhor solução passa por aumentar a capacidade instalada aumentando a segurança do sistema elétrico.

Relembrar também que não estão a ser considerados os possíveis custos de manter em funcionamento e em estado de prontidão estas centrais com poucas horas de utilização anuais.

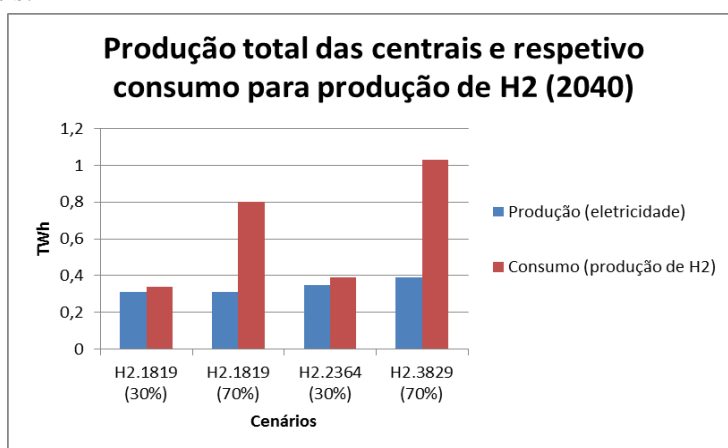


Figura 25 - Produção total das centrais CCGT e consumo para a produção

No RNC_2050 [1] estão previstos apenas 200 MW de capacidade de gás natural pelo que a sua contribuição no abastecimento do sistema elétrico é naturalmente muito reduzida (0,09 TWh).

De igual modo, considera-se que utilizando uma mistura 30% de hidrogénio na rede de gás natural, a capacidade pode ser aumentada na mesma ordem (266 MW). No

entanto, esta diferença é mínima não tendo efeitos práticos no sistema, como é possível verificar nos gráficos das Figura 26 e Figura 27.

Posto isto, é considerada a continuidade do funcionamento das centrais de Lares e Tapada do Outeiro até 2050, que oferecem uma potência conjunta de 1874 MW, abastecidas de igual modo com a mistura de 30%.

Pela visualização do gráfico da Figura 26 é possível verificar a redução imediata em 60% do número de horas de défice depois da “introdução” destas centrais sendo que abastecem 0,48 TWh do consumo anual. Para esse efeito, para produção por eletrólise, do hidrogénio utilizado são consumidos 0,54 TWh.

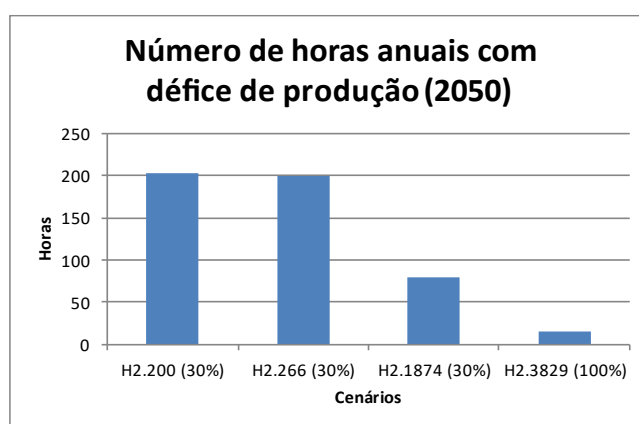


Figura 26 - Número de horas anuais com défice de produção

Por fim, é considerado que se mantém em funcionamento toda a capacidade das centrais CCGT até 2050 (3829 MW) com a perspetiva de que por esta altura será possível a sua reconversão total para funcionamento abastecido exclusivamente com hidrogénio produzido por eletrólise.

Assim, verifica-se que considerando apenas esta medida, o número de horas com défice de produção já praticamente se reduz a zero sendo que foram gastos 2,69 TWh de eletricidade para produzir hidrogénio por eletrólise que por sua vez abasteceu 0,73 TWh do consumo (Figura 27). Este grande aumento no consumo não provoca impactos negativos no sistema uma vez que o H₂ é produzido utilizando apenas o excesso de produção renovável variável que, de outra forma, seria desperdiçado (*curtailment*).

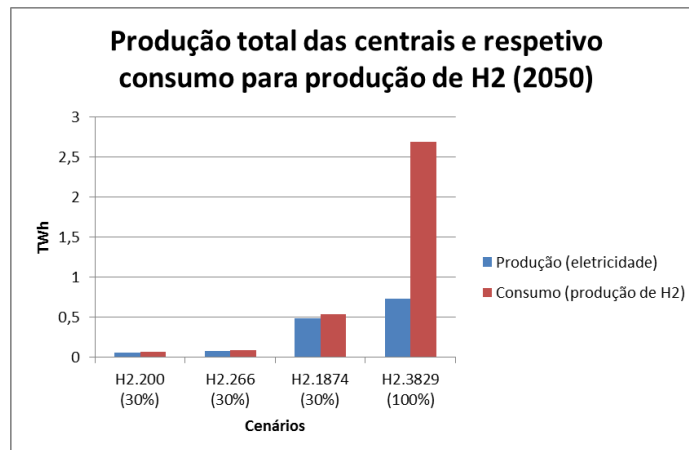


Figura 27 - Produção total das centrais CCGT e consumo para a produção de H2

Isto revela a baixa eficiência do uso do hidrogénio e conseqüentemente os custos elevados. Contudo, esta energia seria desperdiçada de qualquer forma e torna-se evidente que esta solução contribui significativamente para mitigar os desafios dos sistemas elétricos baseados em fontes renováveis variáveis. De lembrar a possibilidade de, existindo sistemas de armazenamento adequados, se poder recorrer ao H₂ para contribuir para a satisfação das necessidades em situações de curto e longo prazo. Ou seja, é um recurso muito interessante do ponto de vista da operação do sistema elétrico operando com a alta flexibilidade das centrais CCGT.

