



INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA

Departamento de Engenharia Eletrotécnica de Energia e Automação



**Simulação e análise do impacto das fontes de energia renovável,
tecnologias de armazenamento, veículos elétricos e sistemas de
hidrogénio no parque electroprodutor nacional para 2030**

ANDRÉ DAS NEVES MANEIRA LOPES

Licenciado em Engenharia Eletrotécnica

Trabalho Final de Mestrado para obtenção do grau de Mestre
em Engenharia Eletrotécnica – Ramo Energia

Orientadores:

Professora Doutora Cristina Inês Camus
Professor Doutor Jorge Sousa

Júri:

Presidente: Professor Luís Manuel dos Santos Redondo
Vogais: Professor Rui Pestana
Professor Jorge Sousa

Outubro de 2022

*O Homem não é nada além
daquilo que a educação faz dele*

Immanuel Kant (1724-1804)

Agradecimentos

À Matilde, que me inspirou pelo seu exemplo de persistência e alegria.

A todos os amigos, família e colegas de trabalho que me apoiaram nos momentos difíceis e sempre me deram força para continuar.

Agradecimento especial aos orientadores Eng.^a Cristina Inês Camus e Eng.^o Jorge Sousa, por toda a paciência e ajuda, e por terem feito tudo ao seu alcance para que nunca me faltasse material de apoio.

Agradeço também ao Eng.^o João Lagarto por toda a disponibilidade.

Obrigado por tudo, foi uma honra.

Resumo

As crescentes preocupações com as alterações climáticas levaram os governos a agir. Portugal apresentou metas ambiciosas através do seu Plano Nacional de Energia e Clima 2030 (PNEC2030) e do Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC2050) para reduzir as emissões de CO₂.

O objetivo deste trabalho é analisar os compromissos portugueses no âmbito dos cenários de 2030 apresentados no PNEC2030 e RNC2050. Para atingir este objetivo, foram realizadas simulações do sistema português utilizando o simulador desenvolvido pelo Grupo de Investigação em Sistemas de Energia do Instituto Superior de Engenharia de Lisboa. Este simulador, implementado em GAMS, realiza o comissionamento de grupos, o despacho económico e a coordenação hidrotermal do sistema energético português que minimiza o custo total do sistema.

Os dados existentes sobre 2020 permitem concluir que todas as metas foram alcançadas com sucesso.

Os resultados obtidos para simulações de 2030 mostraram um corte de 42 GWh de energia renovável por excesso de produção.

Os sistemas de armazenamento são uma solução para permitir maior aproveitamento dos excedentes de produção renovável, quer seja em sistemas hídricos com bombagem, quer seja com sistemas de baterias.

A produção de hidrogénio verde que tem na sua origem eletricidade de produção renovável é também uma solução para absorver o excesso de produção renovável ao longo do dia. Esta solução permite abastecer 10 mil veículos ligeiros movidos a hidrogénio durante um ano, o que permite evitar a emissão de 16,7 Mton de CO₂ para a atmosfera.

Palavras-Chave: Veículos Elétricos, Armazenamento de Energia, Hidrogénio, Despacho económico, Energias Renováveis.

Abstract

Growing concerns with climate change has prompted governments for action. Portugal put forward ambitious targets through its National Energy and Climate Plan 2030 (PNEC2030) and the Roadmap for Carbon Neutrality 2050 (RNC2050) to reduce CO₂ emissions.

The purpose of this work is to analyze the Portuguese commitments under the 2030 scenarios presented in the PNEC2030 and RNC2050. To achieve this goal, simulations of the Portuguese system were carried out using the simulator developed by the ISEL Energy Systems Research Group. This simulator, implemented in GAMS language, performs the unit commitment, economic dispatch, and hydrothermal coordination of the Portuguese power system that minimizes the full operational system costs.

Existing data for 2020 allow us to conclude that all goals were successfully achieved.

Base case results for 2030 showed a 42 GWh renewable energy curtailment caused by excessive production.

Storage systems are a solution to allow greater use of renewable production surpluses, whether in pumped water systems or with battery systems.

The production of green hydrogen, which originates from renewable electricity, is also a solution to absorb excess renewable production throughout the day. This solution makes it possible to supply 10 thousand hydrogen-powered light vehicles for a year, which prevents the emission of 16,7 Mton of CO₂ into the atmosphere.

Index Terms—Electric vehicles, Energy Storage, Hydrogen, Power generation dispatch, Renewable energy sources.

Índice

Agradecimentos	I
Resumo	II
Abstract	III
Índice de Figuras.....	VI
Índice de Tabelas	VII
Lista de Siglas.....	VIII
Lista de Variáveis	IX
Introdução.....	1
1 Energias Renováveis	6
1.1 – Alterações climáticas.....	6
1.2 – Políticas para mitigação das alterações climáticas	9
2 Horizonte 2020	12
2.1 Mundial (Quioto 1997-2020).....	12
2.2 Europa (Pacote Clima e Energia 2020)	15
2.2.1 Metas.....	15
2.2.2 Resultados	15
2.2.2.1 Emissões de GEE.....	15
2.2.2.2 Eficiência Energética.....	18
2.2.2.3 Integração de FER no CFE e nos transportes	19
2.3 Portugal (PNAER, PNAEE e PNAC).....	21
2.3.1 Emissão de Gases com efeito de estufa	21
2.3.1.1 Metas.....	21
2.3.1.2 Resultados	22
2.3.2 Eficiência Energética.....	23
2.3.2.1 Metas.....	23
2.3.2.2 Resultados	23

2.3.3.1	Metas.....	24
2.3.3.2	Resultados	24
3	Horizonte 2030	27
3.1	Mundial (Acordo de Paris de 2015).....	27
3.2	Europa (fit for 55).....	27
3.3	Portugal (PNEC2030).....	28
4	Descrição do modelo [25]	30
4.1	Objetivo	30
4.2	Restrições dos grupos térmicos	31
4.3	Restrições das centrais hidroelétricas sem bombagem.....	33
4.4	Restrições das centrais hidroelétricas com bombagem.....	34
4.5	Restrições relativas ao balanço de potência	36
4.6	Custos da geração térmica	37
4.6.1	Custos variáveis da geração térmica	37
4.6.2	Custos de arranque da geração térmica.....	38
5	Simulações e análises.....	40
5.1	Dados e considerações	40
5.2	Cenário base (Oficial 2030).....	43
5.3	Bombagem vs VE's	48
5.4	Emissões específicas dos veículos elétricos.....	48
5.5	Armazenamento adicional.....	49
5.6	Hidrogénio para mobilidade.....	50
6	Conclusões.....	53
	Referências Bibliográficas.....	55
	Anexo	58

Índice de Figuras

Figura 1: Evolução da população mundial (1800-2019) Adaptado de: [1].....	1
Figura 2: Consumo combustíveis fósseis na Europa, por tipo. Adaptado de [1].....	1
Figura 3: Variação mundial das emissões de CO ₂ [1].....	2
Figura 4: Variação dos custos de produção [USD/kWh] da energia solar e eólica. Adaptado de [7]	6
Figura 5: Temperatura média no Mundo(esq) e na Europa (dir) face ao período pré-industrial (1850-1899)	7
Figura 6: Resumo sobre os RCP's (Representative Concentration Pathways)	8
Figura 7: Comparação da variação de temperatura para os cenários RCP4,5 e RCP8,5	9
Figura 8: Variação emissões anuais de GEE na UE-27 em Milhões de toneladas [Mton]; [16]	16
Figura 9: Emissões verificadas no CELE 2005-2019, projeções dos Estados-Membros com as medidas existentes 2020-2030, fases 2, 3 e 4 do CELE, e o excedente acumulado de licenças CELE 2008-2019, (Mton CO ₂ eq) Adaptado de [17].....	17
Figura 10: % de FER no CFE nos países UE-27 Adaptado de [19]	20
Figura 11: Emissões não-CELE (excluindo LULUCF e Aviação Civil) 2005-2020 [20].....	22
Figura 12: Consumo de energia primária em Portugal, excluindo usos não energéticos (Mtep) Adaptado de [23].....	23
Figura 13: Fração de fontes de energia renovável (FER) no consumo final bruto de energia em Portugal (2014-2020) [23]	25
Figura 14: Evolução do consumo final de energia por setor económico (ktep) 2014-2020 [23]	26
Figura 15: Evolução do Produto Interno Bruto, das emissões totais de CO ₂ e Consumo de Energia Primária (ano ref ^a : 2000=100%) [24].....	28

Índice de Tabelas

Tabela 1: Anexo I da Convenção-Quadro das Nações Unidas.....	14
Tabela 2: Consumo de energia primária e distância para meta de 2020, UE-27. [18]	18
Tabela 3: Percentagem de FER no CFE bruto do setor dos transportes na UE-27 em 2020 [Fonte: Eurostat]	21
Tabela 4: Alocações de emissões anuais (setores Não-CELE) para Portugal para o período 2013-2020 no âmbito da partilha de esforços [15]	21
Tabela 5: Comparação das metas e resultados das emissões de GEE para Portugal (2013- 2019) [20]	22
Tabela 6: Consumo de energia primária no balanço energético nacional em 2020 (em tep) [23]	24
Tabela 7: Evolução do consumo de carvão 2014-2020 [Fonte: DGEG] [23]	24
Tabela 8: % de FER no CFE bruto no setor dos transportes em Portugal (2004-2020) [19]..	26
Tabela 9: Metas nacionais de Portugal para o horizonte 2030 [24].....	29
Tabela 10: Cálculo do número de veículos elétricos para 2030.	41
Tabela 11: Novas centrais hídricas até 2030 [Adaptado de: PDIRT 2022-2031]	42
Tabela 12: Alterações necessárias para incorporar novas centrais hídricas até 2030.....	42
Tabela 13: Principais dados de entrada para 2020 e 2030 (cenário base).....	43
Tabela 14: Dados de entrada para o cenário base de 2020 e 2030	44
Tabela 15: Dados das centrais térmicas e hídricas para os cenários de 2020 e 2030	45
Tabela 16: Dados de armazenamento para cenário base de 2020 e 2030	46
Tabela 17: Comparação de resultados entre 2020 e 2030 considerando veículos elétricos....	46
Tabela 18: Bombagem em 2030 com e sem veículos elétricos	48
Tabela 19: Variação das emissões específicas do VE entre 2020 e 2030	49
Tabela 20: Características do armazenamento adicional	49
Tabela 21: Comparação de resultados para 2030 com e sem armazenamento adicional)	50
Tabela 22: Densidade de energia do hidrogénio versus a de outros vetores energéticos [26]	51
Tabela 23: Consumo do eletrolisador e compressor de hidrogénio [27].....	51

Lista de Siglas

AEA	-	Alocação de emissões anual
APA	-	Agência Portuguesa do Ambiente
EEA	-	Agência Europeia do Ambiente (<i>European Environment Agency</i>)
EUA	-	Estados Unidos da América
CQNMUC	-	Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima
CELE	-	Comércio Europeu de Licenças de Emissão
CEP	-	Consumo de Energia Primária
CFE	-	Consumo final de energia
COP	-	Conferência das partes (<i>conference of parts</i>)
FER	-	Fontes de energia renovável
GEE	-	Gases com efeito de estufa
IPCC	-	Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>)
LULUCF	-	<i>Land use, land-use change and forestry</i>
PDIRT2022-2031	-	Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte para o período 2022-2031
PIB	-	Produto Interno Bruto
PNEC2030	-	Plano Nacional Energia e Clima 2030
PRE	-	Produção em regime especial
RNC2050	-	Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050
VE	-	Veículo elétrico
UE	-	União Europeia

Lista de Variáveis

- T , número de períodos de tempo t ,
- J , número de centrais térmicas j
- C_G^j , custo de geração de cada grupo térmico j , em €MWh
- $P^j(t)$, potência gerada pelo grupo térmico j , no período t , em MW
- δt , tempo entre dois períodos consecutivos t e $t+1$
- C_{ARR}^j , custo de arranque do grupo térmico j , em €
- $y^j(t)$, variável binária que traduz se o grupo térmico j arrancou no período t
- C_{CR} , custo atribuído ao corte de produção renovável, em €MWh
- $P_{CR}(t)$, potência renovável não fornecida no instante t , em MW [tratando-se de uma potência não produzida assume valores negativos]
- P_{min}^j , potência mínima para o grupo j , em MW
- P_{max}^j , potência máxima para o grupo j , em MW
- $u^j(t)$, variável binária que traduz se o grupo j está a funcionar no instante t
- P_{sub}^j , subida máxima de potência para o grupo j , em MW/h
- P_{des}^j , descida máxima de potência para o grupo j , em MW/h
- $s^j(t)$, variável binária que traduz se o grupo j de desligou no período t
- $P_{H min}$, potência mínima para o grupo H , em MW
- $P_{H max}$, potência máxima para o grupo H , em MW
- $u^H(t)$ variável binária que traduz se a central H está a funcionar no instante t
- $P_{H sub}$, subida máxima de potência grupo H , em MW/h
- $P_{H des}$, descida máxima de potência grupo H , em MW/h
- $E_H(t)$, energia armazenada na albufeira no período t , em MWh
- $E_{H af lu}(t)$, afluência hídrica à albufeira no período t , em MWh
- $E_{H min}$, capacidade mínima da albufeira, em MWh
- $E_{H max}$, capacidade máxima da albufeira, em MWh
- $E_{H fin}$, nível final da albufeira, em MWh
- $E_{H ini}$, nível inicial da albufeira, em MWh
- $P_{HB}(t)$, potência produzida pela central hidroelétrica, em MW
- $P_{HBB}(t)$, potência consumida pela central hidroelétrica em bombagem, em MW
- $P_{HB min}$, potência mínima para geração ou bombagem, em MW

- $P_{HB\ máx}$, potência máxima para geração ou bombagem, em MW
- $u^{HB}(t)$, indica se a central se encontra a turbinar no período t
- $u^{HBE}(t)$, indica se a central se encontra em bombagem no período t
- $P_{HB\ sub}$, subida máxima de potência para a central, em MW/h
- $P_{HB\ des}$, descida máxima de potência para a central, em MW/h
- $E_{HB\ min}$, capacidade mínima da albufeira, em MWh
- $E_{HB\ máx}$, capacidade máxima da albufeira, em MWh
- $E_{HB}(t)$ energia armazenada na albufeira com bombagem, no período t , em MWh
- η_{HB} , rendimento do ciclo de bombagem
- $E_{HB\ aflu}(t)$, afluência hídrica à albufeira, em MWh
- $E_{HB\ fin}$, nível final da albufeira, em MWh
- $E_{HB\ ini}$, nível inicial da albufeira, em MWh
- $P_C(t)$, potência da carga, referida à produção, em MW
- $P_{VE}(t)$, potência consumida para carregamento dos VE's, em MW
- $P_R(t)$, total de produção em regime especial (fotovoltaica, eólica, fio de água)
- C_G^j , custo variável da central térmica j , em €/MWh
- C_{comb}^j , custo do combustível da central térmica j , em €/MWh
- $C_{CO_2}^j$, custo das emissões de CO₂ da central térmica j , em €/MWh
- pc_{comb} , preço da matéria-prima, em €/kg para carvão ou €/Nm³ para gás natural
- η^j , eficiência da central
- PCI , poder calorífico inferior do combustível, em MWh/kg para carvão ou MWh/Nm³ para gás natural
- $E_{CO_2\ comb}$, emissões específicas de CO₂ do combustível, em kg CO₂/kg para o carvão, em kg CO₂/Nm³ para o gás natural.
- pc_{CO_2} , preço das licenças de emissão CO₂, em €/kg CO₂
- C_{Arr}^j , custo de arranque da central térmica j , em €
- C_{Ab}^j , custo de desgaste da central térmica j , em €
- $C_{Arr\ comb}^j$, custo de combustível consumido no arranque pela central térmica j , em €
- $C_{Arr\ CO_2}^j$, custo das emissões de CO₂ no arranque da central térmica j , em €
- pe_{Ab}^j , custo específico de desgaste da central térmica j , em €/MW

- P_{max}^j , potência máxima da central térmica j , em MW, considerada igual à capacidade instalada
- ce_{comb}^j , consumo específico de combustível no arranque da central térmica j , em MWh/MW
- P_{min}^j , potência mínima admissível da central térmica j , em MW

Introdução

Tal como o nosso organismo necessita de energia para se manter em funcionamento, a energia é também essencial para o desenvolvimento económico e social. Os produtos que consumimos diariamente carecem de energia para serem fabricados. Os transportes em que nos deslocamos são também exemplo que sem energia não é possível chegar ao destino pretendido.

Como se pode verificar pela Figura 1, a revolução industrial do século XIX foi responsável por uma explosão demográfica e marcou a utilização de enormes quantidades de combustíveis fósseis – petróleo, carvão, gás natural.

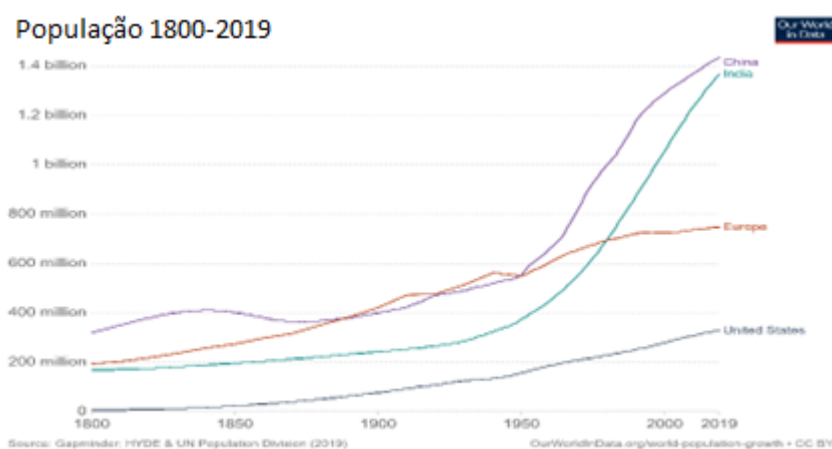


Figura 1: Evolução da população mundial (1800-2019) Adaptado de: [1]

O aumento das necessidades energéticas mundiais tem sido suprido ao longo dos anos com recurso a combustíveis fósseis. Na Figura 2 podemos verificar que o petróleo representa maior quota nos tipos de combustíveis fósseis, seguido do carvão e do gás natural.

