

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Alterações climáticas e o impacto no *mix*
energético em Portugal**

Carlos Eduardo Pires da Silva

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: José Nuno Fidalgo
Coorientadora: Débora de São José

25/06/2018

© Carlos Eduardo Pires da Silva, 2018

Resumo

As alterações climáticas a nível mundial são atualmente um assunto em foco devido aos seus impactos nos mais diversos sistemas naturais e conseqüentemente no desenvolvimento da humanidade.

O setor elétrico é um dos grandes responsáveis pelo fenómeno das alterações climáticas, pela sua histórica dependência dos combustíveis fósseis. No entanto o paradigma energético está a mudar, e as fontes de produção renováveis tendem a ter um papel cada vez mais preponderante no *mix* energético em Portugal. Devido à forte relação que existe entre as energias renováveis e os recursos naturais relacionados com o clima, o fenómeno das alterações climáticas poderá ter efeitos consideráveis no setor elétrico. Sendo assim, o setor elétrico (não renovável) poderá contribuir para o agravamento das alterações climáticas, as quais por sua vez poderão levar a mudanças significativas no setor elétrico.

Esta tese pretende estimar os efeitos das alterações climáticas no *mix* energético em Portugal a médio/longo prazo (até 2050). A metodologia proposta utiliza a evolução climática passada e dados históricos relativos às potências instaladas por tipo, de forma a relacionar o *mix* energético com a capacidade instalada e com as variáveis climáticas. É construído um modelo de previsão no software LEAP - *Long-range Energy Alternatives Planning System*, baseado em projeções climáticas e em previsões de potência instalada por tipo e de consumo, que irá prever o comportamento macro do sistema elétrico até 2050, comparando 4 cenários diferentes.

Os cenários de previsão criados mais favoráveis à integração rápida e intensiva de renováveis indicam que será possível um sistema elétrico português totalmente renovável a médio prazo, garantindo emissões muito baixas e alinhadas com os objetivos da União Europeia, sendo que, para que isso se confirme, o investimento em fontes renováveis terá de crescer consideravelmente.

Abstract

Global Climate change is nowadays a very important theme due to its impacts on natural systems and consequently on human development.

The Electric Sector is a major contributor for the climatic change phenomenon, due to its historical dependence on fossil fuels. However, the energy paradigm is changing, and renewable energy sources play an increasingly predominant role in the energy mix. Due to the strong relationship between renewable energy and climate-related natural resources, climate change could have considerable effects on the electric sector. Therefore, the electric sector (not renewable) could contribute to the worsening of climate change, and this could lead to significant changes in the electric sector.

This thesis aims at estimating the effects of climate change on the Portuguese energy mix in the medium/long term (until 2050). The proposed methodology uses the past climate evolution and historical data related to installed capacity by type in order to relate the energy mix with the installed capacity and the climatic variables.

A prediction model was developed using LEAP software, based on climate change projections and predicted installed capacity by type and demand, which will predict the behavior of the electric system until 2050, comparing four different scenarios.

The prediction scenarios with a more intensive renewables integration indicate that a fully renewable electricity system will be possible in the medium term, guaranteeing very low emissions in compliance with the objectives of the European Union. To achieve this, the investment in renewables sources must increase considerably.

Agradecimentos

É o momento de agradecer a todos os que tornaram possível a realização deste trabalho.

Um muito obrigado ao Professor José Fidalgo, pelo incansável acompanhamento, interesse e orientação e por todos e conselhos que me transmitiu.

Um agradecimento especial à Doutora Débora de São José, pelo seu conhecimento, simpatia e disponibilidade.

Agradeço também ao *Stockholm Environment Institute* pela disponibilização do *software LEAP - Long-range Energy Alternatives Planning System*, essencial à realização da dissertação. Figura 28

Aos meus pais e irmã, por toda a compreensão demonstrada ao longo do meu percurso académico.

Aos meus colegas de curso, por todos o conhecimento partilhado ao longo deste tempo, e aos meus amigos, pela importante motivação.

A todos, um enorme obrigado.

Índice

Resumo	3
Abstract	5
Agradecimentos	7
Índice	9
Lista de figuras	11
Lista de tabelas	13
Abreviaturas e Símbolos	14
Capítulo 1	15
Introdução.....	15
1.1 - Enquadramento e Motivação.....	15
1.2 - Objetivos	18
1.3 - Estrutura	18
1.4 - Ferramentas e Fontes de Dados	18
Capítulo 2	20
Revisão Bibliográfica	20
2.1 - Introdução.....	20
2.2 - Caracterização Climática	22
2.3 - Caracterização Energética	32
Capítulo 3	45
Metodologia	45
3.1 Consumo.....	47
3.2 Bombagem	49
3.3 Potência Instalada por fonte.....	50
3.4 Perdas nas Redes de Transporte e de Distribuição	52
3.5 Produções por fonte.....	53
3.6 Resumo dos Cenários considerados	61
Capítulo 4	63
Resultados.....	63
4.1 <i>Mix</i> Energético	63
4.2 Emissões	67
4.3 Custos	70
Capítulo 5	72
Conclusões	72
Referências	73
Anexo 1 - Balanço Energético de cada cenário	76