4.3 Perspetiva 30/40/50

Numa perspetiva de comparação de horizontes, nota-se as diferentes capacidades instaladas e consumos previstos. Logo à primeira vista, destaca-se que ao manter em funcionamento as centrais a gás natural e aumentando o armazenamento é reduzido significativamente o risco de défice de oferta para satisfazer a procura.

Entre 2030 e 2050, de acordo com as previsões, a capacidade instalada total em Portugal é aumentada em 23 GW, cerca de 65%, enquanto que os consumos e a ponta aumentam 26 GWh e 4400 MW, o que corresponde a cerca de 45%, no entanto é a natureza não despachável de boa parte da capacidade acrescentada que provoca impactos distintos no sistema elétrico.

Por exemplo, nos subcenários para 2030 e 2040 mesmo com pouco armazenamento, o défice é pequeno quando comparado com os subcenários

equivalentes para 2050, ainda que para isso tenha de se recorrer bastante ao uso de gás natural. Em 2050 o mesmo não sucede, verificando-se que os subcenários com armazenamento em capacidade e quantidade insuficientes resultam em défice bastante acentuado da oferta por não existir capacidade de produção de backup, nomeadamente centrais a gás natural. Ou seja, verifica-se claramente que num sistema totalmente baseado em variável renovável são necessárias grandes quantidades de armazenamento para garantir a segurança do abastecimento.

Visualizando as figuras seguintes, de algumas semanas típicas de diferentes anos, consegue-se verificar as diferenças diárias e sazonais das variáveis renováveis no mix energético.

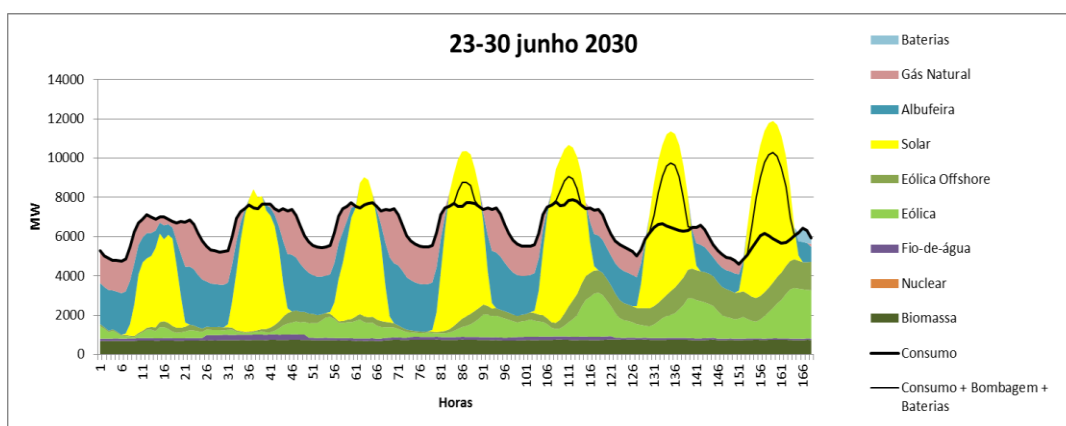


Figura 28 - Exemplo de semana típica de verão (2030)

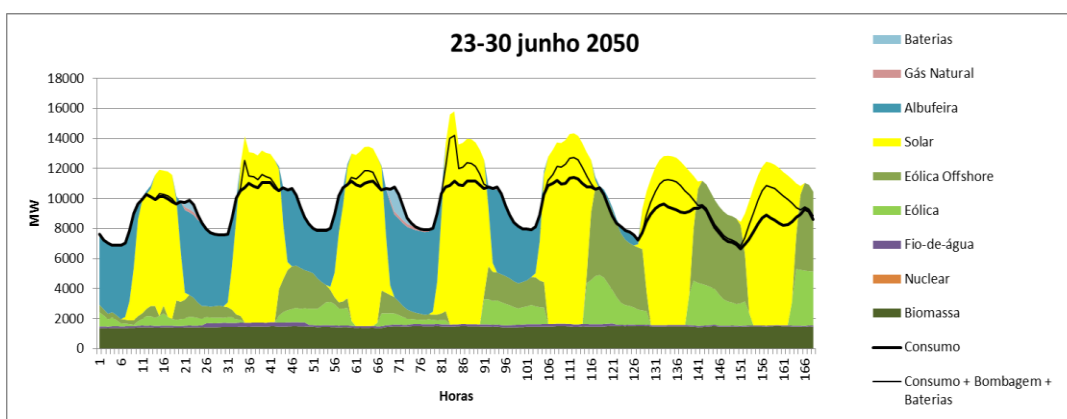


Figura 29 - Exemplo de semana típica de verão (2050)

No período de verão (Figura 28 e Figura 29), tipicamente durante o dia a produção renovável excede o consumo devido ao solar pelo que é um período muito propício para o aumento de energia armazenada. Pelo contrário, durante a noite é

necessário recorrer às albufeiras e baterias (2050) e também ao gás natural (2030) para lidar com a falta de disponibilidade de recursos, nomeadamente da eólica que tem menos contribuição nesta época do ano.

No período de inverno (Figura 30 e Figura 31), a produção eólica é muito maior com momentos de alguns dias consecutivos em que essa produção abastece totalmente o consumo. A produção hídrica de fio-de-água também tem mais relevância sendo que as albufeiras funcionam como backup e, por vezes, a produção térmica (2030) e baterias, nomeadamente quando a disponibilidade eólica é menor e durante a noite.

Nestes períodos verifica-se também muito *curtailment*, principalmente durante o dia onde a produção renovável pode ter uma ponta muito elevada em comparação com o consumo.