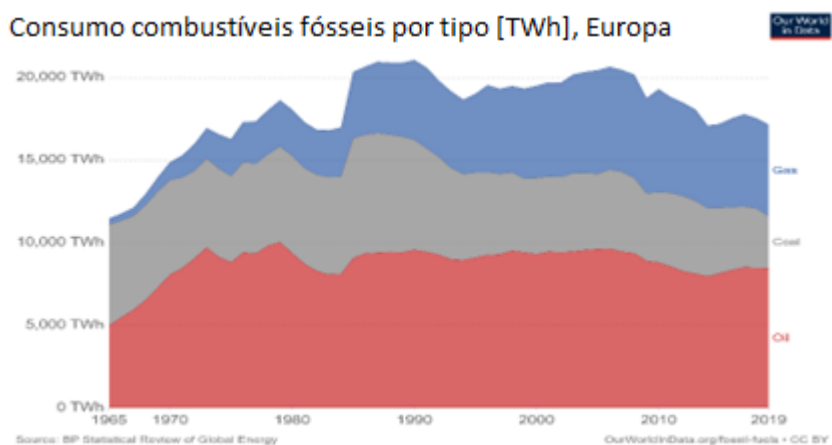


Figura 2: Consumo combustíveis fósseis na Europa, por tipo. Adaptado de [1]

A utilização de combustíveis fósseis é responsável pela emissão de toneladas de gases poluentes para a atmosfera, nomeadamente o dióxido de carbono (CO₂). Só no ano de 2019 verificou-se a emissão de 36,44 biliões de toneladas de CO₂, tal como podemos verificar na Figura 3.

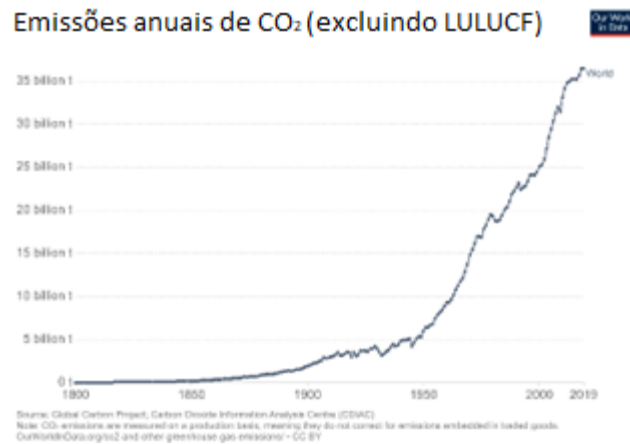


Figura 3: Variação mundial das emissões de CO₂ [1]

A utilização de combustíveis fósseis acarreta consigo diversos problemas, dos quais se destacam:

- Não são renováveis, ou seja, a sua velocidade de reposição é muito demorada, demasiado lenta para as necessidades da sociedade;

- As emissões de GEE associadas à combustão destes combustíveis provocam alterações climáticas severas e irreversíveis no planeta Terra, que comprometem a existência de diversas espécies, entre elas a espécie humana, onde as economias mais ricas têm maiores responsabilidades, no entanto são as economias mais frágeis que mais sofrem o efeito destas alterações;

O setor da energia tem um peso predominante nas alterações climáticas, sobretudo por parte de empresas de produtos petrolíferos, gás e carvão, sobre as quais se estima que cerca de 2/3 das emissões de GEE a nível mundial sejam causadas por uma centena de empresas. [2]. Outro setor fortemente responsável pelas emissões de GEE é a indústria da carne e laticínios, dado que a produção animal acarreta consigo a desflorestação necessária para lhes garantir as rações. Estima-se que as 20 maiores empresas do setor de produção de carne emitam tantos GEE como a Alemanha, maior poluidor na Europa. [3]

Portugal é ainda um país que recorre muito aos produtos petrolíferos por forma a satisfazer as suas necessidades energéticas. Considerando todos os problemas anteriormente referidos (políticos e ambientais) associados aos produtos petrolíferos, tem-se verificado um enorme esforço no sentido da descarbonização. Como tal a última década tem consistido no desenvolvimento de novas tecnologias, cada vez mais rentáveis, que permitam fazer o aproveitamento das energias renováveis.

A preocupação com o ambiente é transversal a todos os países da União Europeia, pelo que no ano de 2008 se reuniram os representantes políticos no sentido de acertar estratégias que permitissem combater as alterações climáticas. O pacote clima-energia de 2008 ficou conhecido como plano 2020 e caracterizava-se pelos seguintes compromissos a cumprir até ao ano de 2020 [4]:

- Redução em 20% das emissões de GEE (relativamente ao ano de 1990);
- Melhoria da eficiência energética em 20%;
- 20% de energias renováveis no consumo de energia;
- 10% de energias renováveis no setor dos transportes;

A União-Europeia definiu em 2018 um conjunto de objetivos a longo prazo, para o ano de 2050, por forma a que sejam cumpridas as metas do acordo de Paris relativas à neutralidade carbónica.

Portugal por seu lado definiu um conjunto de metas a curto prazo, para o ano de 2030, apresentados no PNEC2030, e que servem de linhas orientadoras para que se cumpram os objetivos de 2050.

Os indicadores que se observam até à data indicam que Portugal está no rumo certo para a descarbonização.

A substituição das tradicionais centrais térmicas com elevadas potências por centrais de produção a partir de fontes de energia renovável, habitualmente com menores potências e com maior dispersão geográfica, coloca novos desafios à gestão da rede, ao seu crescimento, por forma a permitir a integração a ritmo viável de novos centros de produção, garantindo os parâmetros de qualidade que sempre apresentou.

Outro enorme desafio que as FER acarretam são as suas grandes variações de potência que se não forem devidamente antecipadas, e caso a capacidade de resposta da rede não se faça com a devida rapidez, poderá levar ao seu colapso, algo impensável e catastrófico nos dias de hoje.

A solução passa por garantir variabilidade tecnológica e geográfica do parque electroprodutor, juntamente com um aumento da capacidade de armazenamento de energia, quer seja em albufeiras ou sistemas de baterias, que permitam garantir a necessária robustez da rede elétrica e assim satisfazer a carga com todos os critérios de qualidade.

Os sistemas que utilizam o hidrogénio como vetor energético apresentam-se como uma solução muito eficaz para a descarbonização, uma vez que do seu aproveitamento resulta eletricidade e água. Existem diversos métodos para a sua obtenção, que dão origem a diferentes nomeações, tais como hidrogénio verde (obtido por eletrólise da água com recurso a energia elétrica proveniente de fontes de energia renovável) e hidrogénio cinzento (obtido a partir do vapor resultante da queima de gás natural).

A eletrólise da água é um processo eletroquímico em que a água é convertida em hidrogénio e oxigénio. Em 2019 menos de 0,1% da produção de hidrogénio era feita com recurso a eletrólise, sendo que este método de produção se verifica sobretudo em indústrias em que é necessário produzir hidrogénio com elevado grau de pureza. Os custos marginais nulos de produção de energia renovável tornam atrativos os sistemas de produção de hidrogénio a partir de eletrólise. Para a eletrólise são necessários água e eletricidade. O rendimento dos eletrolisadores varia entre 60 e 80%, dependendo do tipo de tecnologia e fator de carga. Para se igualar a quantidade de hidrogénio que atualmente se produz (69MtonH₂), somente através de sistemas de eletrólise de água, representaria um consumo total de eletricidade de 3 600 TWh, mais do que o total de geração elétrica em toda a Europa. Para produzir 1kg de hidrogénio são necessários cerca de 9 litros de água, sendo paralelamente produzidos 8kg de oxigénio, que poderão ser utilizados para hospitais ou para processos industriais, dependendo da escala de produção. [5]

O setor dos transportes foi em 2018 responsável por 26% das emissões de GEE. [6].

Os fabricantes de automóveis têm o seu foco no desenvolvimento de veículos elétricos e híbridos, sendo que grande parte já anunciou que deixaria de fabricar veículos a diesel, por serem mais poluentes. Estes veículos têm muitas vantagens para o utilizador, que vão muito além das emissões. Os custos e a periodicidade das manutenções, bem como o conforto de condução são dois dos muitos pontos favoráveis. Por outro lado, existem algumas desvantagens relativamente aos tempos de carregamento, bem como disponibilidade em quantidade suficiente de postos de carregamento, especialmente de carga rápida.

Todos estes temas serão abordados no decorrer desta dissertação, será verificada a sua evolução nos últimos anos, quais os desafios que se apresentam e quais os seus contributos para um futuro mais verde.

Serão ainda efetuadas diversas simulações que permitam perceber se, com base nos indicadores atualmente disponíveis, Portugal está ou não no rumo certo em direção aos objetivos que se propõe cumprir para 2030 e 2050.

1 Energias Renováveis

1.1 – Alterações climáticas

As energias renováveis são uma forma limpa, inesgotável e competitiva de produção de energia elétrica. Ao contrário dos combustíveis fósseis, as energias renováveis apresentam maior diversidade tanto na sua fonte (sol, água, vento, etc) como na sua distribuição geográfica. O facto de não emitirem GEE nem outros poluentes é também uma grande vantagem face aos combustíveis fósseis.

O desenvolvimento tecnológico relativamente às tecnologias de produção de energia elétrica a partir de energias renováveis tem permitido assistir a uma constante diminuição dos custos de produção, tal como se pode verificar na Figura 4.

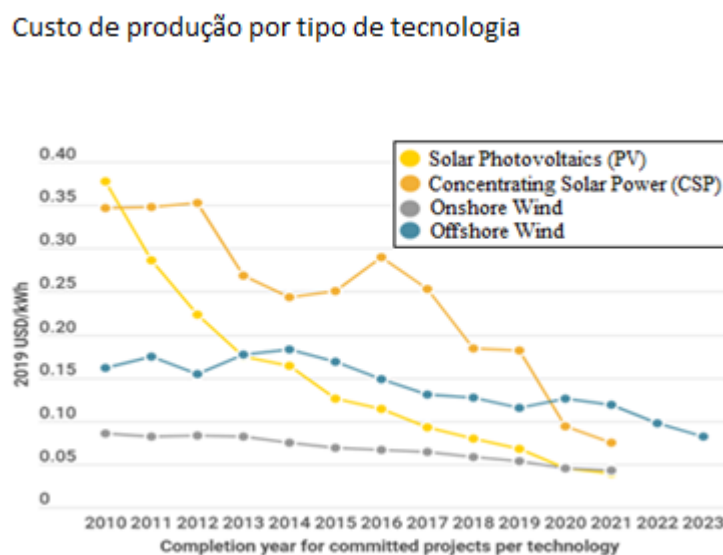


Figura 4: Variação dos custos de produção [USD/kWh] da energia solar e eólica. Adaptado de [7]

As alterações climáticas são cada vez mais evidentes, e os seus impactos cada vez mais ameaçadores da continuidade da vida na Terra. Segundo a EEA, a década de 2010-2019 foi a mais quente desde que há registo (1850). Segundo esta mesma agência, a temperatura média no Mundo esteve entre 0,94-1,1°C acima dos níveis pré-industriais. Se olharmos somente para a Europa a situação é ainda mais grave, onde a temperatura média na década 2010-2019 esteve entre 1,7-1,9°C acima dos níveis do período pré-industrial (1850-1899), tal como podemos observar na Figura 5. [8]

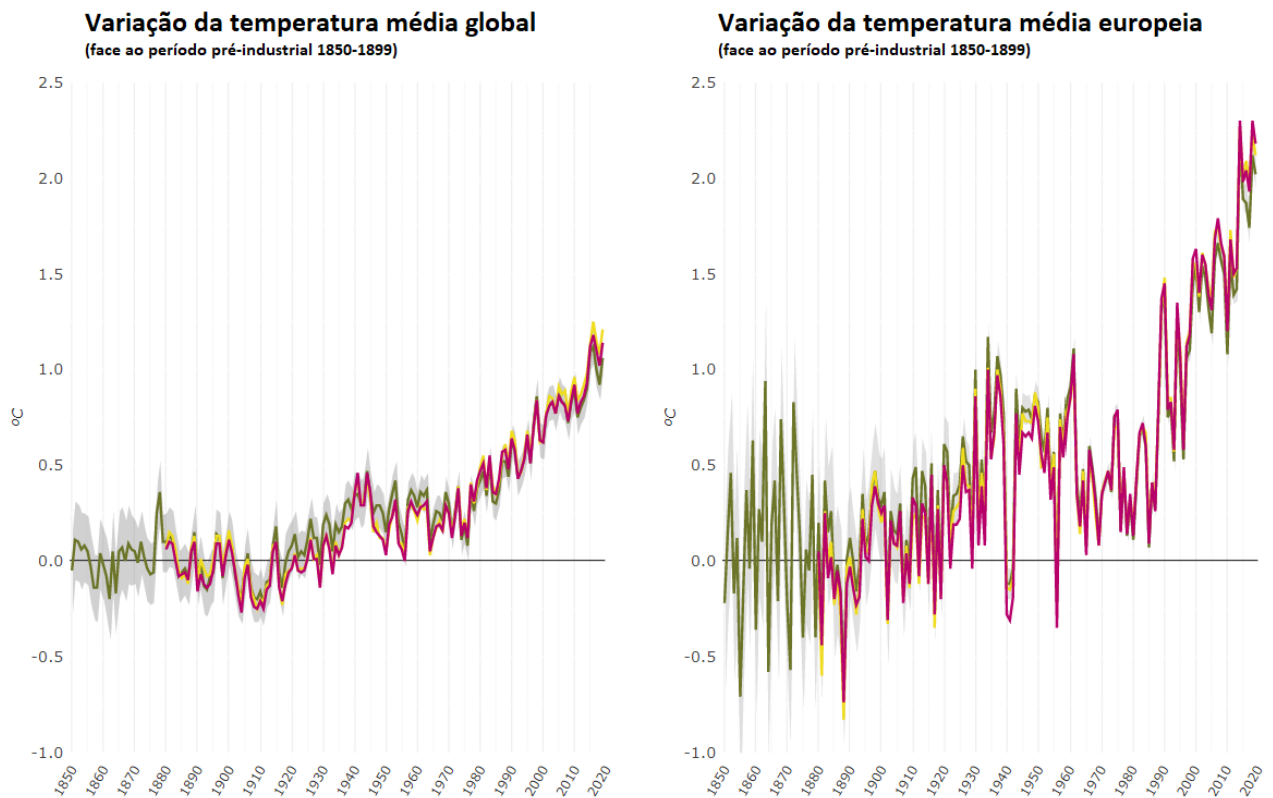


Figura 5: Temperatura média no Mundo(esq) e na Europa (dir) face ao período pré-industrial (1850-1899)

A temperatura média global aumenta 0,2 °C por década, sendo que na Europa e na região do Ártico é onde se verifica um aumento acima da média mundial. As atividades antropogénicas, entre as quais a queima de combustíveis para produção de energia, na indústria e nos transportes, vários processos tecnológicos e uso do solo, são as que emitem mais GEE sendo por isso as principais responsáveis pelo aumento da temperatura.

De modo a evitar danos irreversíveis no ambiente, bem como os impactos sociais e económicos que isso acarreta, todos os países pertencentes à CQN MUC se comprometeram em 2015 com o Acordo de Paris, no qual ficou expresso o compromisso em limitar o aumento de temperatura média em 2°C, para o ano de 2050, face ao período pré-industrial, e encetar todos os esforços de forma que esse aumento se fique por 1,5°C.