Lista de figuras

Figura 1 - Múltiplos indicadores de mudanças climáticas a nível global [6].....	16
Figura 2 - Outros indicadores de mudanças climáticas a nível global [6].....	16
Figura 3 - Diferenças da temperatura entre 2017 e 1981-2010, a nível global [6].....	22
Figura 4 - Evolução das Temperaturas média, máxima e mínima no período 1972-2017 [17] .	23
Figura 5 - Evolução da precipitação (média acumulada) em Portugal continental (1971-2000) [2]	23
Figura 6 - Evolução da Intensidade média do Vento [2]	24
Figura 7 - Evolução da Radiação Global média em Portugal Continental [2]	24
Figura 8 - Modelos de simulação usados pelo Portal do Clima (GCM e RCM) [2].....	28
Figura 9 - Concentrações equivalentes de CO2 (em ppm) de acordo com os 4 cenários RCP [3].....	29
Figura 10 - Comparação entre os 4 cenários RCP [7]	30
Figura 11 - Evolução do mix energético em Portugal, de 2000 a 2017 [15]	33
Figura 12 - Evolução da Potência Instalada em Portugal [14].....	33
Figura 13 - Países com maior percentagem de produção Eólica e Solar [13]	34
Figura 14 - Percentagem de incorporação de renováveis no setor elétrico na UE em 2016 [25]	34
Figura 15 - Mix de Energético de Portugal em 2017 [14]	35
Figura 16 - Análise de custos das Renováveis (2010-2017) [14].....	36
Figura 17 - Evolução das emissões específicas do sistema elétrico português [14]	37
Figura 18 - Taxa de penetração das renováveis no consumo elétrico nacional vs Meta Nacional (PNAER) [14]	37
Figura 19 - Comparação entre os vários cenários modelo [18]	43
Figura 20 - Fluxograma simplificado da metodologia geral	45
Figura 21 - Comparação entre os cenários relativamente ao nível de integração de renováveis e ao cenário climático usado.....	46
Figura 22 - Evolução temporal do consumo de 2011 a 2016, dados DGEG [16]	48
Figura 23 - Esquema da metodologia utilizada na previsão das produções que dependem de variáveis climáticas (eólica, solar e hídrica)	54

Figura 24 - Relação entre a Produção eólica e a Velocidade do Vento	55
Figura 25 - Relação entre a produção Solar e a Irradiação	56
Figura 26 - Relação entre a Produção Solar e a Precipitação	57
Figura 27 - Produção de Biomassa em função da Potência Instalada	59
Figura 28 - Produções por fonte - Cenário A1	64
Figura 29 - Produções por fonte - Cenário A2	64
Figura 30 - Produções por fonte - Cenário B1	64
Figura 31 - Produções por fonte - Cenário B2	65
Figura 32 - Comparação da Produção Total obtida nos 4 cenários	66
Figura 33 - Percentagem de eletricidade renovável (2020-2050).....	66
Figura 34 - Percentagem de eletricidade renovável em todos os anos (2018-2050).....	67
Figura 35 - Comparação do fator de emissão (LEAP vs Histórico real).....	68
Figura 36 - Comparação entre as emissões de GEE dos 4 cenários	68
Figura 37 - Comparação entre as emissões de GEE obtidas nos cenários A1 e A2	69
Figura 38 - Comparação entre as emissões de GEE obtidas nos cenários B1 e B2.....	69

Lista de tabelas

Tabela 1 - Comparação entre os 4 cenários RCP [7].....	30
Tabela 2 - Conceitos gerais principais [6].	31
Tabela 3 - Potências instaladas em 2020 assumidas no Simulador EDP2050 [18].....	44
Tabela 4 - Comparação entre os cenários relativamente ao nível de integração de renováveis e ao cenário climático usado.....	46
Tabela 5 - Pressupostos admitidos nos cenários A1 e A2 para previsão da Potência Instalada das fontes de produção não renováveis	50
Tabela 6 - Pressupostos admitidos nos cenários B1 e B2 para previsão da Potência Instalada nas fontes de produção não renováveis	51
Tabela 7 - Pressupostos admitidos nos cenários A1 e A2 para previsão da Potência Instalada nas fontes de produção renováveis	51
Tabela 8 - Pressupostos admitidos nos cenários B1 e B2 para previsão da Potência Instalada nas fontes de produção renováveis	52
Tabela 9 - Percentagem de Produção Térmica, cenários A1 e A2.....	60
Tabela 10 - Percentagem de Produção Térmica, cenários B1 e B2	61
Tabela 11 - Consumo, Perdas, Bombagem e Potência instalada para os 4 Cenários considerados	61
Tabela 12 - Produções por tipo para os 4 Cenários considerados	62
Tabela 13 - Custos de operação e manutenção, fixos e variáveis.....	70
Tabela 14 - Custos de produção (média 2045- 2050).....	70

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas (ordenadas por ordem alfabética)

APREN	Associação Portuguesa de Energias Renováveis
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
EDP	Energias de Portugal
ECF	<i>European Climate Foundation</i>
FEUP	Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
GEE	Gases com Efeito de Estufa
GCM	<i>Global Climate Model</i>
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IPCC	<i>Internacional Panel on Climate Change</i>
IPES	Instituto Português da Energia Solar
LEAP	<i>Long-range Energy Alternatives Planning System</i>
PNAEE	Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética
PNAER	Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis
RCM	<i>Regional Climate Model</i>
RCP	<i>Representative Concentration Pathways</i>
REN	Rede Elétrica Nacional
REN21	<i>Renewable Energy Policy for the 21st century</i>
SEN	Sistema Elétrico Nacional

Capítulo 1

Introdução

A presente dissertação foi desenvolvida no âmbito do Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, na Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.

Neste documento é apresentada uma metodologia de previsão de longo prazo dos impactos das alterações climáticas no *mix* energético português, baseada em projeções climáticas e em diferentes estratégias energéticas.

Neste capítulo apresenta-se uma perspetiva geral do tema e expõem-se os objetivos e motivações da dissertação. Dá-se também uma breve explicação da estrutura do documento e aborda-se de forma geral quais as ferramentas e as fontes de dados utilizadas.

1.1 - Enquadramento e Motivação

Os especialistas em análise do clima defendem a tese de alterações importantes na evolução do clima a médio/longo prazo. A evolução do clima da Terra nas três últimas décadas colocou o problema da mudança climática na agenda internacional.

Os peritos não têm qualquer dúvida sobre a evidência da relação entre a atividade humana e o fenómeno das alterações climáticas. Apesar do clima estar em constante mudança, as emissões de GEE consequentes do modelo de sociedade atual estão a contribuir para a intensificação deste processo natural. Estas convicções são sustentadas pela análise da evolução de diversas variáveis climáticas globais, apresentadas na Figura 1 e na Figura 2. Como se pode observar, as mudanças climáticas podem afetar vários setores e terão impacto significativo na atividade humana.

Especialmente a partir da última década do século 20, tornou-se clara uma tendência de aquecimento, ainda moderada, mas já acima do nível usual de variabilidade intra-anual [7].

Segundo a NASA e a OMM (Organização Mundial de Meteorologia), os últimos 3 anos (2015, 2016 e 2017) foram a nível global os mais quentes desde que há registos.