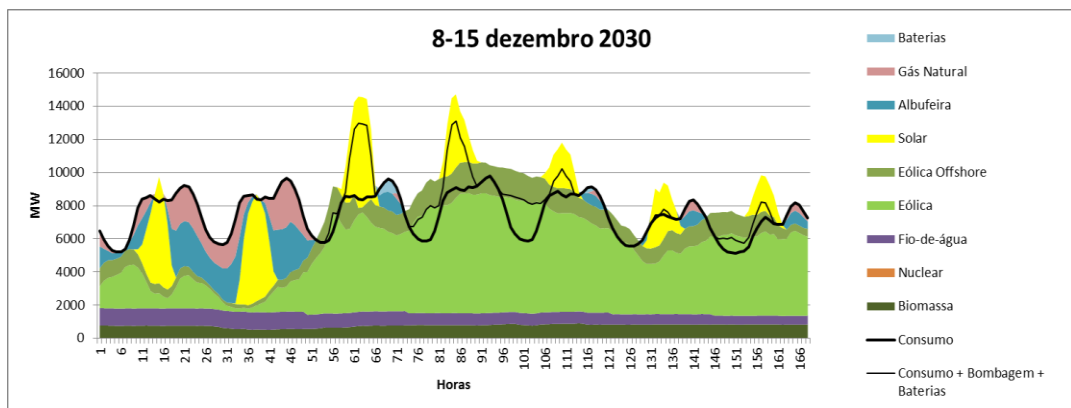


Figura 30 - Exemplo de semana típica de inverno (2030)

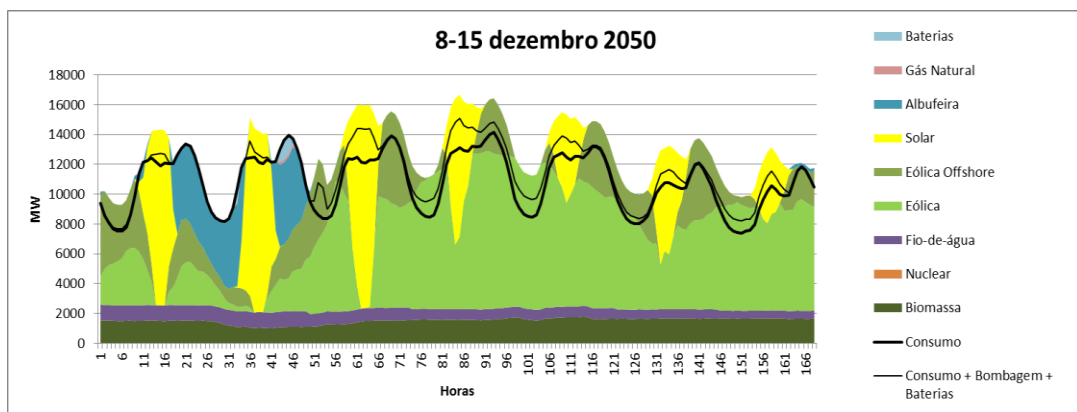


Figura 31 - Exemplo de semana típica de inverno (2050)

4.4 Necessidades armazenamento - Reserva 3 meses

Achou-se interessante quantificar a capacidade de armazenamento necessária para suprir as necessidades no consumo de energia elétrica em Portugal durante três meses. Para tal foi usado um cenário de seca extrema em que os únicos fluxos de entrada de energia são as renováveis variáveis (eólica, solar, biomassa).

Este cenário corresponde então ao subcenário B.3 para 2050, porém com uma afluência hídrica nula durante todo o ano tanto nas albufeiras como no fio-de-água. No entanto, verificou-se que o EnergyPlan apresenta uma limitação para esta situação específica uma vez que não há quaisquer referências aos caudais ecológicos normalmente necessários nos aproveitamentos hidroelétricos. Também não é possível parametrizar perdas no recurso hídrico. Isto resulta, num cenário extremo com pouca disponibilidade e afluência de água, numa utilização excessiva de bombagem sempre com a mesma (reduzida) disponibilidade hídrica inicial.

De forma a contornar essa limitação, tendo como dados de entrada os resultados da simulação do EnergyPlan, utilizou-se o Excel para o pós-processamento desses dados de forma a implementar um caudal ecológico e impor um limite à quantidade de água disponível ao longo do ano. Por sua vez, isto limita a quantidade de bombagem e consequente produção hidroelétrica para valores mais alinhados com a realidade.

A análise foi feita recorrendo a uma janela deslizante ao longo de três meses consecutivos durante um ano completo, contabilizando todos os períodos em que a oferta não é suficiente para responder à procura e verificando o valor máximo que esse défice atinge, tanto em energia como potência.

Tabela 10 - Total anual de bombagem e produção hidroelétrica

TWh	EnergyPlan	Excel
Bombagem	6,83	4,34
Produção	5,53	3,55

Tabela 11 - Máximo valor de 3 meses da reserva necessária

	Necessidade reserva (EnergyPlan)	Necessidade reserva (Excel)
Potência (GW)	12,2	12,2
Energia (GWh)	1762	2565

Verifica-se que, num cenário extremamente seco em Portugal, seria necessário manter uma reserva de **12,2 GW** e **2565 GWh**, suficiente para garantir a segurança do sistema elétrico e evitar cortes no abastecimento durante três meses.