Aquando do IPCC foram criados quatro cenários RCP's para diferentes evoluções das concentrações de GEE na atmosfera. Cada cenário é designado juntamente com o valor estipulado de concentração de GEE na atmosfera para o ano de 2100. Apresenta-se na figura seguinte um pequeno resumo dos RCP's. [9]

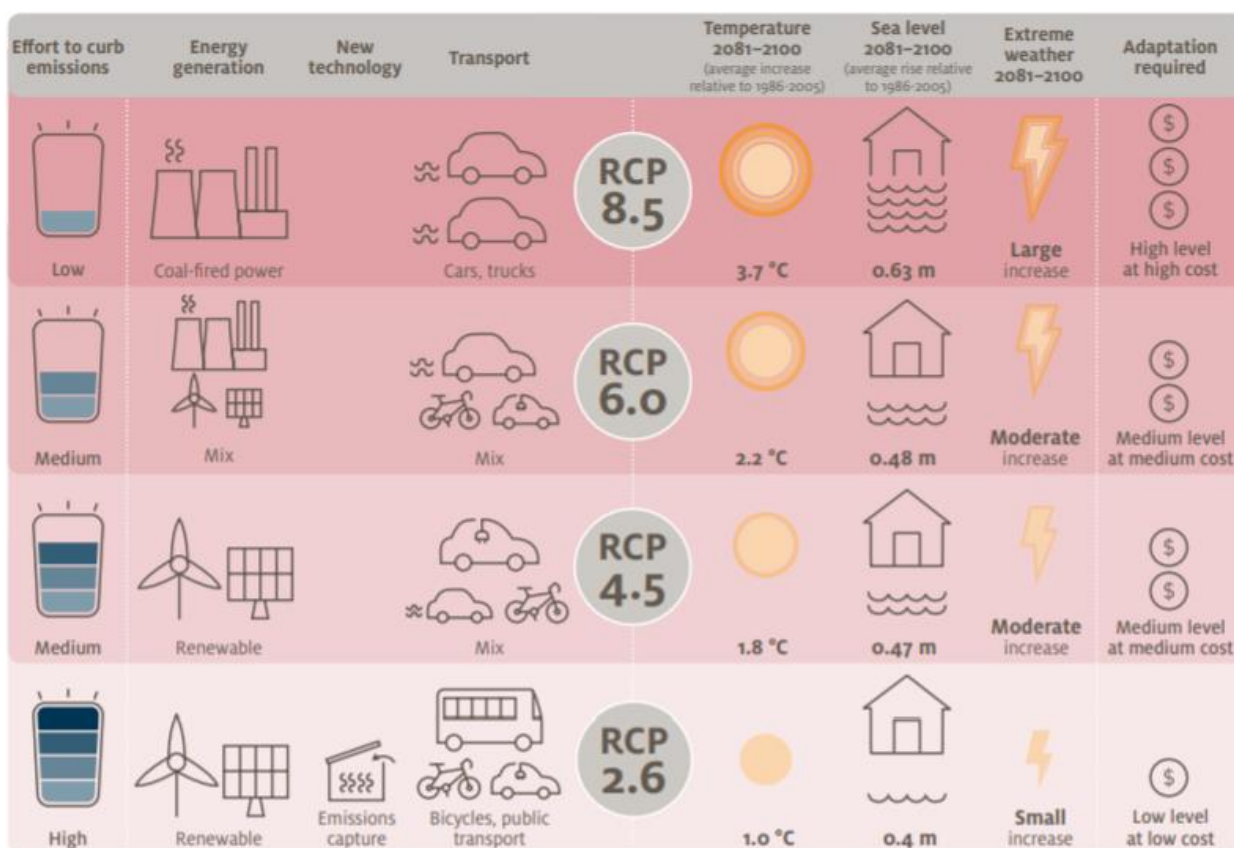


Figura 6: Resumo sobre os RCP's (Representative Concentration Pathways)

Apenas segundo o cenário RCP 2,6 o aumento de temperatura em 2050 ficará dentro do limite máximo de 2°C expresso no Acordo de Paris, com um aumento de temperatura previsto entre 0,9 e 2,3°C. Este cenário pressupõe reduções drásticas das emissões de GEE e até emissões negativas na fase final do século [8].

Na Figura 7 podemos verificar as variações de temperatura previstas para as diversas regiões incluídas nos cenários de previsão, para os RCP's 4,5 e 8,5. É possível observar como para o cenário RCP4,5 existe maior variação da temperatura média para as regiões mais próximas do polo norte. [8]

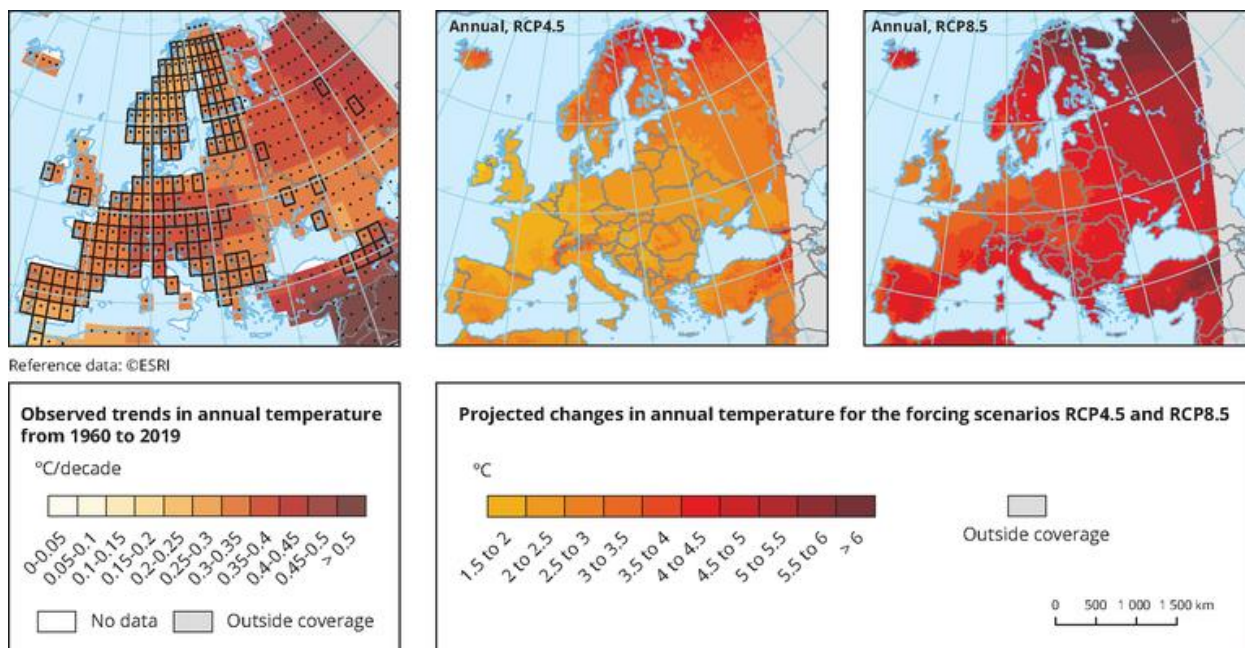


Figura 7: Comparação da variação de temperatura para os cenários RCP4,5 e RCP8,5

1.2 – Políticas para mitigação das alterações climáticas

Breve história do combate às alterações climáticas: [10]

1988: Decorreu a primeira reunião entre governantes e cientistas, em Toronto, Canadá. Foi lançado o alerta da comunidade científica pela voz de James Hansen, reputado cientista da Goddard Center da NASA, no congresso norte-americano. Despertou a atenção da comunicação social em torno do problema das alterações climáticas e as suas consequências.

1990: IPCC publica o seu 1º Relatório de Avaliação onde adverte que para evitar agravamento das alterações climáticas resultantes da atividade humana seria necessário reduzir as emissões de GEE em 60%.

1992: Na Cimeira Mundial sobre o Desenvolvimento Sustentável, que decorreu no Rio de Janeiro, é adotada a CQNUAC.

1995: Publicados os resultados preliminares do 2º Relatório de Avaliação do Painel Intergovernamental gera-se uma onda de preocupação e é rapidamente ratificada a CQNUAC que tem como principal objetivo a estabilização das emissões de GEE em níveis que não comprometam a estabilidade do meio ambiente. A convenção estipula que os países deverão contribuir para o objetivo comum, tendo em conta as limitações de cada um.

1995: COP1, que decorreu na Alemanha, onde ficou claro que seriam necessárias ferramentas adicionais, a negociar entre todas as partes envolvidas, em que se estabelecessem quais os mecanismos para a redução das emissões de GEE.

1997: Após dois anos de intensas negociações, aquando da COP3, realizada no Japão, é apresentado o Protocolo de Quioto. Este protocolo foi resultado de uma grande capacidade de negociação sobretudo entre a UE e os EUA. De um lado a UE defendia metas quantificadas para os limites de emissões de GEE acompanhadas de datas bem definidas. Do outro lado os EUA pretendiam que houvesse a possibilidade de mercado de licenças de emissão, com base na sua experiência do programa de controlo de emissões de dióxido de enxofre.

O Protocolo de Quioto é maioritariamente resultado da fusão destas duas ideologias, controlo apertado das emissões de GEE, considerando também a hipótese de mercado de emissões, possibilitando a transferência de licenças de emissão entre os diferentes países.

Durante o período de negociação (1997-2001), a UE concluiu que seria importante construir um mecanismo interno para garantir o bom funcionamento do mercado de emissões de CO₂ entre os seus países. Surge assim o CELE, que começou por um período experimental entre 2005-2007, com o objetivo de permitir a adaptação das empresas de cada país. Chegado 2008 terminou o período experimental e começou o período de transação, que coincidiu com o início do período de cumprimento do Protocolo de Quioto (2008-2012).

2015: Vinte anos desde a COP1 e com relatórios cada vez mais preocupantes do Painel Intergovernamental para as Alterações Climáticas, na COP21, que decorreu em Paris, os participantes da CQNUAC chegaram a acordo sobre a necessidade de tomar medidas mais exigentes para a limitação das emissões de GEE. Foi assim estabelecido o Acordo de Paris, segundo o qual cada país deve contribuir para a resolução do problema global que são as alterações climáticas. É igualmente considerada a possibilidade de ajustes às metas inicialmente estabelecidas, à medida que o conhecimento científico sobre as causas e formas de combate, bem como da verdadeira dimensão do problema.

Os países chegaram a acordo sobre temas como a mitigação das emissões, a adaptação aos impactos económicos e financiamento para a transição energética.

O Acordo de Paris tem como principal objetivo limitar o aumento de temperatura em 2°C face à temperatura média verificada no período pré-industrial (1855-1899) e fazer todos os possíveis para limitar esse aumento a 1,5°C. Tal objetivo implica atingir a neutralidade carbónica, ou seja, saldo nulo entre as emissões e as remoções de CO₂ (florestas e sumidouros de CO₂).

2 Horizonte 2020

2.1 Mundial (Quioto 1997-2020)

O Protocolo de Quioto foi o primeiro tratado jurídico internacional que impõe explicitamente metas quantitativas para as emissões de GEE (CO₂, metano, óxido nitroso, hidrofluorcarbonetos, perfluorcarbonetos e hexafluoreto de enxofre) nos países desenvolvidos para o período 2008-2012. Herda da CQNUAC o princípio das responsabilidades comuns mas diferenciadas, ou seja, explicita que a responsabilidade pela limitação das emissões é comum a todos os países, no entanto, com metas distintas para cada país de acordo com o seu nível de desenvolvimento. Este protocolo tem como meta global a redução em 5% nas emissões de GEE, face a 1990, durante o primeiro período de cumprimento, de 2008 a 2012.

À semelhança do que vinha sendo feito para a CQNUAC, as “partes” pertencentes ao Protocolo de Quioto reúnem anualmente na COP. Por razões logísticas as reuniões da Convenção e Protocolo coincidem no tempo.

Como referido anteriormente, a principal diferenciação do Protocolo de Quioto tem a ver com a atribuição quantitativa de metas de emissão de GEE. Este conceito que foi introduzido nas negociações por parte dos EUA, permitia que com base em argumentação, um país justificasse a necessidade de fixar a sua meta de emissão num determinado valor, mesmo que esse valor correspondesse a um aumento de emissões face ao ano de referência (1990), tal como se verificou com a Austrália, cujo objetivo se fixou em limitar o aumento das emissões em 8% face a 1990.

A escolha de um período de cumprimento de cinco anos (2008-2012) ao invés de um ano específico para cumprimento das emissões de GEE tem como objetivo diluir as limitações anuais de emissões devido a fatores incontrolláveis, tais como condições climáticas.

De acordo com o artigo 24º do Protocolo de Quioto, o mesmo esteve aberto a assinatura e sujeito a ratificação, aceitação ou aprovação de Estados e organizações regionais de integração económica que sejam Partes da Convenção. Esteve aberto para assinatura na sede das Nações Unidas em Nova York, entre 16 de março de 1988 e 15 de março de 1999. [11]

Segundo o artigo 25º do Protocolo de Quioto, o mesmo deveria entrar em vigor 90 dias após se verificar a sua ratificação por 55 Partes da Convenção, incluindo obrigatoriamente Partes do anexo I da Convenção, cujo somatório de emissões corresponda a pelo menos 55% do total de emissões de CO₂ em 1990, apresentadas no anexo I da Convenção.

Tabela 1: Anexo I da Convenção-Quadro das Nações Unidas

Alemanha	Irlanda
Austrália	Islândia
Áustria	Itália
Belarus	Japão
Bélgica	Látvia
Bulgária	Lituânia
Canadá	Nova Zelândia
Checoslováquia	Noruega
Comunidade Económica Europeia	Países Baixos
Dinamarca	Polónia
Espanha	Portugal
Estados Unidos da América	Reino Unido da Grã-Bretanha e Irlanda do Norte
Estónia	Roménia
Federação Russa	Suécia
Finlândia	Suíça
França	Turquia
Grécia	Ucrânia
Hungria	

A entrada em vigor do Protocolo de Quioto teve diversos obstáculos à sua entrada em vigor, entre eles o facto de os EUA se terem recusado a ratificá-lo, dificultando assim o cumprimento do artigo 25 do protocolo. Foi então em 2004 que a Rússia finalmente ratificou o protocolo de Quioto e a 16 de fevereiro de 2005 o protocolo entrou em fase de cumprimento. [12]

Prestes a terminar a primeira parte do Protocolo de Quioto, a 8 de dezembro de 2012, em Doha, no Qatar foi anunciada uma emenda com o compromisso de estabelecer um segundo período de compromisso. O segundo período de compromisso decorreu de 1 de janeiro de 2013 a 31 de dezembro de 2020. Trinta e oito partes, incluindo a UE, ratificaram a emenda ao Protocolo de Quioto, assumindo o compromisso global de reduzir as suas emissões em, pelo menos, 18% em relação aos níveis de 1990, durante o período 2013-2020. [13]

2.2 Europa (Pacote Clima e Energia 2020)

2.2.1 Metas

Ao abrigo do Protocolo de Quioto, a UE comprometeu-se a reduzir em 8% as suas emissões de GEE durante o primeiro período de cumprimento (2008-2012). Em 31 de maio de 2002 o Protocolo de Quioto foi ratificado pela UE e todos os seus Estados-Membros. Ficou estabelecido na decisão 2002/358/CEE (anexo B) de 25 de Abril de 2002, quais os valores de emissões para cada um dos Estados-Membros por forma a contribuírem para o objetivo comum. Portugal teve, ao abrigo desta decisão europeia a permissão para aumentar as suas emissões até 127% das verificadas em 1990.

A União Europeia ratificou a Emenda de Doha ao Protocolo de Quioto através da decisão (UE) 2015/1339, tendo a mesma entrado em vigor a 7 de agosto de 2015. Como tal a UE estabeleceu entre os seus Estados-Membros o Pacote Clima e Energia 2020, segundo o qual se comprometeu com as seguintes metas a atingir até 2020: [14]

1. Redução das emissões de gases com efeito de estufa em 20% em relação ao ano de 1990;
2. Redução do CEP em 20% face às previsões do modelo PRIMES2007, excluindo utilizações não energéticas;
3. 20% de energia proveniente de fontes de energia renovável no consumo final de energia e 10% no setor dos transportes;

Importa referir que a saída do Reino Unido da União Europeia obrigou a um ajuste nas metas, pelo que as metas e resultados apresentados adiante serão para a atual constituição. (UE-27)

2.2.2 Resultados

2.2.2.1 Emissões de GEE

Em 2019 as emissões de GEE reduziram 3,7% face a 2018, em paralelo com um crescimento do PIB de 1,5%, o que representa um claro sinal de que é possível crescimento económico de forma mais ecológica. [15]

Comparando as emissões de 2019 com as emissões de 1990, que servem de referência para o Protocolo de Quioto, através da Figura 8 observa-se uma redução de 24%, o que significa que se a tendência se mantiver, a meta de redução de 20% assumida pela UE para 2020 será atingida com sucesso. [16]

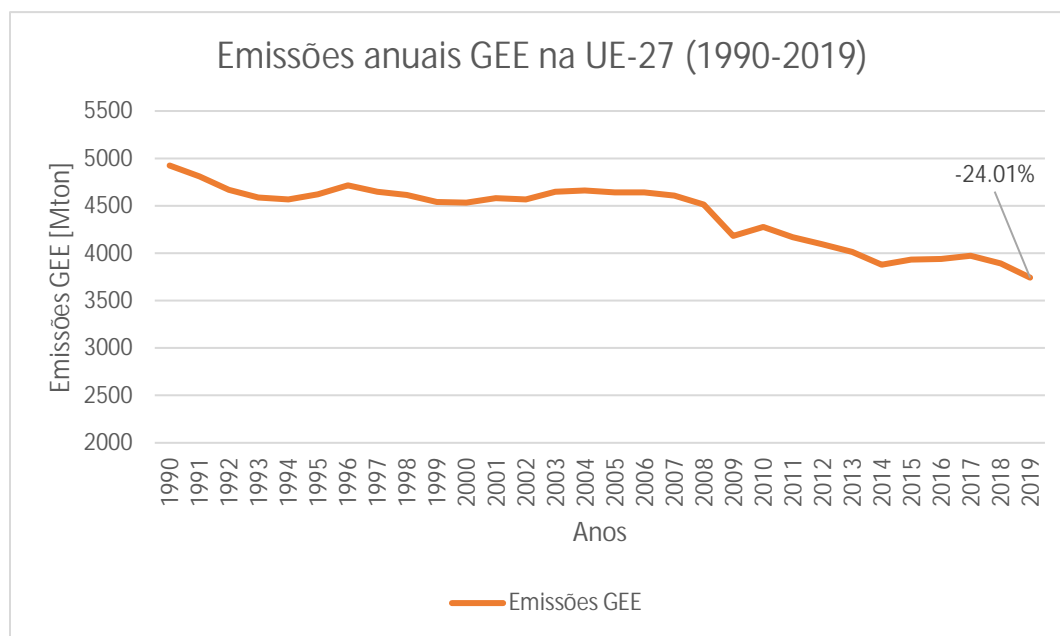


Figura 8: Variação emissões anuais de GEE na UE-27 em Milhões de toneladas [Mton]; [16]

Como se pode verificar na Figura 9, as emissões abrangidas pelo CELE tiveram o seu mínimo em 2019, com uma redução de 9,1%, correspondente a cerca de 152 milhões de toneladas equivalentes de dióxido de carbono (MtonCO_{2eq}), comparativamente a 2018.