Segundo o IPMA, 6 dos 10 verões mais quentes desde 1931 ocorreram depois do ano 2000, sendo o ano de 2017 o segundo ano mais quente dos últimos 86 anos, depois de 2016, e estando entre os 4 mais secos desde 1931 [26]. Portugal sofre quase todos os anos de enormes vagas de incêndios, culminando nas tragédias que ocorreram em 2017.

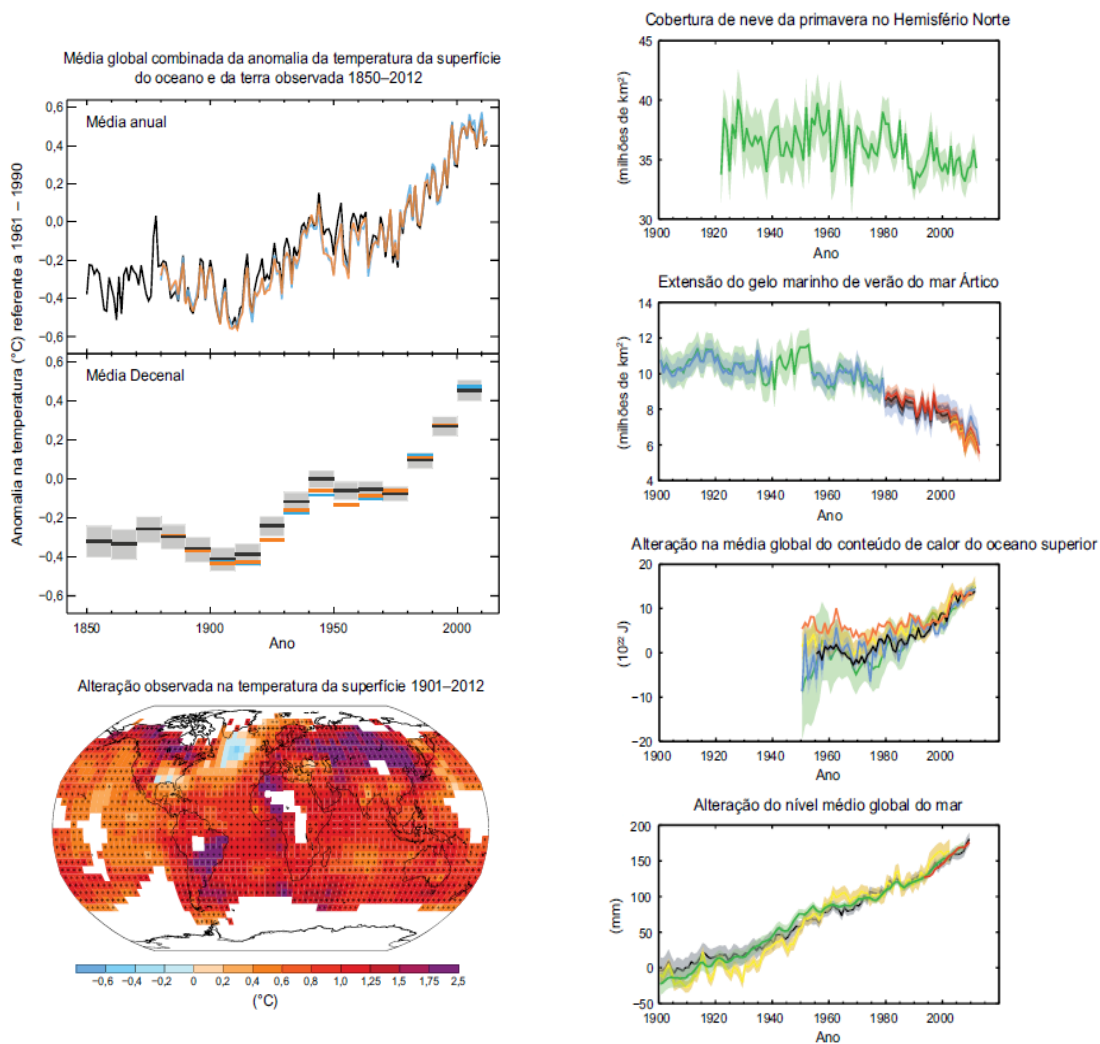


Figura 1 - Múltiplos indicadores de mudanças climáticas a nível global [6]

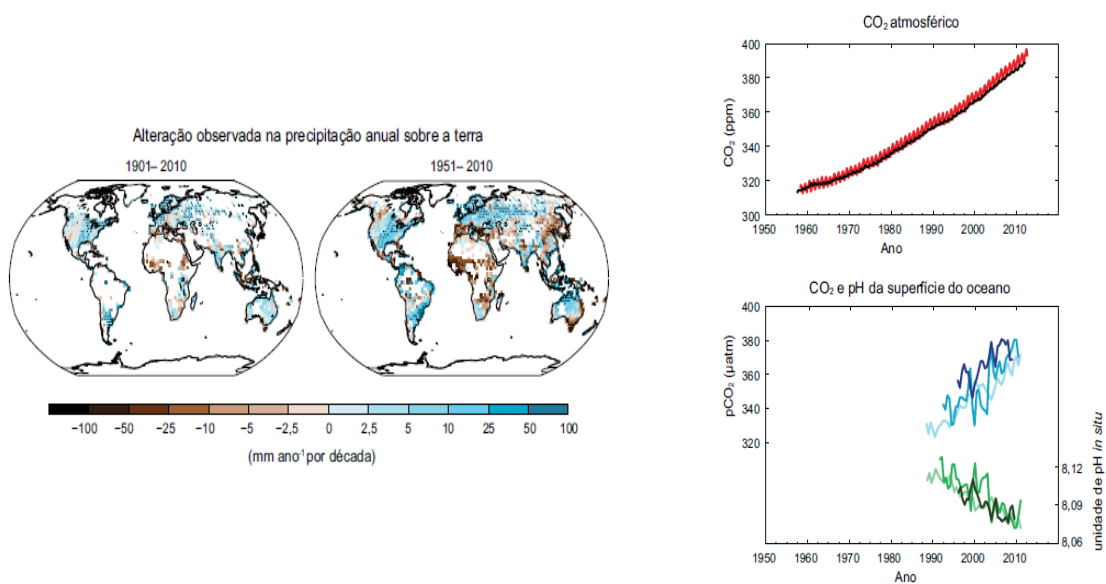


Figura 2 - Outros indicadores de mudanças climáticas a nível global [6]

Os cenários estão longe de ser animadores. De acordo com a coordenadora da Divisão de Clima e Alterações Climáticas do IPMA, Fátima Espírito Santo, a manter-se a tendência atual, poderá registar-se um aumento nas temperaturas máximas de quase 2 °C até 2050, e 1,33 °C nas temperaturas médias nos meses de verão [26].