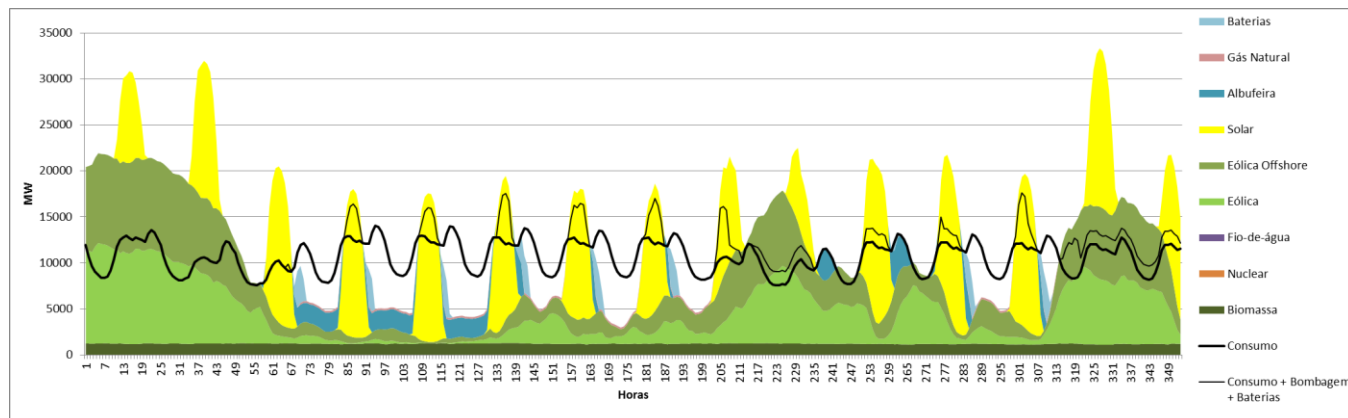


Figura 32 – Diagrama de carga correspondente a 15 dias do maior período de défice

Pela visualização da Figura 32, que corresponde ao diagrama de carga de um pequeno período (15 dias) dentro dos três meses considerados com maior necessidade de reserva, verificam-se várias horas com produção insuficiente. De notar que no início do diagrama existe excesso de produção em que a capacidade de armazenamento já se encontra no máximo, ou seja, não é possível armazenar mais pelo que esse excesso é desperdiçado (*curtailment*).

Ainda assim, com a redução posterior da produção eólica para valores quase nulos, surgem períodos prolongados de horas de grande défice em que a produção não responde aos consumos, o que revela a falta de capacidade despachável ou armazenamento. Não existindo qualquer afluência hídrica, a produção fio-de-água é nula e a disponibilidade de água em albufeiras para efeitos de bombagem/produção é também reduzida e insuficiente para as necessidades. No entanto, pela visualização da Tabela 12 e tomando este período com exemplo, verifica-se que o total de produção renovável supera o consumo, no entanto o défice é notório. Mais uma vez, mostra-se que se existisse capacidade de armazenamento suficiente, o consumo poderia ser todo abastecido por produção renovável.

Tabela 12 - Totais relativos aos 15 dias do diagrama de carga da Figura 32

GWh	Produção	Consumo
Solar	1487	-
Onshore	1249	-
Offshore	1337	-
Total	4073	3766

5. Conclusões e Trabalho Futuro

5.1 Conclusão

De modo a ir ao encontro dos objetivos propostos no RNC_2050, onde se perspetiva uma transição energética no sistema elétrico nacional com vista a atingir uma produção baseada apenas em fontes renováveis variáveis, é de todo o interesse estudar essa evolução e os impactos que advêm dessa reestruturação.

Com esse propósito, foram criados potenciais cenários para o sistema elétrico português para os horizontes temporais de 2030, 2040 e 2050 para serem simulados através da ferramenta de análise EnergyPlan. Neste sentido, primeiramente modelou-se um ano histórico de referência (2019) com o objetivo de validar a ferramenta, comparando um conjunto de dados output obtidos da simulação com os dados reais, consultados no *data hub* da REN, desse mesmo ano. Os cenários foram idealizados com base nos relatórios RMSA, RNC, PNBEPH e nas recentes previsões de capacidade eólica offshore. Para cada cenário foram ainda criados subcenários considerando diferenças na afluência hídrica, nos consumos e na capacidade de armazenamento.

Os resultados para 2030 mostraram que, nos cenários A.2:seco+consumo, o potencial número de horas de défice em relação à procura é ainda elevado, o que já não acontece nos cenários B:base+offshore. Porém, isso acarreta o custo de um aumento significativo no *curtailment* se não forem implementadas medidas adicionais, por exemplo o armazenamento. Além disso, a produção a gás natural mantém alguma preponderância nos cenários A (14,1%) e B.2 (6,7%), o que evidencia o risco do descomissionamento prematuro destas centrais. Isto é, no cenário Central previsto pelo RMSA podem existir problemas no abastecimento, basta que se esteja num ano seco para poder haver dificuldades de satisfação da carga.

Para 2040, e já com as recentes projeções do governo português para a instalação de eólica offshore (cenários B) temos lugar a um aumento exponencial do *curtailment*. Em contrapartida, nos cenários A:base verificou-se um potencial número de horas com défice bastante mais elevado assim como uma contribuição do gás natural no mix energético de 3,6%, 85% maior em relação a B. Se for considerado o subcenário 4 (PNBEPH+transvases), verificou-se também a redução tanto do potencial número de

horas de déficit como da dependência do gás natural, -30% nos cenários A:base e -15% nos cenários B:base+offshore. O cenário C:base+metade offshore surge como uma solução intermédia que poderia ser vantajosa uma vez que o *curtailment* se reduzia a metade, em relação a B, apesar do ligeiro aumento nas potenciais horas de déficit de produção e que poderia ser compensado com mais oferta de armazenamento.