Tal redução deve-se sobretudo à reforma em curso no setor da produção de eletricidade, com a transição da produção a partir de carvão para a produção a partir de fontes de energia renovável e também de gás. As emissões deste setor reduziram cerca de 15% face a 2018. As emissões da indústria reduziram 2% e as emissões provenientes da aviação (apenas voos dentro do Espaço Económico Europeu) tiveram um ligeiro aumento de 1% comparativamente a 2018. [17]

Nos setores que não são abrangidos pelo CELE (transportes, edifícios, agricultura e resíduos), as emissões em 2019 não apresentaram alterações significativas comparativamente a 2018.

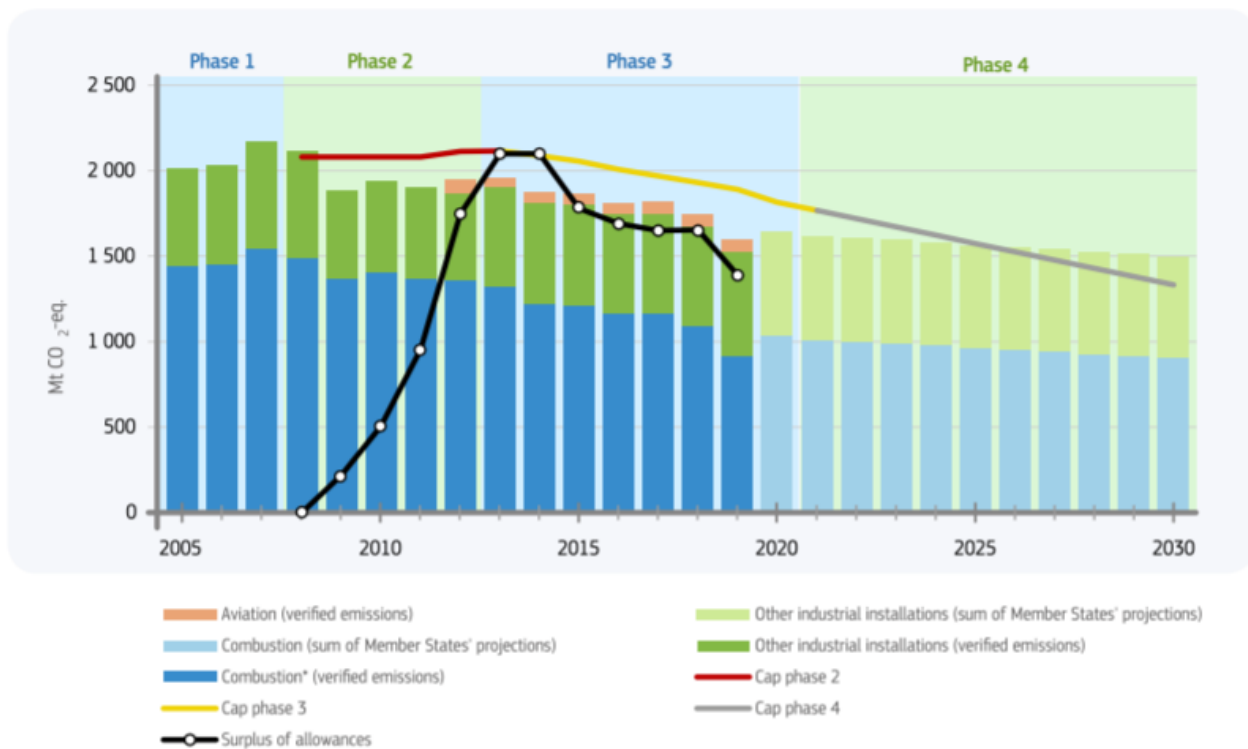


Figura 9: Emissões verificadas no CELE 2005-2019, projeções dos Estados-Membros com as medidas existentes 2020-2030, fases 2, 3 e 4 do CELE, e o excedente acumulado de licenças CELE 2008-2019, (Mton CO₂eq) Adaptado de [17]

Influência da pandemia Covid-19 nas emissões de GEE em 2020

Prevê-se que a crise pandémica gerada pela Covid-19 tenha provocado uma descida sem precedentes nas emissões de GEE no ano de 2020. O projeto internacional “Monitor de Carbono” estima que na EU-27 as emissões da primeira metade de 2020 tenham reduzido 11% em termos homólogos com o ano de 2019. No entanto existem preocupações relativamente à fase pós-pandemia, aquando da recuperação económica, em que tal como observado no passado ocorreu um rápido retorno dos níveis de emissão. Como tal é necessário adotar políticas energéticas que permitam que a recuperação se faça sobretudo de modo ecológico e resiliente.

“As despesas da UE em matéria de ação climática, financiamento de tecnologias verdes, implantação de novas soluções e cooperação internacional aumentaram em 2019 e registarão um novo aumento em contexto de recuperação da Europa da pandemia de Covid-19” [15]

2.2.2.2 Eficiência Energética

Ao longo dos anos o consumo de energia primária tem apresentado flutuações provocadas pelos ciclos económicos, estando normalmente associado o crescimento económico ao maior consumo de energia. Outros aspetos que também podem contribuir para as variações no consumo de energia primária são mudanças estruturais na indústria, implementação de medidas mais eficientes, bem como variações climáticas (invernos mais ou menos rigorosos).

A União Europeia comprometeu-se com a redução de 20% no ano de 2020 quando comparado com o consumo previsto para 2020 no modelo PRIMES2007 (Diretiva 2012/27/EU). Tal objetivo, adaptado à saída do Reino Unido reflete-se numa meta de consumo de energia primária de 1312 Mtep no ano de 2020. [18]

Tal como é possível verificar na Tabela 2, entre os anos de 2014 e 2017 verificou-se um aumento de 4% no consumo de energia primária, sendo que decresceu depois 2,4% ao longo de 2018 e 2019. Em 2006 foi atingido o máximo, e desde então até 2019 verificou-se um decréscimo de 10,5%. No ano de 2014 a distância para a meta de 2020 era de 1,5%, sendo que no ano de 2019 essa mesma distância passou para 3%. [18]

Tabela 2: Consumo de energia primária e distância para meta de 2020, UE-27. [18]

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
CEP (Mtep)	1510,7	1489,5	1488,7	1403,7	1458,1	1412,8	1397,1	1385,0	1331,1	1353,5	1364,8	1384,5	1375,6	1351,9
Distância ao objetivo 2020 (Mtep)	198,7	177,5	176,7	91,7	146,1	100,8	85,1	73,0	19,1	41,5	52,8	72,5	63,6	39,9
Distância ao objetivo (%)	15,1	13,5	13,5	7,0	11,1	7,7	6,5	5,6	1,5	3,2	4,0	5,5	4,8	3,0

2.2.2.3 Integração de FER no CFE e nos transportes

A União Europeia ambiciona ser o primeiro continente a atingir a neutralidade carbónica em 2050, tal como expressou no Pacto Ecológico Europeu. A utilização de fontes de energia renovável tem como principais benefícios o facto de não emitir gases com efeito de estufa, permitir maior diversidade relativamente ao tipo de fonte de energia, contrariamente ao sistema tradicional que dependia quase unicamente dos combustíveis fósseis, com riscos associados relativamente a instabilidade política e de preços dos países produtores petrolíferos. Um outro benefício prende-se com a criação de uma cadeia de valor e de empregos em todas as áreas associadas à produção a partir de fontes de energia renovável.

O objetivo assumido pela UE para o ano de 2020 relativamente à integração de FER no consumo final de energia foi de 20%, estando este objetivo expresso no Pacote Clima e Energia 2020, transposto também na diretiva 2009/28/EC.

No ano de 2004 a taxa de FER no CFE na UE-27 foi de 9,6%, no entanto devido ao forte investimento na reforma do setor de produção de energia, no ano de 2020 foi de 22,1%. Tal como se pode observar na Figura 10, a Suécia foi em 2020 o país da UE com maior taxa de FER no CFE (60,1%) seguido pelo Finlândia (43,8%) e Letónia (42,1%). Os países que em 2020 tiveram piores resultados na integração de FER no CFE foram Luxemburgo (11,7%) e Malta (10,7%).

Ainda de acordo com a Diretiva 2009/28/EC, a produção hídrica e eólica deve ser normalizada por forma a filtrar as variações devido às condições climatéricas (anos secos/húmidos, anos maíus ou menos ventosos). Dessa forma a produção hídrica tem um período de normalização dos últimos 15 anos e a produção eólica tem um período de normalização dos últimos 5 anos)

O crescimento na produção a partir de FER na UE deve-se sobretudo à expansão de três grandes formas de produção: eólica, solar e biocombustíveis. Dois terços do total da energia produzida a partir de FER na UE-27 tiveram origem em energia hídrica e eólica. A tecnologia de produção de energia solar é a que apresenta maior evolução, tendo em conta que em 2008 contribuía apenas para 1% do CFE, e em 2019 contribuiu para 14%. [19]

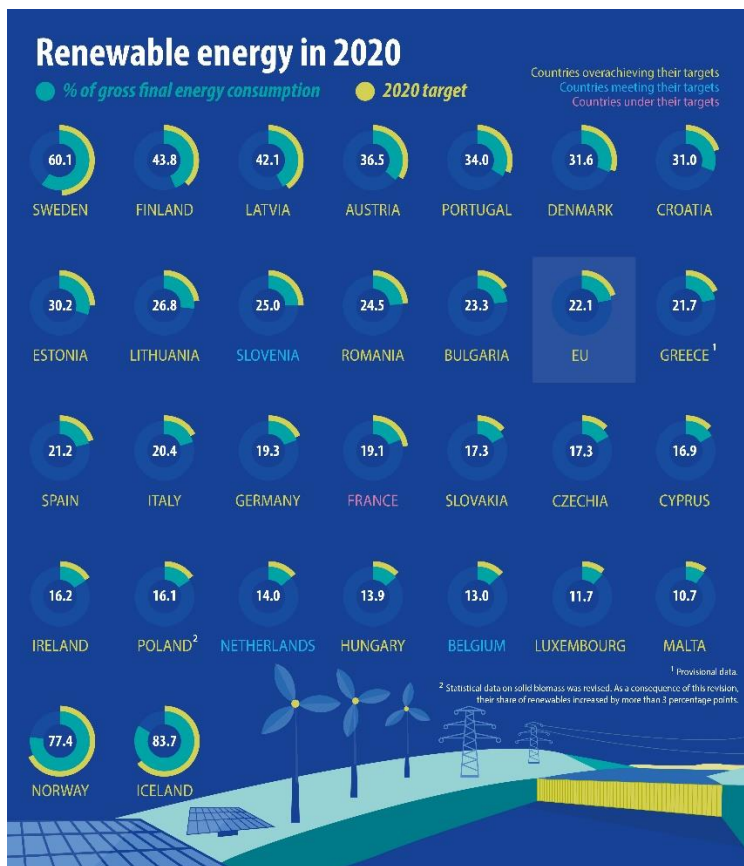


Figura 10: % de FER no CFE nos países UE-27 Adaptado de [19]

A UE comprometeu-se ainda em garantir que em 2020 pelo menos 10% da energia utilizada no setor dos transportes seria proveniente de FER, tais como biocombustíveis, hidrogénio, biometano, etc.

Tal como se pode observar na Tabela 3, a percentagem de energia proveniente de FER no CFE bruto do setor dos transportes a nível europeu foi de 1,4% em 2004 tendo evoluído para 10,2% em 2020. A Suécia é a que tem melhores resultados (31,9%) e a Lituânia (5,5%) é o país com pior classificação nesta meta.

Tabela 3: Percentagem de FER no CFE bruto do setor dos transportes na UE-27 em 2020 [Fonte: Eurostat]

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2020 target
EU	1.4	1.8	2.5	2.9	4.1	4.9	5.5	4.1	5.8	6.1	6.6	6.8	7.2	7.5	8.3	8.8	10.2	10.0
Belgium	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7	2.2	4.8	4.8	4.9	5.1	5.8	3.9	6.0	6.6	6.7	6.8	11.0	10.0
Bulgaria	1.0	0.9	1.0	1.0	0.9	1.1	1.5	0.9	0.6	5.9	5.7	6.5	7.2	7.3	8.1	7.9	9.1	10.0
Czechia	1.2	1.1	1.1	1.0	2.8	4.3	5.2	1.3	6.2	6.4	7.0	6.5	6.5	6.6	6.6	7.8	9.4	10.0
Denmark	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.7	1.1	3.6	6.3	6.5	6.6	6.4	6.7	6.9	6.9	7.1	9.6	10.0
Germany	2.1	4.0	6.7	7.5	6.3	5.9	6.4	6.5	7.3	7.3	6.9	6.6	7.0	7.0	7.9	7.6	9.9	10.0
Estonia	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.4	0.4	0.4	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	3.3	6.2	12.2	10.0
Ireland	0.0	0.1	0.1	0.5	1.3	2.0	2.5	3.8	4.0	4.9	5.2	5.9	5.2	7.4	7.2	8.9	10.2	10.0
Greece	0.1	0.1	0.7	1.3	1.1	1.1	1.9	0.6	0.9	1.0	1.3	1.1	1.6	4.0	4.1	4.0	5.3	10.0
Spain	1.0	1.3	0.8	1.4	2.2	3.7	5.0	0.8	0.9	0.9	1.0	1.1	5.2	5.8	6.9	7.6	9.5	10.0
France	0.8	0.8	0.8	0.8	6.2	6.6	6.6	1.0	7.4	7.6	8.2	8.4	8.4	8.8	9.0	9.2	9.2	10.0
Croatia	1.0	1.0	1.0	1.1	1.1	1.3	1.1	1.0	1.0	2.7	2.7	2.4	1.2	1.2	2.6	5.9	6.6	10.0
Italy	1.2	1.0	1.0	1.0	2.6	4.0	4.9	5.1	6.2	5.4	5.0	6.5	7.4	6.5	7.7	9.0	10.7	10.0
Cyprus	0.0	0.0	0.0	0.0	1.9	2.0	2.0	0.0	0.0	1.1	2.7	2.5	2.7	2.6	2.7	3.3	7.4	10.0
Latvia	2.1	2.4	2.2	1.7	1.7	1.9	4.0	4.1	4.0	4.0	4.1	3.6	2.4	2.3	4.7	4.6	6.7	10.0
Lithuania	0.4	0.7	1.9	3.8	4.3	4.5	3.8	3.8	5.0	4.8	4.4	4.6	3.6	4.3	4.3	4.0	5.5	10.0
Luxembourg	0.1	0.2	0.2	2.2	2.2	2.2	2.1	2.4	2.8	4.1	5.6	6.7	6.0	6.5	6.6	7.7	12.6	10.0
Hungary	1.0	1.0	1.2	1.6	5.2	5.9	6.2	6.2	6.0	6.3	7.0	7.2	7.8	7.7	7.7	8.1	11.6	10.0
Malta	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0	3.2	3.5	4.7	4.7	5.3	6.8	8.0	8.9	10.6	10.0
Netherlands	0.5	0.5	0.9	3.2	3.0	4.6	3.4	5.1	5.2	5.3	6.6	5.6	4.8	5.8	9.5	12.3	12.6	10.0
Austria	4.5	5.1	7.5	8.2	9.6	11.2	10.7	10.1	10.0	9.7	11.0	11.4	10.6	9.7	9.9	10.1	10.3	10.0
Poland	1.6	1.7	1.8	1.7	4.1	5.4	6.6	6.9	6.5	6.7	6.3	5.7	4.0	4.2	5.7	6.2	6.6	10.0
Portugal	0.4	0.5	1.6	2.4	2.5	3.9	5.5	0.7	0.8	0.9	3.7	7.4	7.6	7.9	9.0	9.1	9.7	10.0
Romania	1.8	1.9	1.5	1.6	1.3	1.3	1.4	5.5	5.0	5.4	4.7	5.5	6.2	6.6	6.3	7.8	8.5	10.0
Slovenia	0.9	0.8	1.1	1.5	1.8	2.3	3.1	2.5	3.3	3.8	2.9	2.2	1.6	2.6	5.5	8.0	10.9	10.0
Slovakia	1.5	1.7	3.3	4.0	4.3	5.4	5.3	5.7	5.6	6.2	8.0	8.6	7.8	6.9	7.0	8.3	9.3	10.0
Finland	1.0	0.9	1.0	1.0	2.9	4.6	4.4	1.0	1.0	10.7	24.1	24.6	8.8	18.7	14.8	14.3	13.4	10.0
Sweden	6.3	6.6	7.5	8.4	8.7	9.4	9.6	11.9	13.8	15.3	18.8	21.5	26.6	26.8	29.7	30.3	31.9	10.0

2.3 Portugal (PNAER, PNAEE e PNAC)

2.3.1 Emissão de Gases com efeito de estufa

2.3.1.1 Metas

No âmbito da Partilha de Esforços da UE, expressa no anexo II da Decisão 406/2009/CE, Portugal assumiu o compromisso de limitar entre 2013 e 2020 o aumento das emissões de GEE dos setores não-CELE, excluindo LULUCF e aviação civil, em relação a 2005. Por forma a orientar os países para a meta de 2020 foram estabelecidas AEA para cada Estado-Membro para o período 2013-2020. Para Portugal foram alocadas as emissões apresentadas na Tabela 4.