A quebra sucessiva de recordes para a temperatura em diferentes regiões e a ocorrência de situações extremas de calor, com grande impacto económico e social, obrigou a generalidade da sociedade a olhar para o aquecimento global como um problema premente, a requerer estudo, monitorização e planeamento [7].

O setor elétrico toma importância no problema, sendo reconhecido como o mais importante em termos de responsabilidade pelas emissões de gases com efeito de estufa. No entanto, só mais recentemente se começa a ter consciência da extensão em que ele próprio sofre os impactos das alterações climáticas [7].

De uma forma geral, de acordo com a ECF - *European Climate Foundation* (2014), o setor energético poderá ser afetado pelo clima de diferentes formas [22]:

- Aumento do consumo: maior procura para arrefecimento, crescimento económico e da população global;
- Eventos extremos: poderão afetar as indústrias petrolíferas e de gás natural;
- Aumento do nível médio das águas do mar: poderá afetar centrais situadas em áreas costeiras, bem como refinarias de petróleo e gás offshore;
- Tempestades: podem afetar as redes elétricas e a produção de energia;
- Aumento da temperatura: podem afetar especialmente as centrais térmicas e hídricas;
- Mudanças climáticas em geral: podem afetar culturas de bioenergia.

Então, o setor elétrico é, por um lado, responsável por uma parte relevante das emissões de GEE, devido à queima de combustíveis fósseis; por outro, tem o potencial de deixar de o ser, pois as energias renováveis são consideradas uma das potenciais soluções para o problema.

Devido à relação entre o clima e as energias renováveis (Vento-Eólica, Irradiação-Solar, Precipitação-Hídrica), surge nova dicotomia: por um lado, o setor elétrico é responsável pelas mudanças climáticas; por outro, as alterações climáticas podem afetar significativamente as fontes de produção renováveis.

Por exemplo, se houver menos chuva, haverá menos capacidade de produção hídrica; se houver mais dias sem nuvens, a produção solar aumentará e alterações na temperatura podem também provocar diferentes comportamentos de consumo.

Os estudos para o caso particular de Portugal mostram uma variedade de efeitos positivos e negativos: o resultado de um balanço no futuro dependerá em muito das políticas e medidas de adaptação e de mitigação (redução de emissões) que, entretanto, forem adotadas [9].

1.2 - Objetivos

A relação entre as alterações climáticas e o setor energético é inquestionável. No entanto, não é fácil detalhar com precisão como estes se afetam mutuamente, sendo um assunto de crucial importância e em permanente estudo. A intenção desta dissertação é precisamente contribuir para essa pesquisa, no sentido de estimar quais os potenciais impactos das alterações climáticas nas diferentes fontes de produção de energia elétrica em Portugal a médio/longo prazo. Esta tarefa divide-se em vários estudos distintos:

- Caracterizar a evolução climática passada e projeções para o futuro;
- Caracterizar a evolução da capacidade instalada por tipo (térmica, hídrica, eólica, etc.) e também a evolução do *mix* energético em Portugal no passado e eventuais projeções para o futuro;
- Relacionar o *mix* energético com a capacidade instalada e com as variáveis climáticas;
- Realizar projeções para o futuro do *mix* energético, dadas as novas condições climáticas e para as estratégias energéticas consideradas.

1.3 - Estrutura

Este documento encontra-se dividido em 5 capítulos. O primeiro capítulo faz uma abordagem geral ao problema e expõe os objetivos que se pretendem atingir.

O segundo capítulo corresponde à revisão bibliográfica sobre o tema, onde se abordam os conceitos teóricos gerais mais importantes.

O terceiro capítulo apresenta a metodologia utilizada na previsão do impacto das alterações climáticas no sistema elétrico português.

O quarto capítulo expõe os principais resultados obtidos na pesquisa.

Por fim, o quinto capítulo serve de conclusão e apresenta sugestões para trabalho futuro.

1.4 - Ferramentas e Fontes de Dados

Na realização da dissertação recorreram-se a várias ferramentas e fontes de dados.

No tratamento e organização de dados utilizou-se, numa primeira fase, o *software Microsoft Excel* e posteriormente o *software LEAP - Long-Range Energy Alternatives Planning System*. O *LEAP* é uma ferramenta para análise de políticas energéticas e avaliação dos efeitos das alterações climáticas, desenvolvida pelo *Stockholm Environment Institute* e foi escolhida devido às seguintes características [1]:

- Flexibilidade, pois pode ser usado tanto por iniciantes como por profissionais na área dos sistemas de energia;
- *Design*, no que diz respeito à facilidade em lidar com cenários, já que o *LEAP* é projetado de acordo com o conceito de análise de cenários;

- Reduzidos requisitos iniciais de dados, sendo fácil e rápido o desenvolvimento de um modelo inicial aproximado, não sendo exigido um grande nível de conhecimento¹;
- Número de ferramentas embutidas no *software*, que facilitam a criação de modelos e projeções complexas: Podem ser incluídos não só dados energéticos como também dados sobre população e outros fatores socioeconômicos e inclui ferramentas de previsão de emissões por defeito.

O *LEAP* é descrito como uma ferramenta de modelagem integrada, baseada em cenários, que pode ser usada para pesquisar o consumo de energia, produção e extração de recursos em todos os setores de uma economia. Pode ser usado para contabilizar emissões de GEE provenientes de várias fontes, seja no setor energético ou não-energético [1].

Relativamente aos dados utilizados, estes separam-se em duas categorias primárias: dados energéticos e dados climáticos.