Os cenários para 2050 indicam desde logo um número muito significativo de potencial número de horas de déficit nos cenários A:base, ou seja, com as previsões do RNC_2050, mesmo com as barragens do PNBEPH (A.3). Nos cenários B e C, destaca-se o aumento do *curtailment* assim como o ainda elevado número de horas de horas com déficit de produção nos subcenários secos de consumo acrescido sem as barragens do PNBEPH. Todavia, com a introdução das barragens do PNBEPH (B.3 e C.3) e principalmente com a introdução das turbinas CCGT de H2 (B.4 e C.4), o déficit é anulado. Continua a existir, no entanto, um elevado *curtailment* o que pode significar a possibilidade de reduzir capacidade de oferta ou aumento de armazenamento. Isto demonstra que a grande variabilidade dos recursos renováveis traz sérios desafios às redes elétricas sendo necessário garantir armazenamento em quantidade e capacidade suficiente.

Efetou-se também uma análise mais pormenorizada do uso do hidrogénio, produzido com excesso de variável renovável, utilizado para produzir eletricidade combinado com mistura de gás natural em diferentes percentagens em centrais CCGT.

Para 2040, utilizando uma mistura de 30% de H2 e aumentando a capacidade prevista na mesma proporção, verificou-se desde logo a redução em 60% no número de horas com déficit de oferta relativamente ao cenário base. O déficit é anulado mantendo todas as centrais existentes atualmente com uma mistura de 70% de hidrogénio verde, ainda que com ligeiro aumento nos consumos.

Em 2050 está prevista uma capacidade residual de gás natural (200 MW) pelo que se considerou a existência de alguma capacidade (1874 MW) de CCGT abastecidas de igual modo com a mistura de 30%. Isto resultou, desde logo, na redução em 60% do número de horas de déficit de produção. Por fim considerou-se que se mantém toda a capacidade atual das centrais CCGT até 2050 (3829 MW) abastecidas exclusivamente com hidrogénio verde. O déficit praticamente reduziu-se a zero sendo que foram gastos 2,69 TWh de eletricidade para produzir H2 que por sua vez abasteceu 0,73 TWh do

consumo o que revela a baixa eficiência do uso do H2, porém há que ter em conta que esta energia seria desperdiçada (*curtailment*).

Com o objetivo de quantificar as capacidades de armazenamento necessárias para suprir as necessidades de consumo em Portugal, foi simulado um cenário de seca extrema (afluência hídrica nula) em que os únicos fluxos de entrada de energia são as renováveis variáveis (eólica, solar, biomassa). Com os resultados da simulação foi feita uma análise recorrendo a uma janela deslizante ao longo de três meses consecutivos durante um ano verificando o valor máximo que o défice atinge nesse período. Verificou-se que, num cenário extremamente seco em Portugal, seria necessário manter uma reserva de 12,2 GW e 2565 GWh para garantir a segurança no abastecimento do SEE.

5.2 Trabalho Futuro

Na continuação deste trabalho surgem algumas hipóteses que podem ser exploradas, nomeadamente:

- Modelação dos diversos cenários utilizando perfis de simulação Monte Carlo ao invés de métodos determinísticos;
- Efetuar um estudo mais pormenorizado das discrepâncias de afluências hídricas entre diferentes zonas de Portugal assim como da capacidade de armazenamento.

6. Bibliografia

- [1] APA, «ROTEIRO PARA A NEUTRALIDADE CARBÓNICA 2050 (RNC2050)». Acedido: 27 de janeiro de 2022. [Em linha]. Disponível em: https://unfccc.int/sites/default/files/resource/RNC2050_PT-22-09-2019.pdf
- [2] J. Townson, «It's dark, it's still – it's dunkelflaute», Energy Networks Australia. Acedido: 7 de fevereiro de 2024. [Em linha]. Disponível em: <https://www.energynetworks.com.au/news/energy-insider/2021-energy-insider/its-dark-its-still-its-dunkelflaute/>
- [3] «Funcionamento», ENSE. Acedido: 13 de fevereiro de 2024. [Em linha]. Disponível em: <https://www.ense-epe.pt/reservaspetroliferas/funcionamento/>
- [4] International Renewable Energy Agency, «Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030», p. 132, out. 2017.
- [5] Direção Geral de Energia e Geologia, «Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2023-2040». Acedido: 8 de novembro de 2022. [Em linha]. Disponível em: <https://www.dgeg.gov.pt/media/ck2pa4s2/rmsa-e-2022.pdf>
- [6] «REN Data Hub», Ren Website Root. Acedido: 10 de julho de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://datahub.ren.pt/>
- [7] COBA/PROCESL e REN, «Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH)». Acedido: 10 de janeiro de 2023. [Em linha]. Disponível em: https://rioslivresgeota.org/wp-content/uploads/2015/04/plano_barragens_memoria_final1.pdf
- [8] D. Connolly, H. Lund, B. V. Mathiesen, E. Pican, e M. Leahy, «The technical and economic implications of integrating fluctuating renewable energy using energy storage», *Renewable Energy*, vol. 43, pp. 47–60, jul. 2012, doi: 10.1016/j.renene.2011.11.003.
- [9] R. Ramos, «Modelling Renewable Energy Integration: Energy Storage in the 2030 Portuguese Power System», 2018.
- [10] G. Krajačić, N. Duić, e M. da G. Carvalho, «How to achieve a 100% RES electricity supply for Portugal?», *Applied Energy*, vol. 88, n.º 2, pp. 508–517, fev. 2011, doi: 10.1016/j.apenergy.2010.09.006.
- [11] L. Fernandes e P. Ferreira, «Renewable energy scenarios in the Portuguese electricity system», *Energy*, vol. 69, pp. 51–57, mai. 2014, doi: 10.1016/j.energy.2014.02.098.
- [12] F. Fattori, N. Anglani, I. Staffell, e S. Pfenninger, «High solar photovoltaic penetration in the absence of substantial wind capacity: Storage requirements and effects on capacity adequacy», *Energy*, vol. 137, pp. 193–208, out. 2017, doi: 10.1016/j.energy.2017.07.007.
- [13] M. J. Seixas e J. M. Pina, «Armazenamento de Energia Elétrica: Cenários para o Sistema Elétrico Português», p. 75.
- [14] F. Miguel Matos Gonçalves, «Sistema elétrico tendencialmente 100 renovável Avaliação e cenarização do mix energético nacional para 2030, 2040 e 2050 e, das necessidades de armazenamento de energia». 2022.