Tabela 4: Alocações de emissões anuais (setores Não-CELE) para Portugal para o período 2013-2020 no âmbito da partilha de esforços [15]

Ano	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
AEA [Mton CO ₂ eq]	49,3	49,6	49,9	50,1	47,9	48,3	48,7	49,1

2.3.1.2 Resultados

De acordo com os dados mais recentes à data de elaboração deste documento, apresentados no Inventário Nacional de Emissões de 2021 (relativo ao ano de 2019), as emissões registadas em 2019 são coerentes com a trajetória de redução das emissões assumida na partilha de esforços, tal como se pode observar na Figura 11 e na Tabela 5. [20]

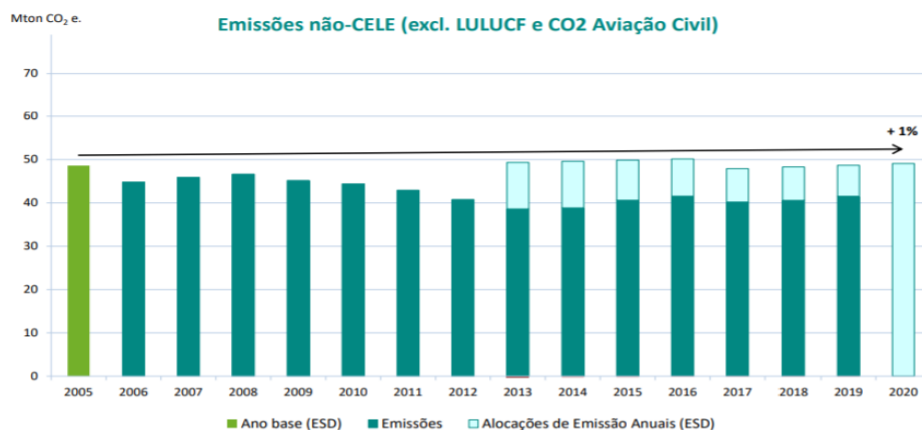


Figura 11: Emissões não-CELE (excluindo LULUCF e Aviação Civil) 2005-2020 [20]

Tabela 5: Comparação das metas e resultados das emissões de GEE para Portugal (2013-2019) [20]

Ano	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
AEA [Mton CO ₂ eq]	49,3	49,6	49,9	50,1	47,9	48,3	48,7	49,1
Emissões Verificadas [Mton CO ₂ eq]	38,6	38,8	40,6	41,6	40,2	40,7	41,5	
Diferença do nível de emissões face a AEA [%]	-21,7	-21,7	-18,5	-17,1	-16,1	-16,0	-14,7	

Tal como se pode verificar pela Figura 11, existe uma tendência de redução das emissões de GEE face a 2005. Tendo em conta que o valor das emissões de GEE não-CELE (excl. LULUCF e aviação civil) em 2005 foi de 48,6 Mton CO₂eq, verifica-se que nos anos 2013 a redução foi de 20,5% e em 2019 foi de 14,5%. Mantendo-se esta tendência, e considerando que a pandemia Covid-19 obrigou à drástica redução da atividade industrial, prevê-se que em 2021 a meta de 49,1 Mton CO₂eq seja cumprida.

2.3.2 Eficiência Energética

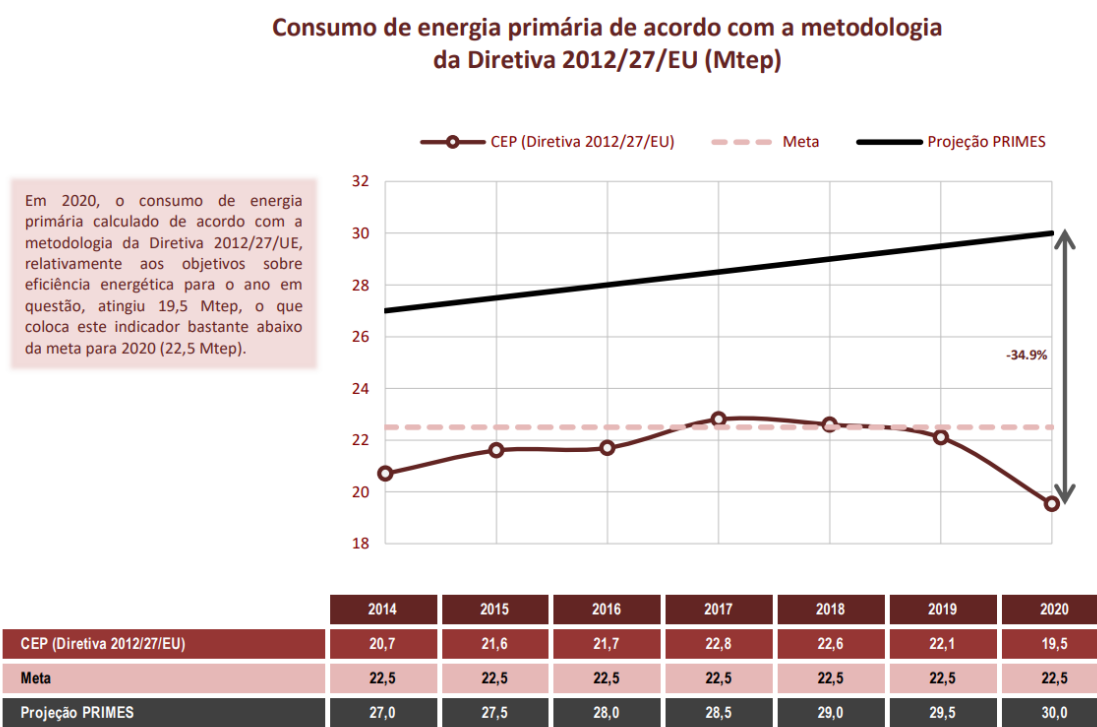
2.3.2.1 Metas

A Diretiva 2012/27/UE do Parlamento Europeu relativa à eficiência na utilização final de energia e aos serviços energéticos, transposto pelo Decreto-Lei nº68-A/2015, estabeleceu como meta a redução em 25% no consumo de energia primária em 2020 (com base nas previsões do modelo PRIMES2007 para o que seria o consumo para este ano), o que corresponde a uma meta de CEP de 22,5 Mtep, excluindo usos não-energéticos. [21]

Nota: Usos não-energéticos inclui produtos energéticos que não são consumidos como combustível nem são transformados noutros combustíveis, como por exemplo o consumo de petróleo para fabrico de lubrificantes e para fabrico de alcatrão. O mesmo acontece no caso do gás natural que é utilizado como matéria-prima na produção de fertilizantes. [22]

2.3.2.2 Resultados

Segundo a Figura 12 podemos verificar que em 2020 o consumo de energia primária em Portugal, excluindo usos não-energéticos foi de 19,5 Mtep, o que significa que foi atingida com sucesso a meta que estabelecia como máximo 22,5 Mtep. [23]



Nota: O consumo de energia primária calculado de acordo com a metodologia da Diretiva 2012/27/EU, exclui os consumos não energéticos, assim como o contributo renovável das bombas de calor e considera o consumo da aviação internacional.

Figura 12: Consumo de energia primária em Portugal, excluindo usos não energéticos (Mtep) Adaptado de [23]

2.3.3 Integração de FER no consumo final de energia (CFE) e nos transportes

2.3.3.1 Metas

Portugal transpôs no Decreto-Lei nº39/2013 a Diretiva Europeia 2009/28/EC segundo a qual se comprometeu a uma quota de 31% de FER no seu consumo final bruto de energia e de 10% no setor dos transportes, a atingir até 2020.

2.3.3.2 Resultados

Na Tabela 6 verifica-se que em 2020 os combustíveis fósseis representaram a maior parte das matérias-primas para o CEP (69,4%), sendo que o petróleo se mantém a matéria-prima com maior contribuição (41,7%), seguida do gás-natural (24,9%). [23]

Tabela 6: Consumo de energia primária no balanço energético nacional em 2020 (em tep) [23]

Unidade: tep											
2020	Carvão	Petróleo Energético	Petróleo Não Energético	Gás Natural	Outros Gases Derivados	Energia Elétrica	Calor	Biomassa	Outros Renováveis	Outros Resíduos	TOTAL
IMPORTAÇÕES	11 354	14 596 962	162 399	5 154 080	0	649 568	0	87 924	0	47 948	20 710 235
Produção Doméstica	0	0	0	0	0	2 396 302	0	3 390 904	727 905	141 496	6 656 607
Variação de Stocks	-602 582	-241 238	8 484	-37 445	0	0	0	2 461	0	0	-870 320
SAÍDAS	48 223	6 162 500	334 587	0	0	524 329	0	376 576	0	0	7 446 215
Exportações	48 223	4 956 364	334 087	0	0	524 329	0	376 576	0	0	6 239 579
Navegação Marítima Internacional	0	683 061	500	0	0	0	0	0	0	0	683 561
Aviação Internacional	0	523 075	0	0	0	0	0	0	0	0	523 075
CONSUMO DE ENERGIA PRIMÁRIA	565 713	8 675 700	-180 672	5 191 525	0	2 521 541	0	3 099 791	727 905	189 444	20 790 947

Na Tabela 7 verifica-se que a contribuição do carvão como fonte de energia primária tende a ser cada vez menor à medida que decorre o encerramento das centrais térmicas a carvão. [23]

Tabela 7: Evolução do consumo de carvão 2014-2020 [Fonte: DGEG] [23]

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ENERGIA PRIMÁRIA		21,7%	-12,6%	14,0%	-17,0%	-53,7%	-54,7%
ENERGIA FINAL		14,1%	0,7%	-19,5%	-7,5%	5,4%	-9,7%

Nota: os valores percentuais referem-se à variação percentual relativa ao ano anterior.

Tal como se pode verificar pela Figura 13, em 2020 a fração de fontes de energia renovável no consumo final bruto de energia foi de 33,9%, concluindo-se que foi ultrapassada com sucesso a meta de 31%. [23]

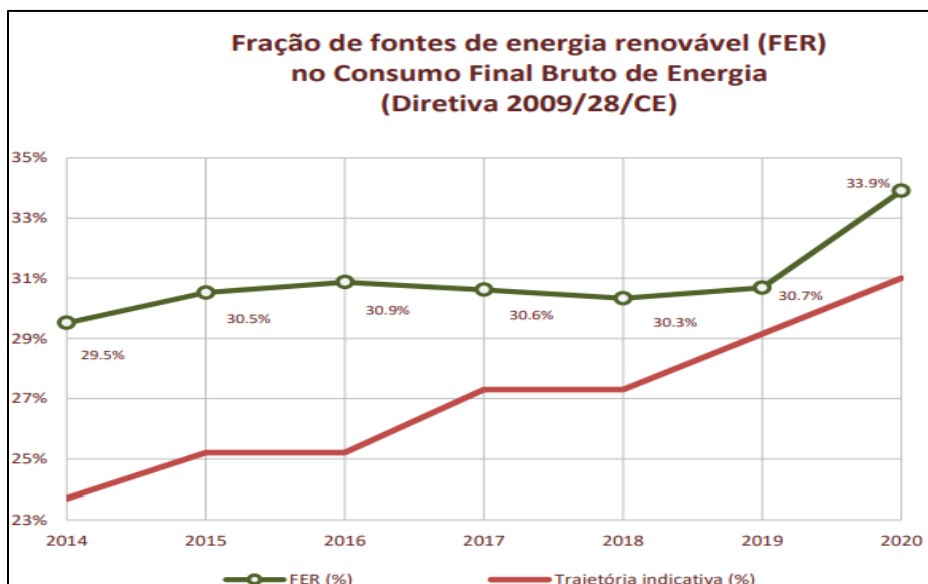


Figura 13: Fração de fontes de energia renovável (FER) no consumo final bruto de energia em Portugal (2014-2020) [23]

O setor dos transportes é aquele que representa maior fatia quando analisado o consumo de energia final por setor de atividade (34,7% em 2020), sendo também o setor que apresentou maior descida face a 2019, sobretudo devido à pandemia Covid-19, tal como se observa na Figura 14. [23]

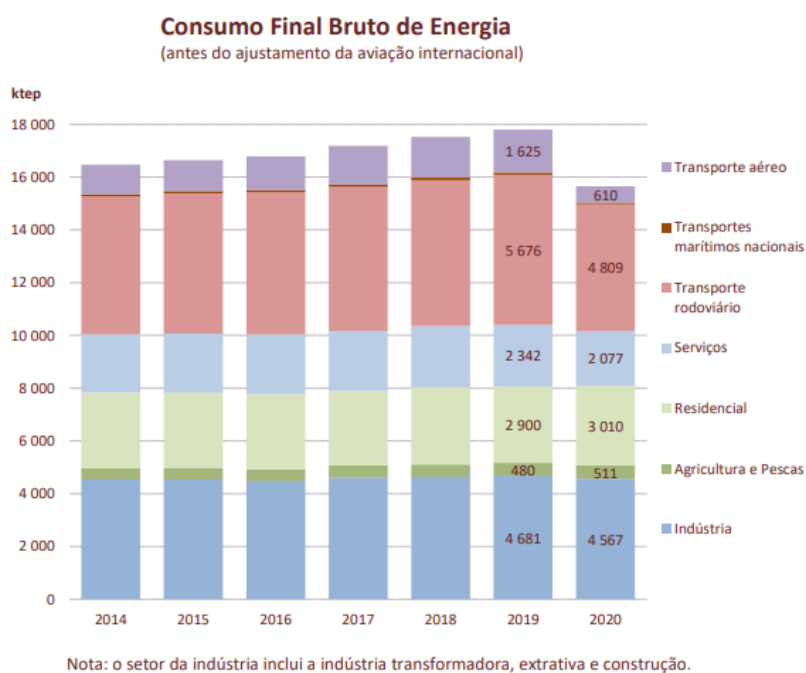


Figura 14: Evolução do consumo final de energia por setor económico (ktep) 2014-2020 [23]

Relativamente ao cumprimento da meta de 10% por Portugal, como apresentado na Tabela 8, a contribuição de energias renováveis no setor dos transportes a nível europeu foi de 10,2%, superando a meta de 10%, no entanto Portugal ficou aquém e apenas conseguiu 9,7%. Importa salientar o crescimento gradual deste parâmetro. [19]

Tabela 8: % de FER no CFE bruto no setor dos transportes em Portugal (2004-2020) [19]

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2020 target
EU	1.4	1.8	2.5	2.9	4.1	4.9	5.5	4.1	5.8	6.1	6.6	6.8	7.2	7.5	8.3	8.8	10.2	10.0
Portugal	0.4	0.5	1.6	2.4	2.5	3.9	5.5	0.7	0.8	0.9	3.7	7.4	7.6	7.9	9.0	9.1	9.7	10.0

2.3.4 Resultado global

Através dos resultados atualmente disponíveis apresentados nos pontos anteriores, relativos às emissões de GEE, à eficiência energética e à percentagem de FER no CFE e no setor dos transportes verifica-se que Portugal cumpriu as metas estabelecidas, à exceção da referente à percentagem de FER no setor dos transportes em que atingiu um valor muito próximo da meta (9,7% face à meta de 10%).

3 Horizonte 2030

3.1 Mundial (Acordo de Paris de 2015)

Em 2015, durante a COP21 foi apresentado o acordo de Paris que tem como objetivo alcançar a descarbonização da economia mundial e para tal estabelece um limite máximo para o aumento da temperatura média global inferior a 2°C acima dos níveis pré-industriais, encetando todos os esforços para que esse aumento se situe abaixo dos 1,5°C.

Este acordo abrange o período a partir de 2020 e entrou em vigor a 4 de novembro de 2016 quando foi cumprida a condição de ratificação de pelo menos 55 países, que representavam 55% do total de emissões mundiais de GEE.

3.2 Europa (fit for 55)

No âmbito do Acordo de Paris, a União Europeia comprometeu-se a uma redução de 40% das suas emissões de GEE até 2030, comparativamente a 1990. A 14 de Julho de 2021 a Comissão Europeia adotou o pacote “fit for 55”, que é parte do Pacto Ecológico Europeu, tornando a meta de redução de emissões ainda mais ambiciosa, passando para 55%. No âmbito deste pacote é feita uma revisão à Diretiva Europeia relativa à Eficiência Energética, fixando-se a meta de 32,5% de melhoria da eficiência energética na União Europeia, no ano de 2030. [Diretiva EU 2018/2002, artigo 1, alínea 1]. É igualmente feita uma revisão à Diretiva Europeia relativa às Energias Renováveis, fixando-se uma meta de 32% de energia proveniente de energias renováveis para o ano de 2030. [Diretiva EU 2018/2001, artigo nº3, alínea 1]

No regulamento relativo à governação da União Europeia, incluído no pacote “Energia limpa” foi definido o modo como os Estados-Membros devem colaborar entre si por forma a atingir os objetivos de UE, tais como os referidos acima. Desta forma, cada Estado-Membro ficou responsável por elaborar um plano nacional para energia e clima, que deve incluir as metas nacionais de cada país, em áreas como a descarbonização e a eficiência energética.

3.3 Portugal (PNEC2030)

Em 2016, aquando da COP na CQN MUC, Portugal definiu como principal objetivo a neutralidade carbónica em 2050, tendo desenvolvido o RNC2050, publicado pela Resolução de Conselho de Ministros n°107/2019, de 1 de julho.

Em linha com o regulamento da União Europeia e com a meta da neutralidade carbónica até 2050, Portugal elaborou o PNEC2030, principal instrumento de política energética e climática nacional para a década 2021-2030.

Portugal tem tido um desempenho bastante favorável nos últimos anos, com principal destaque para o facto de ter conseguido desacoplar o PIB do consumo de energia primária, tal como se pode observar na Figura 15.