As fontes de dados de âmbito energético utilizadas foram as seguintes: DGEG, APREN, REN, ERSE, EDP-Simulador2050, IEA e SmartWatt.

Quanto aos dados climáticos, as fontes usadas foram o Portal do Clima, o IPCC, o PORDATA, o IPES.

¹ Como era seu objetivo, o *LEAP* rapidamente se tornou no *software* padrão para países que necessitam de planeamento integrado de recursos e de mitigação de emissões, especialmente os países em desenvolvimento, cuja quantidade de dados energéticos disponíveis é ainda limitada [1].

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

Neste capítulo apresentam-se conceitos gerais sobre clima e energia, contextualizando o problema com base na literatura existente. Abordam-se conceitos essenciais à compreensão da metodologia apresentada no Capítulo 3, numa primeira fase relacionados com o aspeto climático, e posteriormente relativos ao setor elétrico.

2.1 - Introdução

A mudança climática é um problema global. A sua mitigação só é possível com medidas globais, afetando e mobilizando a generalidade dos países, especialmente os grandes emissores de gases com efeito de estufa. Os impactos, no entanto, são locais e podem variar qualitativamente de região para região e de setor para setor. A resposta tem, por isso uma forte componente local e sectorial e o seu planeamento depende de uma avaliação. A incerteza associada a este processo é elevada, sendo claro que se trata de um estudo a requerer atualização periódica [7].

A União Europeia tem o objetivo de reduzir as emissões de GEE em 80-95% em 2050, face aos níveis de 1990, concretizando uma transição para uma economia competitiva e de baixo carbono. Esta visão de longo prazo encontra-se, no curto e médio prazo, enquadrada pelos objetivos energia-clima² adotados em 2009, parte integrante da Estratégia Europa 2020 para um crescimento inteligente, sustentável e inclusivo. Este nível de redução de emissões enquadra-se nas mais recentes conclusões do Painel Intergovernamental para as Alterações Climáticas (IPCC) no âmbito do seu quinto relatório de avaliação periódica do estado do conhecimento sobre a ciência das alterações climáticas (AR5). A União Europeia assumiu assim como seu um objetivo que o IPCC considera necessário por parte do conjunto dos países desenvolvidos³ para evitar que o aumento de temperatura por efeito das alterações climáticas exceda 2°C. Este objetivo representa uma das faces de uma moeda que prevê ainda reduções de emissões significativas por parte dos países em desenvolvimento, em relação ao nível de emissões esperado na ausência de políticas de redução de emissões. Estes dois objetivos

² No âmbito do pacote energia-clima aprovado em 2009 foram estabelecidos os objetivos 20-20-20 para 2020, designadamente reduzir as emissões de GEE em 20%, aumentar 20% a proporção de fontes de energia renováveis no cabaz energético da União Europeia, alcançar a meta de 20% estabelecida para a eficiência energética [24].

³ Contando com o esforço considerado necessário por parte dos países em desenvolvimento, esta redução possibilitará que as emissões mundiais em 2050 tenham diminuído 50% [24].

concorrem solidariamente para a tradução do objetivo de 2°C num objetivo de redução de emissões: redução de 50% dos níveis de emissões globais em 2050, face a 1990 [24].

Em Portugal, os estudos mais relevantes sobre os efeitos das alterações climáticas, nomeadamente no setor energético, foram realizados no âmbito do projeto SIAM - “Climate Change in Portugal. Scenarios, Impacts and Adaptation Measures” [7]. Neste capítulo serão referidas várias conclusões obtidas neste projeto.

Outra plataforma importante na realização desta dissertação foi o Portal do Clima, que disponibiliza informação e dados relativos a projeções climáticas baseadas no quinto relatório do IPCC (AR5) [6].

A nível energético, importa destacar os balanços energéticos da DGEG, que foram a base para a construção dum histórico relativo a capacidade instalada e *mix* energético, bem como as publicações da APREN.

Importa também destacar os cenários criados pelo Simulador EDP 2050 [18], que diferenciam várias estratégias energéticas possíveis num horizonte até 2050.

Estes aspetos serão aprofundados neste capítulo.

2.2 - Caracterização Climática

Relativamente à caracterização climática, esta separa-se em duas fases: evolução passada e projeções para o futuro.

2.2.1 Evolução climática passada

Os efeitos das alterações climáticas são já atualmente visíveis e afetam um pouco o mundo todo. Os últimos 3 anos foram a nível global os mais quentes de sempre. A Figura 3 mostra como a temperatura no ano 2017 foi maior que no período entre 1981 e 2000, um praticamente todo o mundo.

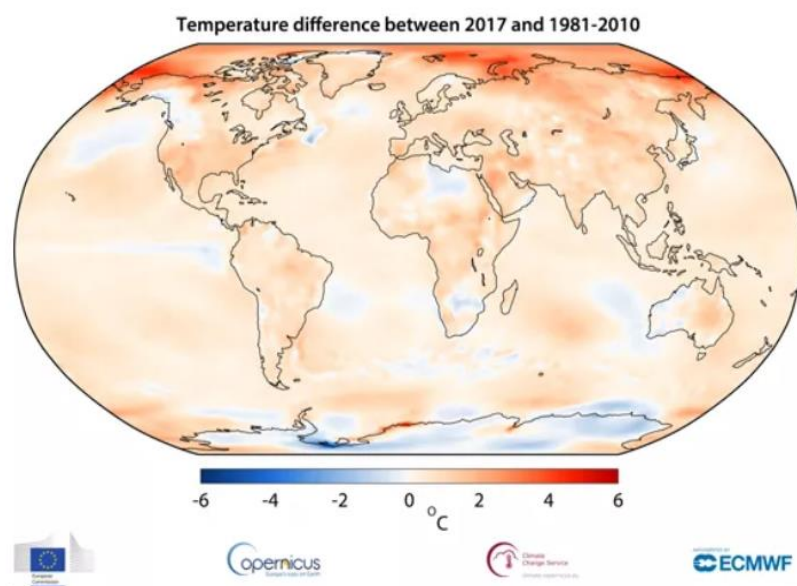


Figura 3 - Diferenças da temperatura entre 2017 e 1981-2010, a nível global [6]

Em Portugal, e de acordo o IPMA, 6 dos 10 verões mais quentes desde 1931 ocorreram depois do ano 2000, sendo a ano de 2017 o segundo ano mais quente dos últimos 86 anos, depois de 2016, e estando entre os 4 mais secos desde 1931 [26]. A Figura 4 mostra o crescimento das temperaturas mínima média e máxima em Portugal no período 1972-2017.