- [15] P. Denholm, W. Cole, A. W. Frazier, K. Podkaminer, e N. Blair, «The Four Phases of Storage Deployment: A Framework for the Expanding Role of Storage in the U.S. Power System», p. 56.
- [16] «Happy Hours: Energy Storage Could Support the Grid Every Hour of the Day, All Year Long». Acedido: 18 de janeiro de 2022. [Em linha]. Disponível em: <https://www.nrel.gov/news/program/2022/happy-hours-energy-storage-could-support-the-grid-every-hour-of-the-day-all-year-long.html>
- [17] N. Blair *et al.*, «Storage Futures Study: Key Learnings for the Coming Decades», NREL/TP-7A40-81779, 1863547, MainId:82552, abr. 2022. doi: 10.2172/1863547.
- [18] IEEE, «ECCE 2022», *IEEE Electrific. Mag.*, vol. 9, n.º 4, pp. C2–C2, dez. 2021, doi: 10.1109/MELE.2021.3118233.
- [19] Artelys *et al.*, *Study on energy storage: contribution to the security of the electricity supply in Europe*. LU: Publications Office of the European Union, 2020. Acedido: 9 de novembro de 2021. [Em linha]. Disponível em: <https://data.europa.eu/doi/10.2833/077257>
- [20] J. J. Hargreaves e R. A. Jones, «Long Term Energy Storage in Highly Renewable Systems», *Frontiers in Energy Research*, vol. 8, p. 219, 2020, doi: 10.3389/fenrg.2020.00219.
- [21] «‘Longer-duration storage’ and its role in the future of energy», *Energy Storage News*. Acedido: 6 de dezembro de 2021. [Em linha]. Disponível em: <https://www.energy-storage.news/longer-duration-storage-and-its-role-in-the-future-of-energy/>
- [22] ADENE, «Estudo armazenamento de energia». Acedido: 9 de novembro de 2021. [Em linha]. Disponível em: https://www.observatoriodaenergia.pt/wp-content/uploads/2021/03/ESTUDO-ARMAZENAMENTO-DE-ENERGIA_Texto_Final_revisto-OBS-v2.pdf
- [23] Direção-Geral de Energia e Geologia, «ROTEIRO E PLANO DE AÇÃO PARA O HIDROGÉNIO EM PORTUGAL», dez. 2019. Acedido: 9 de dezembro de 2021. [Em linha]. Disponível em: <https://www.dgeg.gov.pt/media/d14dduhz/p3-roteiro-e-plano-de-a%C3%A7%C3%A3o-para-o-hidrog%C3%A9nio-em-portugal.pdf>
- [24] U.S. Department of Energy Office of Fossil Energy, «Electricity Storage Technology Review», jun. 2020. Acedido: 3 de novembro de 2021. [Em linha]. Disponível em: <https://www.energy.gov/sites/default/files/2020/10/f79/Electricity%20Storage%20Technologies%20%20Report.pdf>
- [25] C. Augustine e N. Blair, «Storage Futures Study: Storage Technology Modeling Input Data Report», NREL/TP-5700-78694, 1785959, MainId:32611, mai. 2021. doi: 10.2172/1785959.
- [26] M. Stocks, R. Stocks, B. Lu, C. Cheng, e A. Blakers, «Global Atlas of Closed-Loop Pumped Hydro Energy Storage», *Joule*, vol. 5, n.º 1, pp. 270–284, jan. 2021, doi: 10.1016/j.joule.2020.11.015.
- [27] M. King, A. Jain, R. Bhakar, J. Mathur, e J. Wang, «Overview of current compressed air energy storage projects and analysis of the potential underground storage capacity in India and the UK», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 139, p. 110705, abr. 2021, doi: 10.1016/j.rser.2021.110705.