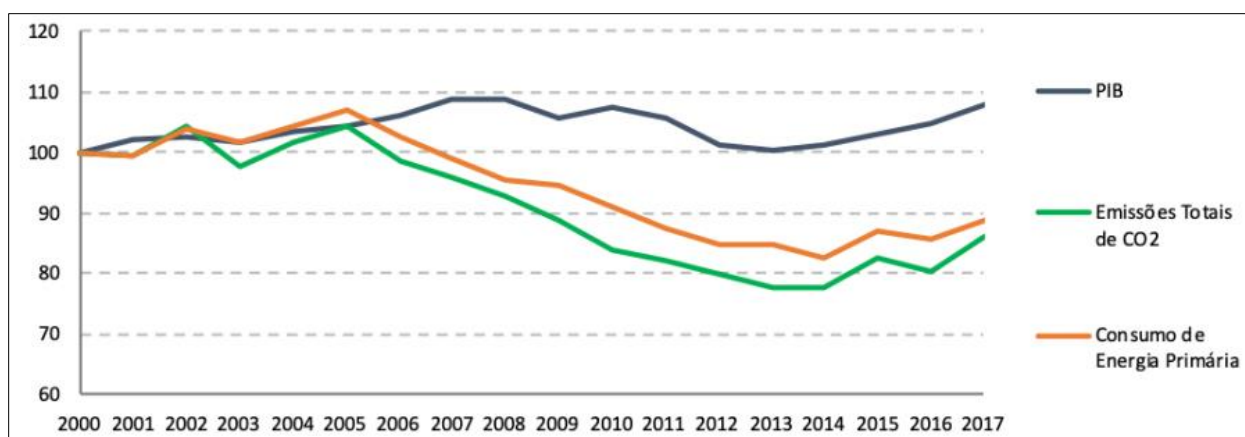


Figura 15: Evolução do Produto Interno Bruto, das emissões totais de CO2 e Consumo de Energia Primária (ano ref: 2000=100%) [24]

Existem diversas causas para a tendência observada na Figura 15, tais como a penetração de energias renováveis no sistema electroprodutor, e a construção de centrais de ciclo combinado e cogeração mais eficientes, com menores emissões. As medidas de eficiência energética que têm sido aplicadas permitem também uma redução do consumo de energia.

De acordo com o relatório especial do IPCC sobre o objetivo de manter o aumento máximo de 1,5°C, conclui-se que é na década 2021-2030 que deverão ser encetados mais esforços para alinhar a economia nacional com a trajetória de neutralidade carbónica. Assim sendo, no seguimento dos objetivos a longo prazo expressos no RNC2050 foram estabelecidas metas a médio prazo, para o horizonte de 2030. Entre estas metas destacam-se as seguintes, expressas na Tabela 9.

Tabela 9: Metas nacionais de Portugal para o horizonte 2030 [24]

Setor	Meta	Descrição
Emissões de CO ₂ _{eq}	-45% a 55%	Redução face a 2005, excluindo LULUCF
Eficiência Energética	35%	Redução do CEP, excluindo utilizações não energéticas (tais como alcatrão), relativamente às previsões do modelo PRIMES2007 para o ano de 2030.
Energias Renováveis	47%	Quota de renováveis no CEF
Renováveis nos transportes	20%	Quota de renováveis no CEF do setor dos transportes
Interligações Elétricas	15%	Rácio entre a capacidade total da interligação, no sentido de importação, e a capacidade instalada no sistema electroprodutor nacional [Resolução do conselho de ministros nº53/2020, nota nº12]

Dessa forma, neste trabalho será feita a análise dos compromissos assumidos por Portugal para 2030, bem como o seu impacto no sistema electroprodutor. Serão realizadas diversas simulações e analisados os resultados obtidos.

4 Descrição do modelo [25]

Com recurso ao simulador desenvolvido pelo Grupo de Investigação em Sistemas de Energia do Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, foram efetuadas diversas simulações para o ano de 2030. Este simulador funciona com recurso ao software de otimização GAMS®, sendo que a interface é feita através do software EXCEL®, para introdução dos dados de entrada (conforme se apresenta em anexo a este documento) e recolha dos dados de saída. Este simulador realiza o despacho económico, o comissionamento de grupos e a coordenação hidrotérmica, com base nas previsões para a produção a partir de fontes de energia renovável, o crescimento da carga, o descomissionamento de centrais térmicas com recurso a combustíveis fósseis, a implantação de sistemas de hidrogénio e a integração de veículos elétricos

As centrais térmicas são tratadas individualmente e as centrais hídricas são tratadas como um todo, separadas em dois grupos (com e sem bombagem). As centrais hídricas de fio de água têm a sua produção imposta devido à sua incapacidade de armazenamento.

4.1 Objetivo

O modelo pretende minimizar os custos variáveis da geração de energia, incluindo os custos de combustível e de CO₂, considerando o balanço entre a produção e o consumo, bem como as restrições técnicas dos diversos elementos. A geração térmica é considerada individualmente para cada central térmica e a geração hidroelétrica divide-se em dois grupos: com e sem bombagem. As centrais hídricas a fio de água e outras fontes tais como solar, eólica e cogeração têm o seu perfil de produção imposto, determinado a partir do histórico de produção do ano de referência (2020).

O problema é formulado como um problema de otimização:

$$\min \sum_{t=1}^T \left\{ \sum_{j=1}^J [C_G^j \cdot P^j(t) \cdot \delta t + C_{ARR}^j \cdot y^j(t)] - C_{CR} \cdot P_{CR}(t) \cdot \delta t \right\} \quad (1)$$

Sendo que,

- T , número de períodos de tempo t ,
- J , número de centrais térmicas j
- C_G^j , custo de geração de cada grupo térmico j , em €/MWh
- $P^j(t)$, potência gerada pelo grupo térmico j , no período t , em MW

- δt , tempo entre dois períodos consecutivos t e $t+1$
- C_{ARR}^j , custo de arranque do grupo térmico j , em €
- $y^j(t)$, variável binária que traduz se o grupo térmico j arrancou no período t
- C_{CR} , custo atribuído ao corte de produção renovável, em €/MWh
- $P_{CR}(t)$, potência renovável não fornecida no instante t , em MW [tratando-se de uma potência não produzida assume valores negativos]

A solução ótima para minimização dos custos do sistema deverá ainda cumprir as restrições que se apresentam de seguida.

4.2 Restrições dos grupos térmicos

As restrições dos grupos térmicos estão relacionadas com limites de operação que devem ser cumpridos, referentes a níveis de potência máximos e mínimos, bem variações de potência, tal como se apresenta nas equações (2)-(4).

$$P_{min}^j \cdot u^j(t) \leq P^j(t) \leq P_{max}^j \cdot u^j(t) \quad (2)$$

Sendo que,

- P_{min}^j , potência mínima para o grupo j , em MW
- P_{max}^j , potência máxima para o grupo j , em MW
- $u^j(t)$, variável binária que traduz se o grupo j está a funcionar no instante t

$$P^j(t) - P^j(t - 1) \leq P_{sub}^j \quad (3)$$

$$P^j(t - 1) - P^j(t) \leq P_{des}^j \quad (4)$$

Sendo que,

- P_{sub}^j , subida máxima de potência para o grupo j , em MW/h
- P_{des}^j , descida máxima de potência para o grupo j , em MW/h

Adicionalmente existe a seguinte expressão que verifica a coerência das variáveis binárias auxiliares:

$$u^j(t) - u^j(t - 1) = y^j(t) - s^j(t) \quad (5)$$

Sendo que,

- $s^j(t)$, variável binária que traduz se o grupo j de desligou no período t

4.3 Restrições das centrais hidroelétricas sem bombagem

As restrições deste tipo de produção estão relacionadas com limitações técnicas nos níveis de potência máxima e mínima, bem como as variações de potência, como se expressa nas equações (6)-(8).

$$P_{H \min} \cdot u^H(t) \leq P_H(t) \leq P_{H \max} \cdot u^H(t) \quad (6)$$

Sendo que,

- $P_{H \min}$, potência mínima para o grupo H , em MW
- $P_{H \max}$, potência máxima para o grupo H , em MW
- $u^H(t)$ variável binária que traduz se a central H está a funcionar no instante t

$$P_H(t) - P_H(t-1) \leq P_{H \text{ sub}} \quad (7)$$

$$P_H(t-1) - P_H(t) \leq P_{H \text{ des}} \quad (8)$$

Sendo que,

- $P_{H \text{ sub}}$, subida máxima de potência grupo H , em MW/h
- $P_{H \text{ des}}$, descida máxima de potência grupo H , em MW/h

Também a disponibilidade de recurso hídrico bem como os níveis mínimo e máximo, inicial e final das albufeiras constituem restrições a este tipo de produção e são expressos nas equações (9)-(11).

$$E_H(t) = E_H(t-1) - P_H(t) \cdot \delta t + E_{H \text{ af lu}}(t) \quad (9)$$

$$E_{H \min} \leq E_H(t) \leq E_{H \max} \quad (10)$$

$$E_{H \text{ fin}} - E_{H \text{ ini}} = \sum_{t=1}^T E_{H \text{ af lu}}(t) - \sum_{t=1}^T P_H(t) \cdot \delta t \quad (11)$$

Sendo que:

- $E_H(t)$, energia armazenada na albufeira no período t , em MWh
- $E_{H \text{ af lu}}(t)$, afluência hídrica à albufeira no período t , em MWh
- $E_{H \min}$, capacidade mínima da albufeira, em MWh

- $E_H máx$, capacidade máxima da albufeira, em MWh
- $E_H fin$, nível final da albufeira, em MWh
- $E_H ini$, nível inicial da albufeira, em MWh

4.4 Restrições das centrais hidroelétricas com bombagem

As restrições aplicáveis a este tipo de centrais são muito semelhantes às que se verificaram no ponto anterior, com acréscimo das limitações técnicas relativas ao sistema de bombagem. As equações que traduzem as limitações do sistema de geração e são as seguintes:

$$P_{HB\ min} \cdot u^{HB}(t) \leq P_{HB}(t) \leq P_{HB\ máx} \cdot u^{HB}(t) \quad (12)$$

$$-P_{HB\ máx} \cdot u^{HBB}(t) \leq P_{HBB}(t) \leq -P_{HB\ mín} \cdot u^{HBB}(t) \quad (13)$$

Sendo que,

- $P_{HB}(t)$, potência produzida pela central hidroelétrica, em MW
- $P_{HBB}(t)$, potência consumida pela central hidroelétrica em bombagem, em MW
- $P_{HB\ min}$, potência mínima para geração ou bombagem, em MW
- $P_{HB\ máx}$, potência máxima para geração ou bombagem, em MW
- $u^{HB}(t)$, indica se a central se encontra a turbinar no período t
- $u^{HBB}(t)$, indica se a central se encontra em bombagem no período t

As restrições relativas às variações de potência expressam-se na seguinte equação:

$$P_{HB}(t) - P_{HB}(t-1) \leq P_{HB\ sub} \quad (14)$$

$$P_{HB}(t-1) - P_{HB}(t) \leq P_{HB\ des} \quad (15)$$

Sendo que,

- $P_{HB\ sub}$, subida máxima de potência para a central, em MW/h
- $P_{HB\ des}$, descida máxima de potência para a central, em MW/h

Tendo em conta que para efeitos de simulação se considera uma única central hidroelétrica com bombagem que agrega todas as centrais do sistema electroprodutor nacional idênticas, é importante garantir que a soma da potência gerada e consumida para bombagem não ultrapassa a potência máxima da central equivalente, tal como se apresenta na seguinte equação:

$$P_{HB}(t) - P_{HB_B}(t) \leq P_{HB \text{ máx}} \quad (16)$$

Os limites de armazenamento da albufeira deste tipo de centrais expressam-se na seguinte equação:

$$E_{HB \text{ min}} \leq E_{HB}(t) \leq E_{HB \text{ máx}} \quad (17)$$

Sendo que:

- $E_{HB \text{ min}}$, capacidade mínima da albufeira, em MWh
- $E_{HB \text{ máx}}$, capacidade máxima da albufeira, em MWh

A energia armazenada na albufeira é dada pela seguinte expressão:

$$E_{HB}(t) = E_{HB}(t-1) - [P_{HB_B}(t) \cdot \eta_{HB} + P_{HB}(t)] \cdot \delta t + E_{HB \text{ aflu}}(t) \quad (18)$$

Sendo que:

- $E_{HB}(t)$ energia armazenada na albufeira com bombagem, no período t , em MWh
- η_{HB} , rendimento do ciclo de bombagem
- $E_{HB \text{ aflu}}(t)$, afluência hídrica à albufeira, em MWh

A seguinte equação estabelece a relação entre a energia inicial e final disponível na albufeira:

$$E_{HB \text{ fin}} - E_{HB \text{ ini}} = \sum_{t=1}^T E_{HB \text{ aflu}}(t) - \sum_{t=1}^T [P_{HB_B}(t) \cdot \eta_{HB} + P_{HB}(t)] \cdot \delta t \quad (19)$$

Sendo que:

- $E_{HB \text{ fin}}$, nível final da albufeira, em MWh
- $E_{HB \text{ ini}}$, nível inicial da albufeira, em MWh

4.5 Restrições relativas ao balanço de potência

O sistema elétrico deverá em todo o instante atingir o balanço entre a carga e a geração, tal como se traduz na seguinte equação:

$$\sum_{j=1}^J P^j(t) + P_H(t) + P_{HB}(t) = P_C(t) + P_{VE}(t) - P_R(t) - P_{CR}(t) + P_{HBB}(t) \quad (20)$$

Sendo que:

- $P_C(t)$, potência da carga, referida à produção, em MW
- $P_{VE}(t)$, potência consumida para carregamento dos VE's, em MW
- $P_R(t)$, total de produção em regime especial (fotovoltaica, eólica, fio de água)

4.6 Custos da geração térmica

Tal como apresentada na equação (1), a função objetivo é a minimização do custo total de produção do sistema electroprodutor.

Os custos de geração das centrais térmicas são compostos por dois grupos, custos variáveis e custos de arranque, que de seguida se apresentam.

4.6.1 Custos variáveis da geração térmica

Os custos variáveis expressam-se pela seguinte equação:

$$C_G^j = C_{comb}^j + C_{CO_2}^j \quad (21)$$

Sendo que:

- C_G^j , custo variável da central térmica j , em €/MWh
- C_{comb}^j , custo do combustível da central térmica j , em €/MWh
- $C_{CO_2}^j$, custo das emissões de CO₂ da central térmica j , em €/MWh

O preço do combustível depende do custo da matéria-prima bem das suas características

$$C_{comb}^j = \frac{pc_{comb}}{\eta^j \cdot PCI} \quad (22)$$

Sendo que:

- pc_{comb} , preço da matéria-prima, em €/kg para carvão ou €/Nm³ para gás natural
- η^j , eficiência da central
- PCI , poder calorífico inferior do combustível, em MWh_i/kg para carvão ou MWh_t/Nm³ para gás natural

O custo variável relacionado com o combustível não está somente relacionado com a qualidade do combustível e da eficiência da central, está também relacionado com as emissões específicas do combustível e com o preço das licenças de emissão, que se expressa pela seguinte equação:

$$C_{CO_2}^j = \frac{E_{CO_2\ comb}}{\eta^j \cdot PCI} \cdot pc_{CO_2} \quad (23)$$

Sendo que:

- $E_{CO_2\ comb}$, emissões específicas de CO₂ do combustível, em kg CO₂/kg para o carvão, em kg CO₂/Nm³ para o gás natural.
- pc_{CO_2} , preço das licenças de emissão CO₂, em €/kg CO₂

4.6.2 Custos de arranque da geração térmica

Os custos de arranque são os custos que surgem quando é solicitado o arranque das centrais térmicas, e representam-se pelas equações (24)-(27)

$$C_{Arr}^j = C_{Ab}^j + C_{Arr\ comb}^j + C_{Arr\ CO_2}^j \quad (24)$$

Sendo que:

- C_{Arr}^j , custo de arranque da central térmica j , em €
- C_{Ab}^j , custo de desgaste da central térmica j , em €
- $C_{Arr\ comb}^j$, custo de combustível consumido no arranque pela central térmica j , em €
- $C_{Arr\ CO_2}^j$, custo das emissões de CO₂ no arranque da central térmica j , em €

Os custos de desgaste são considerados proporcionais à potência máxima da central térmica, tal como se apresenta de seguida

$$C_{Ab}^j = pe_{Ab}^j \cdot P_{max}^j \quad (25)$$

Sendo que:

- pe_{Ab}^j , custo específico de desgaste da central térmica j , em €/MW
- P_{max}^j , potência máxima da central térmica j , em MW, considerada igual à capacidade instalada

O custo de combustível no arranque é obtido pela através da seguinte equação:

$$C_{Arr_{comb}}^j = \frac{pc_{comb}}{\eta^j \cdot PCI} \cdot ce_{comb}^j \cdot P_{min}^j \quad (26)$$

Sendo que:

- ce_{comb}^j , consumo específico de combustível no arranque da central térmica j , em MWh_t/MW
- P_{min}^j , potência mínima admissível da central térmica j , em MW

O custo relativo às emissões específicas no arranque é obtido pela seguinte equação:

$$C_{Arr_{CO_2}}^j = \frac{E_{CO_2 \text{ comb}}}{\eta^j \cdot PCI} \cdot ce_{comb}^j \cdot P_{min}^j \cdot pc_{CO_2} \quad (27)$$

5 Simulações e análises

5.1 Dados e considerações

A simulação é feita para as 8760 horas do ano em simulação, tendo como objetivo a minimização do custo do sistema. De forma a tornar a simulação para 2030 o mais autêntica possível foram recolhidos dados relativamente às previsões de VE's para 2030, centrais térmicas a serem desclassificadas até 2030, bem como novas centrais hídricas a entrarem em funcionamento até 2030. Serão também considerados os aumentos de capacidade instalada em centrais de produção de energia renovável, de acordo com PNEC2030.

Relativamente às centrais térmicas, de acordo com o PDIRT2022-2031, a central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro será desclassificada até 2029. A última central a carvão, do Pego, encerrou em 2021. Desta forma não haverá produção a partir do carvão em 2030 e a potência instalada em gás natural será reduzida nos cenários a simular para 2030.