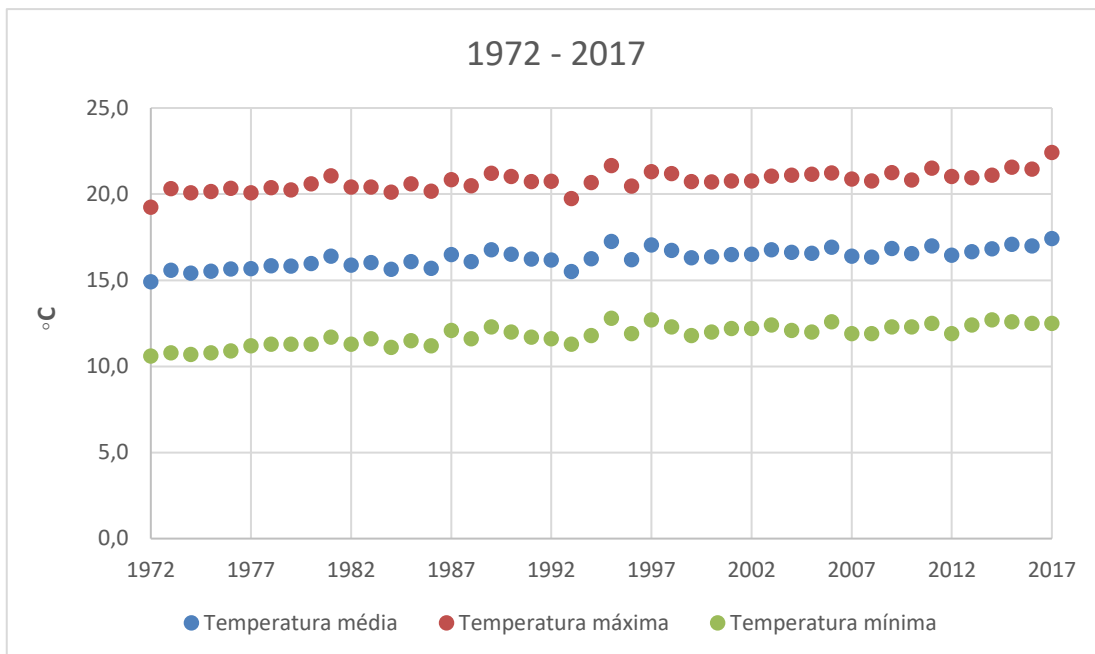


Figura 4 - Evolução das Temperaturas média, máxima e mínima no período 1972-2017 [17]

De acordo com as conclusões do projeto SIAM, observações realizadas em Portugal Continental e nas Regiões Autónomas dos Açores e Madeira indicam que o clima português sofreu, ao longo do século 20, uma evolução caracterizada por dois períodos de aquecimento, intercalados por um período de arrefecimento. Desde a década de 1970, a temperatura média subiu em todas as regiões de Portugal, a uma taxa de cerca de 0,5°C/década, mais do dobro da taxa de aquecimento observada para a temperatura média mundial. Na generalidade das regiões portuguesas, observou-se uma subida mais intensa das temperaturas mínimas traduzida numa redução da amplitude térmica diária. Outras variáveis climáticas apresentam alterações importantes, como é o caso da nebulosidade, da insolação e da humidade relativa, mostrando que o processo de aquecimento global é complexo na sua interação com o ciclo da água. No que se refere à precipitação, a evolução observada apresenta grande irregularidade e não se verificam tendências significativas no seu valor médio anual [7].

Nas Figura 5, Figura 6 e Figura 7, apresentam-se as evoluções das variáveis climáticas que mais se relacionam com fontes de produção de energia elétrica, no período 1971-2000.



Figura 5 - Evolução da precipitação (média acumulada) em Portugal continental (1971-2000) [2]

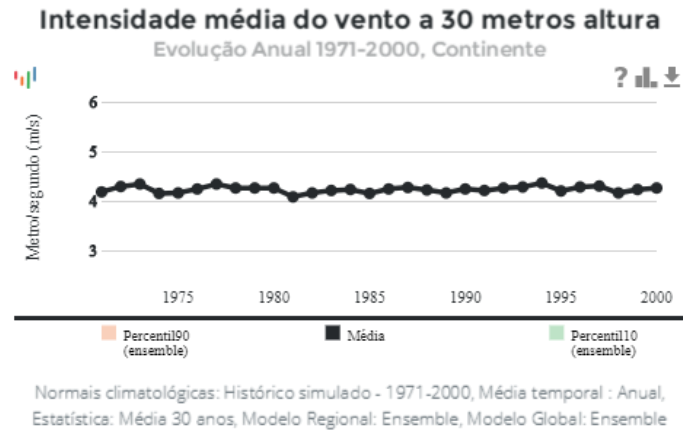


Figura 6 - Evolução da Intensidade média do Vento [2]

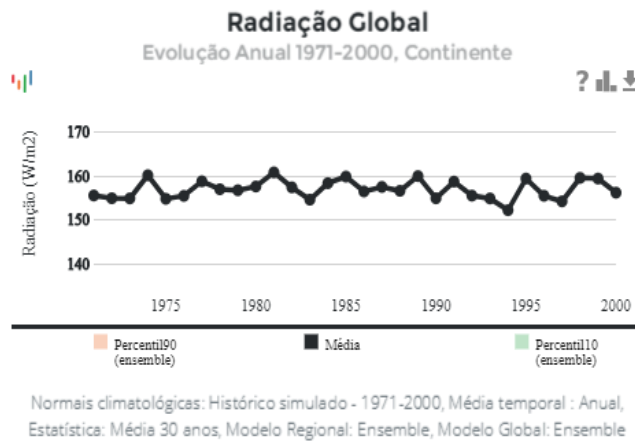


Figura 7 - Evolução da Radiação Global média em Portugal Continental [2]

Da análise destas 3 figuras, conclui-se que a precipitação é a grandeza mais volátil, sendo que tanto a velocidade média anual do vento como a radiação global média são bastante estáveis. No caso da radiação, a variabilidade deve-se com certeza mais à nebulosidade do que a alterações dos ciclos solares.