- [28] «Technologies», EASE Storage. Acedido: 15 de fevereiro de 2022. [Em linha]. Disponível em: <https://ease-storage.eu/energy-storage/technologies/>
- [29] Direção-Geral de Energia e Geologia, «O Hidrogénio no Sistema Energético Português: Desafios de integração». Acedido: 3 de março de 2022. [Em linha]. Disponível em: <https://www.dgeg.gov.pt/media/3eshwqnl/p1-o-hidrog%C3%A9nio-no-sistema-energ%C3%A9tico-portugu%C3%AAs.pdf>
- [30] «The Future of Hydrogen», p. 203.
- [31] European Commission. Joint Research Centre., *Current status of chemical energy storage technologies: trends in research, development and deployment in Europe and the rest of the world*. LU: Publications Office, 2020. Acedido: 11 de novembro de 2021. [Em linha]. Disponível em: <https://data.europa.eu/doi/10.2760/280873>
- [32] S. Chatterjee, R. K. Parsapur, e K.-W. Huang, «Limitations of Ammonia as a Hydrogen Energy Carrier for the Transportation Sector», *ACS Energy Lett.*, vol. 6, n.º 12, pp. 4390–4394, dez. 2021, doi: 10.1021/acsenergylett.1c02189.
- [33] E. Comissão, «Energy storage – the role of electricity». Acedido: 10 de novembro de 2021. [Em linha]. Disponível em: https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/documents/swd2017_61_document_travail_service_part1_v6.pdf
- [34] REN Armazenagem, «PROJECTO DE CONSTRUÇÃO DE TRÊS CAVIDADES PARA ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS NATURAL», ESTUDO DE IMPACTE AMBIENTAL, mar. 2012. Acedido: 20 de junho de 2023. [Em linha]. Disponível em: https://siaia.apambiente.pt/AIADOC/AIA2598/vol_ii_rs2019412101639.pdf
- [35] ERSE, «Comunicado PDIRG 2023». Acedido: 10 de maio de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://www.erse.pt/media/rb4pyuqz/comunicado-pdirg-2023.pdf>
- [36] A. Cappelletti e F. Martelli, «Investigation of a pure hydrogen fueled gas turbine burner», *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 42, n.º 15, pp. 10513–10523, abr. 2017, doi: 10.1016/j.ijhydene.2017.02.104.
- [37] H.-Y. Shih e C.-R. Liu, «A computational study on the combustion of hydrogen/methane blended fuels for a micro gas turbines», *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 39, n.º 27, pp. 15103–15115, set. 2014, doi: 10.1016/j.ijhydene.2014.07.046.
- [38] «Investigadores desenvolvem turbina a gás movida a hidrogénio puro», Pplware. Acedido: 21 de setembro de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://pplware.sapo.pt/planeta/investigadores-desenvolvem-turbina-a-gas-movida-a-hidrogenio-puro/>
- [39] «IRENA – International Renewable Energy Agency». Acedido: 13 de fevereiro de 2024. [Em linha]. Disponível em: <https://www.irena.org/>
- [40] IRENA, «Green hydrogen cost reduction: Scaling up electrolyzers to meet the 1.5C climate goal», p. 106, 2020.
- [41] European Association for Storage of Energy, «Electrochemical Energy Storage - Lithium-Ion Battery».
- [42] «Hornsedale Power Reserve - South Australia’s Big Battery». Acedido: 5 de dezembro de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://hornsedalepowerreserve.com.au/>

- [43] D. Roberts, «Long-duration storage can help clean up the electricity grid, but only if it's super cheap». Acedido: 13 de dezembro de 2021. [Em linha]. Disponível em: <https://www.volts.wtf/p/long-duration-storage-can-help-clean>
- [44] D. Connolly, H. Lund, B. V. Mathiesen, e M. Leahy, «A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems», *Applied Energy*, p. 24, 2010.
- [45] J. Alaraudanjoki, V. Pavlov, e E. Pongrácz, «REVIEW OF ENERGY ASSESSMENT TOOLS», p. 9.
- [46] M. Child, A. Nordling, e C. Breyer, «Scenarios for a sustainable energy system in the Åland Islands in 2030», *Energy Conversion and Management*, vol. 137, pp. 49–60, abr. 2017, doi: 10.1016/j.enconman.2017.01.039.
- [47] S. Oberle, «Analysis and comparison of open source energy system models for the derivation of political recommendations for action», p. 121.
- [48] H. Lund, J. Z. Thellufsen, P. A. Østergaard, P. Sorknæs, I. R. Skov, e B. V. Mathiesen, «EnergyPLAN – Advanced analysis of smart energy systems», *Smart Energy*, vol. 1, p. 100007, fev. 2021, doi: 10.1016/j.segy.2021.100007.
- [49] D. Connolly, «Finding and Inputting Data into EnergyPLAN», p. 60, 2015.
- [50] «Introduction», EnergyPLAN. Acedido: 10 de julho de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://www.energyplan.eu/training/introduction/>
- [51] «Mais de 3 mil quilómetros quadrados de eólicas “offshore”: Governo coloca em consulta pública exploração de cinco áreas marítimas», *Expresso*. Acedido: 10 de julho de 2023. [Em linha]. Disponível em: https://expresso.pt/economia/economia_energia/2023-01-28-Mais-de-3-mil-quilometros-quadrados-de-eolicas-offshore-Governo-coloca-em-consulta-publica-exploracao-de-cinco-areas-maritimas-d1cf5d47
- [52] «Renewables.ninja». Acedido: 10 de julho de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://www.renewables.ninja/>
- [53] «Proposta preliminar das áreas especializadas e dos pontos para a ligação à Rede Nacional de Transporte de Eletricidade», dez. 2022. Acedido: 22 de fevereiro de 2023. [Em linha]. Disponível em: [https://participa.pt/contents/consultationdocument/Relatorio__Subgrupo1_Objetivo%20a\)_9002.pdf](https://participa.pt/contents/consultationdocument/Relatorio__Subgrupo1_Objetivo%20a)_9002.pdf)
- [54] «SNIRH :: Sistema Nacional de Informação de Recursos Hídricos». Acedido: 12 de fevereiro de 2024. [Em linha]. Disponível em: <https://snirh.apambiente.pt/>
- [55] I. CORPORATIVA, «Começaremos a encher o reservatório do Alto Tâmega», *Iberdrola*. Acedido: 12 de fevereiro de 2024. [Em linha]. Disponível em: <https://www.iberdrola.com/sala-comunicacao/noticia/detalhe/comecaremos-a-enchere-reservatorio-do-alto-tamega>
- [56] M. H. C. Campilho Jorge Avelar Froes, Miguel Holstein, «Há falta de água em Portugal? Não! Nem agora nem no futuro...», *PÚBLICO*. Acedido: 22 de fevereiro de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://www.publico.pt/2022/10/21/azul/opiniao/ha-falta-agua-portugal-nao-futuro-2024986>
- [57] *Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022*. Acedido: 2 de fevereiro de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://files.dre.pt/1s/2022/09/18700/0000600034.pdf>