De acordo com o RNC2050, 36% da frota de veículos ligeiros de passageiros será elétrica em 2030. Analisando o crescimento médio anual do total da frota de veículos ligeiros de passageiros entre os anos 2018 e 2020, e considerando que esse crescimento anual se mantém, o valor a considerar para o número de VE's em 2030 é de aproximadamente 2,7 milhões, tal como se pode demonstra na Tabela 10.

Tabela 10: Cálculo do número de veículos elétricos para 2030.

	Nº Total de veículos ligeiros	Fonte	Variação média anual	% VE's em 2030	Nº VE's
2018	5 282 970	ACAP	3%		
2019	5 452 119	ACAP			
2020	5 597 536	ACAP			
2021	5 761 794				
2022	5 930 872				
2023	6 104 912				
2024	6 284 059				
2025	6 468 463				
2026	6 658 278				
2027	6 853 663				
2028	7 054 782				
2029	7 261 803				
2030	7 474 898				36%

O simulador contempla um tipo de carregamento inteligente, em que fica estabelecido um valor mínimo de carga das baterias às 7 horas da manhã de cada dia, e o sistema gere a que horas carregar, de forma a minimizar os custos da energia, independentemente do número de horas que o veículo ficar ligado no carregador, disponível para receber carga.

Para 2030 prevê-se que exista um aumento considerável na capacidade de produção instalada, nomeadamente no que se refere à energia solar fotovoltaica, com 9 GW e a energia eólica com 9,3 GW. [24]

Também nas centrais hídricas, nomeadamente nas grandes hídricas, se prevê a construção de três novas centrais (Daivões, Gouvães e Alto Tâmega), com uma capacidade instalada de 1154 MW, sendo que a central hídrica de Gouvães terá sistema de bombagem, contribuindo assim para a capacidade de armazenamento do sistema electroprodutor nacional. Todas estas centrais entrarão em serviço em 2023 e por isso serão consideradas nas simulações para 2030. Tal como se pode observar na Tabela 11.

Tabela 11: Novas centrais hídricas até 2030 [Adaptado de: PDIRT 2022-2031]

Nova Grande Hídrica (conforme RMSA-E 2018)

Central	Potência Instalada [MV]	N.º de Grupos	Data de entrada em serviço
Daivões	114	2	2022
Gouvães	880 (rev.)	4	2022
Alto Tâmega	160	2	2023
Total	1154		

* A data de entrada em serviço poderá ser atualizada em futuros RMSA, em função do desenvolvimento dos processos de licenciamento e construção das linhas da RNT.

rev.: Centrais reversíveis, ou seja, dotadas de capacidade de bombagem hidroelétrica.

As aflúncias hídricas adicionais bem como o aumento da capacidade de armazenamento hídrico foram contabilizados nas simulações para 2030, de acordo com a Tabela 12.

Tabela 12: Alterações necessárias para incorporar novas centrais hídricas até 2030

Energia equivalente adicional em hídrica com bombagem [MWh]	153000	Central hídrica de Gouvães
Capacidade adicional de armazenamento [MWh]	20000	
Energia equivalente adicional em hídrica sem bombagem [MWh]	290000	Central hídrica de Daivões e Alto Tâmega

Os principais dados de entrada para as simulações realizadas encontram-se na Tabela 13.

Tabela 13: Principais dados de entrada para 2020 e 2030 (cenário base)

		2020	2030	Var (%)
Capacidade instalada em FER [MW]	Mini hídrica	2 583	2 583	0
	Hídrica pequena dimensão	609	609	0
	Grande hídrica sem bombagem	1 642	1 912	16
	Grande hídrica com bombagem	2 698	3 578	33
	Eólica	5 246	9 300	77
	Fotovoltaico	879	9 000	924
	Cogeração e biomassa	1 488	1 488	0
	TOTAL	10 805	22 980	113
Capacidade instalada em ciclo combinado a gás natural [MW]		3 842	2 852	-25
Armazenamento[GWh]	Grande hídrica sem bombagem	1320	1348	2
	Grande hídrica com bombagem	1780	1800	1
Custos	Gás natural [€MWh]	15	47	213
	Licenças CO ₂ [€ton]	50	120	140
	Corte de energia renovável [€MWh]	70	70	0
Veículos elétricos [unidades]		25 878	2 690 963	10 299
Consumo + Carga veículos elétricos [GWh]		48 937	61 056	25

5.2 Cenário base (Oficial 2030)

Com base nos dados cronológicos de produção em regime especial (eólica, solar, cogeração e mini-hídrica) do ano de 2020, serão extrapolados os perfis de produção para 2030, com ajuste ao aumento da capacidade instalada. Por se tratar de uma previsão a 10 anos (2020-2030), o ano de 2020 e de 2030 serão corrigidos para ano médio, ou seja, os índices de produtividade hídrica, eólica e solar serão considerados unitários.

Como forma de resumo apresenta-se na Tabela 14,

Tabela 15 e Tabela 16 os principais dados de entrada e respetivo valor no cenário base de simulação para 2030.

Tabela 14: Dados de entrada para o cenário base de 2020 e 2030

		2020	2030	Var (%)
Potência Instalada PRE [MW]	Hídrica Fio de água	2 583	2 583	0
	Mini-Hídrica	609	609	0
	Eólica	5 246	9300	77
	Fotovoltaica	879	9 000	924
	Cogeração e biomassa	1 488	1488	0
	TOTAL	10 805	22 980	113
Adicional Afluências Hídricas [MWh]	Com Bombagem	0	153 000	-
	Sem Bombagem	0	290 000	-
Índices de produtividade (Hídrica, Solar e Eólica)		1		-
Custos	Gás Natural [€/MWh]	15	47	213
	Licenças de CO ₂ [€/ton]	50	120	140
	Corte de PRE [€/MWh]	70	70	0
Características VE's	Quantidade	25 878	2 690 963	10 299
	Potência da Bateria [MW]	0,024		-
	Consumo [kWh/Km]	6		
	Eficiência de carregamento [%]	85%		
	Distância percorrida por dia [km]	38		
	Carga mínima da bateria às 7h da manhã [%]	70		
Consumo + Carga VE [GWh]		48 937	61 056	25

Tabela 15: Dados das centrais térmicas e hídricas para os cenários de 2020 e 2030

Central/Grupo	Tecnologia	Pmín [MW]	Pmáx [MW]	Taxa Subida [MW/h]	Taxa Descida [MW/h]	Eficiência [%]	Notas:
Tapada Outeiro /1	Gás Natural	95	330	33	256	55	Apenas em 2020
Tapada Outeiro /2							
Tapada Outeiro /3							
Ribatejo/1	Gás Natural	127	392	366	267	57	
Ribatejo/2							
Ribatejo/3							
Pego/1		130	419	370	270		
Pego/2							
Lares/1							
Lares/2							
Geral	Hídrica	0	3 578	700	800		2030
	com Bombagem	0	2696	700	800		2020
		Hídrica sem Bombagem	0	1 916	700		800
		0	1 642	700	800		2020
	Bombagem	-3 578	0	1 000	1 000		2030
		-2 698	0	1 000	1 000		2020

Tabela 16: Dados de armazenamento para cenário base de 2020 e 2030

	Capacidade de armazenamento [MWh]		Energia mínima [%]	Energia máxima [%]	Energia Inicial [%]	Energia Final [%]
	2020	2030				
Albufeira com bombagem	1 780 000	1 800 000	18,5	81,7	69,7	53,6
Albufeira sem bombagem	1 320 000	1 348 500	46,3	85,2	85,2	58,2
Veículo Elétrico	0,024		0	90	70	70

Neste cenário será feita a simulação para o ano de 2030, com os dados indicados na Tabela 14, Tabela 15 e Tabela 16.

Tabela 17: Comparação de resultados entre 2020 e 2030 considerando veículos elétricos

	2020	2030	Var (%)
Corte de energia renovável [GWh]	2,8	42	1 414 %
Produção com gás natural [GWh]	15 474	4 566	-70 %
Produção com hidroelétrica [GWh]	11 391	14 268	25 %
Produção de energia renovável [GWh]	22 348	45 158	102 %
Custo total [M€]	681	572	-16 %
Emissões [Mton CO ₂]	5,47	1,62	-70 %

Como se pode observar através da Tabela 14 e Tabela 17, o aumento de PRE em 113% provocou um aumento do corte para 42 GWh, o que corresponde a uma variação de 1 414%. Tal deve-se ao facto de a produção de energia em regime PRE superar a carga em diversos períodos do dia. Os sistemas de armazenamento tais como as albufeiras com bombagem mesmo com os aumentos previstos na capacidade de armazenamento em 20 000 MWh pela construção da central hídrica de Gouvães (Tabela 12), permitem que se faça mais bombagem (Tabela 18) e com isso se minimize o desperdício de energia renovável, no entanto não são suficientes. Os veículos elétricos neste cenário são também um importante auxílio à maximização no aproveitamento de PRE pois estão dotados de tecnologia de carregamento inteligente.

5.3 Bombagem vs VE's

A relação entre as diversas formas de armazenamento apresentadas no ponto anterior será alvo de análise neste ponto. Dessa forma foi efetuada nova simulação para 2030 sem considerar veículos elétricos.

Tabela 18: Bombagem em 2030 com e sem veículos elétricos

Ano	Sem VE	Com VE	Var (%)
Bombagem [GWh]	10 885	2 893	-73

Também a partir da Tabela 18 se verifica o impacto que os veículos elétricos têm na quantidade de energia armazenada através da bombagem. Há uma competição entre os veículos elétricos e o sistema de bombagem, sendo a bombagem reduzida em quantidade significativa na presença dos veículos elétricos.

5.4 Emissões específicas dos veículos elétricos

Embora os veículos elétricos não tenham emissões de escape, a energia elétrica que utilizam não está isenta de emissões, tendo em conta que poderá ser proveniente de centrais térmicas. Tendo em conta o significativo aumento de veículos elétricos entre 2020 e 2030, importa analisar como varia o seu mérito ambiental, ou seja, de que forma variam as emissões específicas. Para tal foram feitas duas simulações em paralelo, com e sem veículos elétricos para o ano de 2020 e 2030. Desta forma, com uma abordagem marginal, analisando as emissões com e sem veículos elétricos conseguimos verdadeiramente compreender qual o impacto dos veículos elétricos nas emissões.

Na equação seguinte apresenta-se o cálculo das emissões específicas dos veículos elétricos.

$$\begin{aligned} & \text{Emissões específicas VE} \\ & = \frac{\text{Emissões globais com VE} - \text{Emissões globais sem VE}}{\text{Carga total VE's}} \end{aligned} \quad (28)$$

Tabela 19: Variação das emissões específicas do VE entre 2020 e 2030

Ano	2020	2030	Var (%)
Veículos elétricos [unidades]	25 878	2 690 963	10 299
Emissões específicas VE [g CO ₂ / km]	61	37	-39

Como podemos observar na Tabela 19, apesar de haver um aumento significativo dos VE's (10299%), tal não se refletiu num aumento das suas emissões específicas, observando-se inclusive uma redução de 39%. Ou seja, prevê-se que o mérito ambiental dos veículos elétricos para 2030 seja muito superior ao verificado em 2020. Isto deve-se sobretudo ao aumento considerável na capacidade instalada em eólica e solar fotovoltaico, que permite que o carregamento dos veículos elétricos seja feito com recurso a energia livre de emissões.

5.5 Armazenamento adicional

Considerando o corte de PRE observado nas simulações anteriores, pretende-se dimensionar um sistema de armazenamento adicional composto por baterias, com o objetivo de reduzir os cortes de PRE. Para tal foram considerado-se um sistema com capacidade de armazenamento igual ao triplo do corte de PRE observado anteriormente (42 GWh), cuja $P_{\text{máx}}$ e $P_{\text{mín}}$ é igual ao maior valor observado anteriormente no corte de PRE numa determinada hora. A eficiência do sistema de armazenamento adicional inferior é considerada inferior à eficiência do ciclo de bombagem (75%) por forma a que seja dada prioridade ao sistema de armazenamento hídrico. A taxa de subida (TS) e descida (TD) de potência é igual à maior variação do corte de PRE observada numa determinada hora na simulação anterior.

Tabela 20: Características do armazenamento adicional

Capacidade de armazenamento [GWh]	127
Taxa de subida/descida de potência [MW/h]	1 764
Potência [MW]	2 051
Eficiência [%]	75

Tabela 21: Comparação de resultados para 2030 com e sem armazenamento adicional)

	Sem armazenamento adicional	Com armazenamento adicional)	Var
Corte de energia renovável [GWh]	42	2	-40
Produção com gás natural [GWh]	4 566	4 554	-12
Perdas adicionais por bombagem [GWh]	-	21	21
Energia consumida por bombagem [GWh]	2 893	2 928	35
Produção hidroelétrica [GWh]	14 268	14 296	28

Analisando a

Tabela 21 verifica-se que embora o armazenamento adicional tenha sido dimensionado para eliminar o corte de energia renovável, isso não significa que a produção de gás natural diminuirá no mesmo valor. A redução de 40 GWh no corte de energia renovável levou apenas à redução de 12 GWh na produção de gás natural.

Isso deve-se principalmente à interação entre os dois principais sistemas de armazenamento: a bombagem e o sistema de armazenamento adicional de baterias. A dinâmica do sistema levou a mais energia utilizada para bombagem (preferida pela maior eficiência considerada 80% para ciclo de bombagem e 75% considerada para bateria adicional) e, portanto, mais produção hidroelétrica.

5.6 Hidrogénio para mobilidade

Nesta secção é feita uma nova abordagem para o corte de energia renovável. Em vez de utilizar um sistema de armazenamento adicional para integrar esta produção excedentária, foi criado um módulo adicional ao simulador em que considera que essa energia é utilizada para produção de hidrogénio verde.

A densidade energética por unidade de massa (33kWh/kg) do hidrogénio é cerca de três vezes superior à da gasolina e 2,5 vezes superior à do gás natural, no entanto a sua densidade energética por unidade de volume é entre 15 e 3 vezes inferior à do petróleo e gás natural, tal como se pode observar na Tabela 22. [26]

Tabela 22: Densidade de energia do hidrogénio versus a de outros vetores energéticos [26]

Portador de energia	Forma de armazenamento	Densidade de energia por massa [kWh/kg]	Densidade de energia por volume [kWh/l]
Hidrogénio	Gás (200 atm)	33,3	0,53
	Gás (300 atm)	33,3	0,75
	Gás (800 atm)	33,3	2,92
	Líquido (-253 °C)	33,3	2,36
	Hidretos metálicos	0,58	3,18
Gás natural	Gás (200 atm)	13,9	2,58
	Gás (300 atm)	13,9	3,38
	Líquido (-162 °C)	13,9	5,8
GPL	Líquido	12,9	7,5
Metanol	Líquido	5,6	4,42
Gasolina	Líquido	12,7	8,76
Gasóleo	Líquido	11,6	9,7
Electricidade	Bateria ácido-chumbo	0,05	0,1
	Bateria iões de lítio	0,25	0,05

Devido à pouca densidade energética por unidade de massa do hidrogénio, é necessário armazená-lo a elevadas pressões ou mantê-lo sob a forma estado líquido (em condições normais de temperatura e pressão o hidrogénio encontra-se no estado gasoso), para que seja possível armazenar uma quantidade significativa de energia por unidade de volume.

Desta forma, neste cenário foram considerados um eletrolisador e um compressor com os consumos que se apresentam na Tabela 23.

Tabela 23: Consumo do eletrolisador e compressor de hidrogénio [27]

Consumo de energia específico do eletrolisador [kWh/kg]	50
Consumo de energia específico na compressão do hidrogénio [kWh/kg]	5
Consumo total [kWh/kg]	55

Considerando que o corte de PRE foi de 42 GWh (Tabela 17), efetuam-se os seguintes cálculos de modo a obter a quantidade de hidrogénio passível de ser produzida com esta energia.

Tendo em conta que o consumo do eletrolisador e compressor é de 55 kWh/kg H₂, obteve-se 772 toneladas de H₂ a partir do corte de PRE (42 GWh), sem qualquer custo adicional para o sistema.

Considerando que por cada 1 kg de hidrogénio produzido por eletrólise resultam 8 kg de oxigénio, podemos concluir que em paralelo com as 772 toneladas de hidrogénio anteriormente calculadas, resultam também 6,2 milhões de toneladas de oxigénio.

Como exemplo consideramos o Toyota Mirai, veículo ligeiro de passageiros movido a hidrogénio que consome cerca de 0,55 kg H₂/100 km.

Considerando que a distância média percorrida por dia pelos veículos é de 38 km (Tabela 14), a quantidade de hidrogénio calculada acima seria suficiente para abastecer 10 mil veículos ligeiros durante um ano.

Se considerarmos que esses mesmos 10 mil veículos eram o modelo Toyota Yaris 1.4 tdi, com emissões de 119g/km, então conseguimos concluir que o sistema de hidrogénio verde produzido a partir do corte PRE e consumido pelos veículos movidos a hidrogénio anunciados acima, permite evitar a emissão de 16,7 Mton de CO₂ para a atmosfera.

6 Conclusões

As alterações climáticas são uma preocupação crescente e têm incentivado os governos a agir. Os resultados relativos a 2020 indicam que tanto a Europa como Portugal se encontram no bom caminho rumo à descarbonização, somente a meta de integração de FER no setor dos transportes em Portugal ficou ligeiramente abaixo da meta de 10%.

A pandemia COVID-19 poderá ter contribuído para que as metas fossem cumpridas, pelo que será necessário analisar os próximos anos e perceber se o cumprimento das metas é fruto das boas políticas ou da coincidência de uma pandemia.

O presente trabalho analisa os compromissos assumidos pelo governo português, tal como estabelecido no PNEC2030, que estabeleceu metas ambiciosas para esta década.