2.2.2 Projeções

Conceitos Gerais

De acordo com o IPCC, uma projeção do clima é a resposta simulada do sistema climático a cenários de emissão ou concentração de gases com efeito de estufa usando modelos climáticos futuros.

Projeções climáticas são diferentes de previsões climáticas devido à sua dependência de dados de emissões, concentração e do uso de um cenário de forçamento radiativo⁴, o que por sua vez é baseado em pressupostos que podem não se confirmar, por exemplo futuros desenvolvimentos socioeconómicos e tecnológicos ou mudança de políticas [2]. Os principais conceitos são descritos na Tabela 2, de acordo com o quinto e mais recente relatório do IPCC [6]

Na investigação das alterações climáticas é necessário antecipar quais os cenários climáticos futuros mais prováveis. São então necessários modelos climáticos adequados para fazer projeções climáticas futuras credíveis [5].

Os modelos climáticos são normalmente implementados em programas (*software*) extremamente sofisticados e de grande complexidade que encapsulam o conhecimento dos peritos sobre o sistema climático e simulam, com a fidelidade possível, as complexas interações entre a atmosfera, o oceano, a superfície terrestre, neve e gelo, o ecossistema global e uma variedade de processos químicos e biológicos [6]

Estes modelos realizam cálculos baseados nas inquestionáveis leis da física que descrevem o movimento do ar, alterações na pressão atmosférica, temperatura e formação de chuva.

No entanto, não é possível representar todos os detalhes que existem no mundo real e, portanto, certos processos devem ser incluídos no modelo através de aproximações e/ou simplificações baseadas no conhecimento obtido pela experiência [5].

Incerteza

A incerteza é inerente a todas as projeções, nomeadamente na modelação climática [2].

Os modelos climáticos são avaliados pela sua capacidade de simular o clima presente e passado.

Para confiar nas previsões futuras, é necessário que os modelos simulem adequadamente o clima passado e a sua variabilidade e alteração. Se um modelo consegue representar de forma aceitável o clima desde o século passado até ao presente, então as suas projeções para o futuro podem ser consideradas credíveis [6].

⁴ É a alteração no fluxo radioativo líquido (descendente menos ascendente) na tropopausa ou na parte superior da atmosfera devido a uma alteração num impulsor externo da alteração climática, como por exemplo, uma alteração na concentração de CO₂ [6]. Representa uma medida cumulativa das emissões humanas de GEE de todas as fontes. É expressa em Watt por metro quadrado.

No entanto, a complexidade dos sistemas climáticos (e os seu carácter caótico) torna muito difícil a previsão do seu comportamento, principalmente a longo prazo. As alterações climáticas e os impactos associados às incertezas estão muito relacionados com a trajetória futura das emissões, resultado do desenvolvimento global da tecnologia, do consumo de energia da população mundial e de muitos outros fatores socioeconómicos [2].

Apesar de todos esses fatores contribuidores de incerteza, e segundo o Portal do Clima, “a atual geração de modelos climáticos é capaz de representar fielmente os aspetos do clima” [2].

Os atuais modelos climáticos são, em princípio, melhores do que os seus antecessores. No entanto, cada pedaço de complexidade adicional, enquanto se destina a melhorar alguns aspetos do clima simulado, também introduz novas fontes de possíveis erros (por exemplo, através de certos parâmetros) e novas interações entre componentes de modelos que podem, mesmo que apenas temporariamente, degradar a representação de outros aspetos do sistema climático. Além disso, apesar do progresso que tem sido feito, a incerteza científica sobre os detalhes de muitos processos ainda permanece [6].

Embora as projeções climáticas futuras não possam ser diretamente avaliadas, os modelos climáticos baseiam-se, em grande medida, em princípios físicos verificáveis e conseguem reproduzir muitos aspetos importantes da anterior resposta ao forçamento externo⁵. Desta forma, oferecem uma pré-visualização cientificamente sólida da resposta climática a diferentes cenários de forçamento antropogénico [6].

Portal do clima

As projeções de variáveis climáticas (velocidade do vento, irradiação e precipitação) usadas nesta dissertação estão disponíveis no site do Portal do Clima [2] que se revelou de crucial importância para esta pesquisa, pela informação e dados disponibilizados, sendo uma plataforma muito completa e ao mesmo tempo bastante fácil e intuitiva de explorar. Importa por isso referir como surge esta plataforma e quais são os seus objetivos, bem como explicar a metodologia utilizada pela mesma para a obtenção das projeções. É o que se fará de seguida.

O desenvolvimento do Portal do Clima foi um dos projetos resultantes das atividades do programa AdaPT [23]. Este programa foi concebido para apoiar financeiramente as atividades sobre a "Adaptação à Mudança Climática" em Portugal, guiado pelos termos estabelecidos no memorando de entendimento entre Portugal, Noruega, Islândia e Liechtenstein, no âmbito do Mecanismo Financeiro do Espaço Económico Europeu (EEA-Grants) [2].

⁵ O forçamento externo é um termo utilizado por climatólogos para fazer referência a um agente de forçamento fora do sistema climático que está a causar a alteração nesse sistema climático. Variações dos ciclos solares, erupções vulcânicas e alterações antropogénicas na composição da atmosfera e alterações na utilização dos solos são forçamentos externos. O forçamento orbital também é um forçamento externo, uma vez que a insolação varia com a excentricidade dos parâmetros orbitais, inclinação e precessão do equinócio [6].

Este projeto teve como objetivo a produção e publicação de um portal de internet relativo ao Clima em Portugal, constituindo uma plataforma de acesso fácil para o público em geral com funções de disseminação dos resultados obtidos no projeto, nomeadamente: séries históricas, alterações climáticas a nível regional e indicadores climáticos para setores específicos em Portugal. Este projeto veio assim contribuir para o aumento da consciencialização e educação em alterações climáticas [2].