- [58] A. S. Lusa Agência, «Seca. Governo suspende produção de electricidade em 5 barragens da EDP», Observador. Acedido: 10 de julho de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://observador.pt/2022/02/01/seca-governo-suspende-producao-hidroletrica-em-4-barragens-da-edp/>
- [59] Renascença, «COP26. Nuclear surge cada vez mais como solução para a neutralidade carbónica - Renascença», Rádio Renascença. Acedido: 20 de junho de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://rr.sapo.pt/noticia/mundo/2021/11/09/cop26-nuclear-surge-cada-vez-mais-como-solucao-para-a-neutralidade-carbonica/260097/>
- [60] «Portugal teria fatura energética das mais baixas do mundo se tivesse optado pelo nuclear - Renascença». Acedido: 20 de junho de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://rr.sapo.pt/noticia/economia/2021/11/24/portugal-teria-fatura-energetica-das-mais-baixas-do-mundo-se-tivesse-optado-pelo-nuclear/261984/>
- [61] «Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto». Acedido: 21 de novembro de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://www.eletronuclear.gov.br/Seguranca/Paginas/Tecnologia.aspx>
- [62] «PLANO NACIONAL ENERGIA E CLIMA 2021-2030 (PNEC 2030) - Atualização/Revisão». junho de 2023.

Cenários (TWh)	Eólica Onshore	Eólica OffShore	Solar	Fio-de-água	Biomassa	CCGT (Gás natural)	Hídrica de albufeira	Bombagem	Baterias
2030_A0	21,68	0,75	19,72	5,26	6,29	2,75	8,03	4,92	0
2030_A1	21,75	0,75	19,72	3,49	6,29	6,19	5,52	4,49	0,01
2030_A2	22,04	0,79	19,72	3,49	6,29	9,34	4,66	3,42	0,05
2030_B0	20,77	5,54	19,62	5,26	6,29	0,82	7,77	4,6	0,02
2030_B1	21,73	7,28	19,72	3,49	6,29	1,43	7,37	6,76	0
2030_B2	21,93	7,62	19,72	3,49	6,29	4,51	6,31	5,46	0,18

Fig.1 – Totais anuais em TWh (Cenários 2030)

Cenários (TWh)	Eólica Onshore	Eólica OffShore	Solar	Fio-de-água	Biomassa	CCGT (Gás natural)	Hídrica de albufeira	Bombagem	Baterias
2040_A0	20,41	1,45	22,76	5,26	11,17	0,46	6,7	3,28	0,06
2040_A1	21,97	1,58	24,51	3,49	11,17	0,84	6,6	5,82	0,12
2040_A2	24,18	2,4	26,3	3,49	11,17	2,76	7,1	7,66	0,14
2040_A3	25,28	2,6	27,01	3,49	11,17	0,31	9,97	9,82	0,01
2040_A4	24,22	2,41	26,29	3,49	11,17	1,92	8,09	7,66	0,18
2040_B0	18,82	8,09	20,47	5,26	11,17	0,01	4,05	0	0
2040_B1	19,97	9,25	21,7	3,49	11,17	0,23	3,03	1,42	0,03
2040_B2	21,45	10,71	23,47	3,49	12,57	0,38	3,97	2,57	0,05
2040_B3	21,66	11,45	23,73	3,49	11,17	0,4	4,28	2,8	0,12
2040_B4	21,54	11,02	23,58	3,49	11,17	0,32	4,48	2,57	0,09
2040_C0	19,45	5,45	21,21	5,26	11,17	0,13	4,75	0,87	0,02
2040_C1	20,79	6,03	22,73	3,49	11,17	0,51	4,54	3,27	0,06
2040_C2	22,76	7,53	25,01	3,49	11,17	0,78	6,19	5,32	0,11
2040_C3	22,89	7,13	25,3	3,49	11,17	0,76	6,23	5,21	0,21
2040_C4	22,57	7,28	24,83	3,49	11,17	0,64	6,49	4,61	0,18

Fig.2 – Totais anuais em TWh (Cenários 2040)

Cenários (TWh)	Eólica Onshore	Eólica OffShore	Solar	Fio-de-água	Biomassa	CCGT (Gás natural)	Nuclear	Hídrica de albufeira	Bombagem	Baterias
2050_A0	27,28	3,82	37,82	5,26	12,57	0,5	0	12,96	11,01	0,46
2050_A1	27,78	3,97	38,74	3,49	12,57	0,8	0	10,56	10,7	1,49
2050_A2	28,01	4,02	39,14	3,49	12,57	0,83	0	10,32	10,4	1,6
2050_A3	28,69	4,16	40,17	3,49	12,57	0,83	0	11,29	11,61	2,12
2050_A4	29,39	4,33	40,73	3,49	12,57	0,81	0	12,15	11,61	2,26
2050_B0	24,33	15,24	31,9	5,26	12,57	0,08	0	5,8	2,16	0,27
2050_B1	25,21	15,93	33,9	3,49	12,57	0,08	0	6,04	4,58	0,28
2050_B2	25,57	16,62	34,66	3,49	12,57	0,09	0	6,4	5,03	0,33
2050_B3	25,61	16,68	34,68	3,49	12,57	0,07	0	6,57	5,05	0,4
2050_B4	25,85	17,5	34,96	3,49	12,57	0,1	0	6,3	4,38	0,96
2050_C0	23,2	8,3	29,86	5,26	12,57	0,07	9,72	5,78	2,13	0,21
2050_C1	24	8,57	32,26	3,49	12,57	0,07	9,77	6,09	4,56	0,24
2050_C2	24,45	8,94	33,18	3,49	12,57	0,08	9,82	6,53	5,1	0,29
2050_C3	24,51	8,99	33,29	3,49	12,57	0,07	9,83	6,6	5,19	0,4
2050_C4	24,76	9,37	33,42	3,49	12,57	0,1	9,91	6,33	4,42	0,89

Fig.3 – Totais anuais em TWh (Cenários 2050)