Com o armazenamento e a capacidade renovável previstos para 2030, prevê-se um corte de produção renovável de 42 GWh, mesmo com o contributo de 2,6 milhões de veículos para o aumento da carga em 2030. Apesar de ser um valor residual ao longo de um ano inteiro, tem valor e pode ser aproveitada de diversas formas.

Identificou-se também uma relação entre o maior número de VE's e a diminuição considerável de 73% na bombagem.

Este efeito concorrencial do VE com a bombagem resulta da energia perdida no ciclo de bombagem, o que torna a utilização direta no VE uma opção mais eficiente. Este facto poderá comprometer a viabilidade económica deste tipo de sistemas de armazenamento no futuro.

No que diz respeito ao mérito ambiental dos veículos elétricos, os resultados apontam para uma melhoria das emissões específicas indiretas de 61 gCO₂/km, como calculado para o cenário de 2020, para 37 g de CO₂/km, em 2030. Tal deve-se ao facto de quanto maior o grau de penetração de energias renováveis na rede, maior a quantidade de energia renovável que irá alimentar os veículos elétricos.

A capacidade de armazenamento necessária para integrar os 42 GWh de produção renovável é dimensionada com 127 GWh adicionais de capacidade de armazenamento, o que se explica sobretudo pelas interações entre os diversos sistemas de armazenamento.

Este corte de produção renovável de 42 GWh poderia, em alternativa, ser utilizada para produzir hidrogénio verde. Neste caso, poderiam ser produzidas 772 toneladas de hidrogénio, que abasteceriam 10 000 veículos elétricos com células de combustível e evitaria 16,7 Mton de emissões de CO₂. Além disso, seriam também produzidos 6,2 Mton de oxigénio verde, com grande valor comercial.

Importa referir que a viabilidade económica do armazenamento adicional mencionado e do sistema de produção de hidrogénio verde não é analisada no âmbito deste trabalho, mas é um fator predominante na decisão para investimento.

As interligações elétricas são também um importante instrumento que o operador da rede dispõe para manter o balanço carga potência sem necessitar de efetuar corte de excesso de produção renovável, podendo assim canalizá-la para Espanha ou França.

Referências Bibliográficas

- [1] Our World in Data, 03 Março 2021. [Online]. Available: <https://ourworldindata.org/>.
- [2] “Climatologia Geográfica,” *“100 empresas são responsáveis por 71% das emissões de gases de efeito estufa do mundo”*, 22 Julho 2017.
- [3] P. M. Ferreira, “Alterações climáticas e desenvolvimento,” FEC, Lisboa, 2017.
- [4] “Publications Office of the EU,” 10 Setembro 2015. [Online]. Available: <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/49c57f2a-3d7a-41d3-9471-fc2734119eba/language-pt/format-HTML/source-197672483>.
- [5] Agência Internacional do Ambiente, “The Future of Hydrogen,” IEA, 2019.
- [6] Agência Portuguesa do Ambiente, “Emissões de gases com efeito de estufa,” [Online]. Available: <https://rea.apambiente.pt/content/emiss%C3%B5es-de-gases-com-efeito-de-estufa>. [Acedido em 23 02 2022].
- [7] “energypost.eu,” 16 Novembro 2020. [Online]. Available: <https://energypost.eu/5-chart-show-the-rapid-fall-in-costs-of-renewable-energy/>.
- [8] Agência Europeia do Ambiente, “Global and European Temperature,” 30 Setembro 2022 [Online]. Available: <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/global-and-european-temperature-10/assessment>.
- [9] CoastAdapt, 2021. [Online]. Available: <https://coastadapt.com.au/sites/default/files/infographics/15-117-NCCARFINFOGRAPHICS-01-UPLOADED-WEB%2827Feb%29.pdf>.
- [10] Agência Portuguesa do Ambiente, 2018. [Online]. Available: <https://descarbonizar2050.apambiente.pt/descarbonizar2050/alteracoes-climaticas/>.
- [11] Comissão Europeia, “Protocolo de Quioto (MEMO/03/154),” [Online]. Available: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/pt/MEMO_03_154.

- [12] Nações Unidas para as Alterações Climáticas, [Online]. Available: <https://unfccc.int/news/un-secretary-general-kofi-annan-receives-russia-s-kyoto-protoccc-ratification>.
- [13] EUR-Lex, "Negociações das Nações Unidas sobre o clima — Protocolo de Quioto: segundo período de compromisso," [Online]. Available: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=LEGISSUM:2001_15. [Accessed 01 10 2021].
- [14] Comissão Europeia, "Pacote clima-energia 2020," [Online]. Available: http://publications.europa.eu/resource/cellar/49c57f2a-3d7a-41d3-9471-fc2734119eba.0020.02/DOC_1.
- [15] Comissão Europeia, "Relatório Intercalar Sobre Ação Climática da UE," [Online]. Available: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/pt/IP_20_2182.
- [16] Eurostat, "Emissões setoriais de gases com efeito de estufa," [Online]. Available: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/env_air_gge/default/table?lang=en.
- [17] Comissão Europeia, "Kick-starting the journey towards a climate neutral europe by 2050," [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/system/files/2020-11/com_2020_777_en.pdf.
- [18] Eurostat, "Estatísticas de Eficiência Energética," [Online]. Available: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_efficiency_statistics#cite_note-1.
- [19] Eurostat, "Estatísticas de Energias Renováveis," [Online]. Available: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable_energy_statistics#Wind_and_water_provide_more_renewable_electricity.3B_solar_is_the_fastest-growing_energy_source.
- [20] Agência Portuguesa do Ambiente, "Inventário Nacional de Emissões 2021," [Online]. Available: https://apambiente.pt/sites/default/files/_Clima/Inventarios/20210309MemoEmissoes.pdf.

- [21] Observatório de Energia, “Energia em números 2021,” 2021. [Online]. Available: <https://www.dgeg.gov.pt/media/32skj5iv/dgeg-aen-2021e.pdf>.
- [22] Eurostat, “Estatísticas Energéticas - consumos não-energéticos,” [Online]. Available: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_statistics_-_an_overview#Non-energy_consumption.
- [23] DGEG, “Balança Energética Nacional 2020,” [Online]. Available: <https://www.dgeg.gov.pt/media/hmqkm2m/dgeg-ben-2020.pdf>.
- [24] “Plano Nacional Energia e Clima 2030,” 2019.
- [25] E. Carvalho, J. Sousa e J. Lagarto, “Assessing electric vehicle CO2 emissions in the Portuguese power system using a marginal generation approach”.
- [26] A. Almeida, “Hidrogénio e células de Combustível,” *Gazeta de física*, 2006.
- [27] H2SE, “Hidrogénio e armazenamento de energia,” 2019.
- [28] DGEG, “Economia do Hidrogénio,” [Online]. Available: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/energias-renovaveis-e-sustentabilidade/hidrogenio/economia-do-hidrogenio/>.
- [29] Agência Portuguesa do Ambiente, “Protocolo de Quioto,” [Online]. Available: <https://apambiente.pt/clima/protocolo-de-quioto>.

Anexo

Dados de entrada**Potência instalada**

Hídrica Fio de água (cenário referência) [MW]	P_hidfiosRef	2583	// Potência instalada de hídrica fio de água no cenário de referência
Hídrica Fio de água (cenário simulado) [MW]	P_hidfiosSim	2583	// Potência instalada de hídrica fio de água no cenário de simulação
Mini-hídrica (cenário referência) [MW]	P_minihidrRef	609	// Potência instalada de mini-hídrica no cenário de referência
Mini-hídrica (cenário simulado) [MW]	P_minihidrSim	609	// Potência instalada de mini-hídrica no cenário de simulação
Eólica (cenário referência) [MW]	P_eolRef	5246	// Potência instalada de eólica no cenário de referência
Eólica (cenário simulado) [MW]	P_eolSim	5246	// Potência instalada de eólica no cenário de simulação
Fotovoltaica (cenário referência) [MW]	P_fotovRef	879	// Potência instalada de fotovoltaica no cenário de referência
Fotovoltaica (cenário simulado) [MW]	P_fotovSim	879	// Potência instalada de fotovoltaica no cenário de simulação
Cogeração e biomassa (cenário referência) [MW]	P_cogerRef	1488	// Potência instalada de cogeração e biomassa no cenário de referência
Cogeração e biomassa (cenário simulado) [MW]	P_cogerSim	1488	// Potência instalada de cogeração e biomassa no cenário de simulação

Afluências Hídricas

Adicional hídrica com bombagem [MWh]	Aflu_bomb_adicional	0	// Afluências adicionais a considerar para o caso de no cenário de simulação haver mais centrais de albufeira com bombagem
Adicional hídrica sem bombagem [MWh]	Aflu_sb_adicional	0	// Afluências adicionais a considerar para o caso de no cenário de simulação haver mais centrais de albufeira sem bombagem

Índices de Produtibilidade

Hídrica (cenário referência)	Ind_hidrRef	1	// Índice de produtividade hidroelétrica no cenário de referência
Hídrica (cenário simulado)	Ind_hidrSim	1	// Índice de produtividade hidroelétrica no cenário de simulação
Eólica (cenário referência)	Ind_eolRef	1	// Índice de produtividade eólica no cenário de referência
Eólica (cenário simulado)	Ind_eolSim	1	// Índice de produtividade eólica no cenário de simulação
Fotovoltaica (cenário referência)	Ind_fotovRef	1	// Índice de produtividade solar no cenário de referência
Fotovoltaica (cenário simulado)	Ind_fotovSim	1	// Índice de produtividade solar no cenário de simulação

Custos (cenário simulado)

Preço médio anual do carvão [€/ton]	*PRICE_CAR	90	// Preço do carvão a considerar no cenário de simulação (igual em todas as horas)
Preço médio anual do gás natural [€/MWh]	*PRICE_GAS	15	// Preço do gás natural a considerar no cenário de simulação (igual em todas as horas)
Preço médio anual do fuelóleo [€/ton]	*PRICE_FUEL	450	// Preço do fuel a considerar no cenário de simulação (igual em todas as horas)
Preço das licenças de CO2 [€/ton CO2]	*Cost_co2	50	// Preço das licenças de emissão de CO2 a considerar no cenário de simulação (igual em todas as horas)
Corte PRE [€/MWh]	CORTE_PRE	-70	// Custo a imputar ao corte de PRE por unidade de energia (tem de ser negativo)
Corte PRE no arranque [€]	CORTE_PRE_ARRANQUE	10000	// Custo a imputar ao arranque do corte de PRE para que não haja muita variação deste corte de hora para hora (não pode ser negativo)
Custo de abrasão das centrais a carvão [€/MW inst.]	CABR_CAR	5	// Custo de abrasão das centrais a carvão em €/MWinst
Custo de abrasão das centrais a GN [€/MW inst.]	CABR_GAS	8	// Custo de abrasão das centrais a gás natural em €/MWinst
Custo de abrasão das centrais a fuel [€/MW inst.]	CABR_FUEL	8	// Custo de abrasão das centrais a fuel em €/MWinst
Custo de comb. no arranque centrais carvão [MWh/MW]	FUELSU_CAR	6.2	// Custo de comb. no arranque centrais carvão em MWh/MW
Custo de comb. no arranque centrais GN [MWh/MW]	FUELSU_GAS	3.5	// Custo de comb. no arranque centrais gás natural em MWh/MW
Custo de comb. no arranque centrais fuel [MWh/MW]	FUELSU_FUEL	1.1	// Custo de comb. no arranque centrais fuel em MWh/MW

Características dos combustíveis (cenário simulado)

Poder calorífico inferior do carvão [kWh/kg]	LHV_CAR	7.217	// Poder calorífico inferior do carvão em kWh/kg
Poder calorífico inferior do GN [kWh/Nm3]	LHV_GAS	10.705	// Poder calorífico inferior do gás natural em kWh/Nm3
Poder calorífico inferior do fuel [kWh/kg]	LHV_FUEL	11.212	// Poder calorífico inferior do fuelóleo em kWh/kg
Emissões específicas do carvão [kg CO2/kg]	EMISSESP_CAR	2.390	// Emissões específicas do carvão em kgCO2/kg
Emissões específicas do GN [kg CO2/Nm3]	EMISSESP_GAS	2.158	// Emissões específicas do gás natural em kgCO2/Nm3
Emissões específicas do fuel [kg CO2/kg]	EMISSESP_FUEL	3.124	// Emissões específicas do fuel em kgCO2/kg

Características do veículo elétrico (cenário simulado)

Número de VE		25878	// Número de VES
Potência da bateria [MW]	Pbat	0.024	// Potência da bateria em MW
Consumo do VE por kilometro [kWh/km]	consumoEV	6	// Consumo do VE por km em kWh/km
Eficiência de carga	ef_carga	0.85	// Eficiência do carregamento do VE
Distância percorrida por dia [km/dia]	k_dia	38	// Distância percorrida por dia [km/dia]
Porcentagem de carga da bateria às 7h00 [%]	P7	70	// Porcentagem de carga da bateria às 7h00

Outros dados

Taxa de crescimento da carga	taxa_cres_carga	0.0	// Taxa de crescimento da carga em percentagem. Para simular cenário base colocar 0
Eficiência do ciclo de bombagem	efic	0.8	// Eficiência do ciclo de bombagem
Intervalo de tempo considerado na simulação [h]	dt	1	// Intervalo de tempo considerado na simulação em horas (ao mudar dt----> mudar ramp rates)
Valor mínimo de produção da térmica [MW]	min_term	0	// Valor mínimo a impor para a geração com centrais térmicas em cada período em MW
Valor das perdas na rede [%]	Losses	0	// Aplicar apenas ao VE ou a outras cargas.
Máximo da eólica em relação à carga	max_eol	0	// Máximo da eólica em relação à carga

Dados das tecnologias

	PMIN	PMAX	TD	TS	CF	CP	EFIC	PENALIZ	TECNOL	Exploração
* Centrais	MW	MW	MW/h	MW/h	€	€	%			
CAsines1	0	0	0	0	0	0	37	1 1 - Coal		
CAsines2	0	0	0	0	0	0	37	1 1 - Coal		
CAsines3	0	0	0	0	0	0	37	1 1 - Coal		
CAsines4	0	0	0	0	0	0	37	1 1 - Coal		
CApego1	0	0	0	0	0	0	37	1.1 1 - Coal		
CApego2	0	0	0	0	0	0	37	1.1 1 - Coal		
Gtapada1	95	330	330	256	0	0	55	1 2 - Gas		
Gtapada2	95	330	330	256	0	0	55	1 2 - Gas		
Gtapada3	95	330	330	256	0	0	55	1 2 - Gas		
Gribatejo1	127	392	366	267	0	0	57	1 2 - Gas		
Gribatejo2	127	392	366	267	0	0	57	1 2 - Gas		
Gribatejo3	127	392	366	267	0	0	57	1 2 - Gas		
Gsines1	0	0	0	0	0	0	57	1 2 - Gas		
Gsines2	0	0	0	0	0	0	57	1 2 - Gas		
Gpego1	130	419	370	270	0	0	57	1 2 - Gas		
Gpego2	130	419	370	270	0	0	57	1 2 - Gas		
Glavos1	0	0	0	0	0	0	57	1 2 - Gas		
Glavos2	0	0	0	0	0	0	57	1 2 - Gas		
Glares1	130	419	370	270	0	0	57	1 2 - Gas		
Glares2	130	419	370	270	0	0	57	1 2 - Gas		
cut_PRE	-99999	0	10000	10000	0	0	100	0 4 - RES_cut		
Bomb_Al_b_CB	-2698	0	1000	1000	0	0	100	0 5 - PSH_pump		
Prod_Al_b_CB	0	2698	700	800	0	0	100	0 6 - PSH_gen		
Prod_Al_b_SB	0	1642	700	800	0	0	100	0 7 - Hydro		
Carga_EV	-0.0037	0	0.000367	0.000367	0	0	100	0 8 - EV		
Storage1	0	0	200	200	0	0	85	0 9 - Storage		
Storage2	0	0	400	400	0	0	75	0 9 - Storage		

Legenda:

PMIN	Potência mínima
PMAX	Potência máxima
TD	Máxima variação de potência no sentido do aumento de potência
TS	Máxima variação de potência no sentido da diminuição de potência
CF	Custo fixo
CP	Custo variável
EFIC	Eficiência da central
PENALIZ	Penalização (serve para incluir outros custos, p.ex., transporte da matéria prima)
TECNOL	Tecnologia, definidos da seguinte forma
	1 - Coal: Carvão
	2 - Gas: Gás natural
	3 - Fuel: Fuelóleo
	4 - RES_cut: Corte de produção renovável
	5 - PSH_pump: Funcionamento em bombagem da hídrica com bombagem
	6 - PSH_gen: Funcionamento como gerador da hídrica com bombagem
	7 - Hydro: Hídrica de albufeira com bombagem
	8 - EV: Veículo elétrico
	9 - Storage: outro armazenamento que não albufeira e VE

Dados armazenamento

*	E_CAP_TOT (MWh)	E_MIN (%)	E_MAX (%)	E_inicial (%)	E_final (%)
ALBBOMB	1780000	18.5	81.7	69.7	53.6
ALBSB	1320000	46.3	85.2	85.2	58.2
EV	0.024	0	90	70	70
Armaz1	100000	0	100	50	50
Armaz2	200000	0	100	50	50

Legenda:	ALBOMB	Albufeiras com bombagem
	ALBSB	Albufeiras sem bombagem
	EV	Veículo elétrico
	E_CAP_TOT	Capacidade total de energia armazenada
	E_MIN	Limite mínimo de energia armazenada
	E_MAX	Limite máximo de energia armazenada
	E_inicial	Valor inicial da energia armazenada
	E_final	Valor final da energia armazenada