O projeto recorreu ao processamento de dados climáticos passados e aos dados de projeções climáticas do IPCC AR5 (projeto CORDEX⁶) para divulgação através do website. Esta tarefa envolveu todos os cálculos necessários para a desagregação dos dados a nível da NUTS3⁷ e em diferentes períodos de tempo, e a estimativa (eventual) de indicadores agregados (e.g. índice de seca, risco meteorológico de incêndio, etc.) [2].

Modelos Climáticos Globais e Regionais

Os modelos climáticos são as principais ferramentas disponíveis para investigar a resposta do sistema climático a diferentes forçamentos, para fazer simulações do clima a escalas de tempo que vão da sazonal à decenal e para fazer projeções de futuras alterações climáticas [29].

As projeções do Portal do Clima recorrem a modelos climáticos globais e regionais, que importa caracterizar.

Os modelos climáticos globais (GCM) são modelos numéricos de previsão do clima para o globo terrestre. São baseados nos princípios físicos gerais da dinâmica dos fluidos e da termodinâmica e têm origem na previsão numérica de tempo. Os GCM descrevem as interações entre os componentes do sistema climático global: a atmosfera, os oceanos e uma descrição básica da superfície da terra (ou seja, aspetos da biosfera e litosfera, relevantes para a superfície e equilíbrio energético). Por vezes podem ser referidos conjuntamente Atmosfera-Oceano GCM (AOGCM) [2].

Os modelos climáticos regionais (RCM) têm maior resolução numa área limitada. Os modelos climáticos regionais são modelos numéricos de previsão do clima para uma região e são habitualmente determinados a partir de GCM, com resoluções horizontais da ordem das dezenas de quilómetros, utilizando os GCM para definição das condições iniciais, condições-fronteira variáveis no tempo e condições-fronteira na superfície. Incluem o efeito dos gases de efeito de estufa e forçamento por aerossóis. São determinados de forma estatística ou dinâmica.

Os modelos regionais (RCM), forçados por modelos globais de clima (GCM), permitem resolver processos físicos em escalas mais pequenas e conseqüentemente com detalhe e realismo

⁶ CORDEX (*Coordinated Regional Climate Downscaling Experiment*) é uma iniciativa do WCRP (*Coordinated Regional Climate Downscaling*) que fornece informação climática de alta resolução obtida por regionalização estatística ou dinâmica de modelos globais [2].

⁷ NUTS é o acrónimo de “Nomenclatura das Unidades Territoriais”, sistema hierárquico de divisão geográfica de um país e suas regiões [2].

acrescido, quando comparados com resultados de modelos globais. O modelo global, que descreve os efeitos a larga escala e os processos de circulação atmosférica, determina a sequência de eventos meteorológicos que caracterizam o clima de uma determinada região. Essas características são o resultado da emissão de gases de estufa, variação da atividade solar e das erupções vulcânicas. Os RCM, forçados com o resultado dos GCM, permitem o estudo de processos regionais e geram informação relevante para estudos de vulnerabilidade, impactos e adaptação [2].

Cada um dos modelos regionais de clima, RCM foi afetado por diferentes modelos forçadores (CNRM-CM5, ICHEC-EC-EARTH, IPSLCM5A-MR, HadGEM2-ES, MPI-ESM-LR), como podemos ver na Figura 8. Dois RCM (os modelos CCLM e RCA4) foram forçados com três GCM diferentes, disponibilizando informação desde 1971 até ao final do século XXI [2].

		MODELO REGIONAL DE CLIMA				
		CLMcom-CCLM 4-8-17	DMI-HIRHAM 5	KNMI-RACMO22E	SMHI-RCA4	IPSL-INNERIS-WRF 3.3.1
MODELO GLOBAL FORÇADOR	ECMWF-ERAINT	✓	✓	✓	✓	✓
	CNRM-CERFACS-CNRM-CM5	✓	-	-	✓	-
	ICHEC-EC-EARTH	✓	✓	✓	✓	-
	IPSL-CM5A-MR	-	-	-	-	✓
	MPI-ESM-LR	✓	-	-	✓	-

Figura 8 - Modelos de simulação usados pelo Portal do Clima (GCM e RCM) [2]

O Portal do Clima disponibiliza também um modelo Ensemble, o qual corresponde a uma agregação de simulações de modelos que caracterizam uma previsão climática ou projeção [6]. Ou seja, os resultados relativos ao modelo Ensemble são a média dos resultados obtidos por todos os outros modelos.

As projeções das variáveis climáticas utilizadas na dissertação foram precisamente as relativas ao modelo Ensemble, para dois cenários de emissão do relatório AR5 do IPCC, RCP4.5 e RCP8.5 (2006-2100) [6].

Cenários

O IPCC, no AR5, define cenário climático como uma representação plausível e muitas vezes simplificada do clima futuro, com base num conjunto internamente consistente de relações climatológicas que foi construído para utilização explícita na investigação das potenciais consequências das alterações climáticas antropogénicas, frequentemente servindo como entrada para afetar os modelos [7].

No mesmo relatório, define-se cenário de emissão como uma representação plausível do futuro desenvolvimento das emissões de substâncias que são potencialmente ativas radiativamente (GEE, aerossóis) com base num conjunto de pressupostos coerente e internamente consistente sobre as forças impulsionadoras (como o desenvolvimento demográfico e socioeconómico ou as alterações climáticas) e as suas principais relações. Cenários de concentração, derivados de cenários de emissão, são utilizados como entrada para um modelo climático de forma a calcular as projeções climáticas [7]. Estes conceitos estão presentes na Tabela 2.

O mais recente grupo de cenários apresentado pelo IPCC, no seu quinto relatório (*Assessment Report AR5 - 2014*), é conhecido por *Representative Concentration Pathways (RCP)*, em português, Patamares de Concentração Representativos.

Os cenários RCP têm como referência os patamares de concentração de gases com efeito de estufa previstos até 2100, para os quais os modelos de avaliação integrada criam cenários de emissões correspondentes [3].

Existem então 4 cenários RCP que descrevem 4 possíveis futuros que dependem das projeções de emissões de gases com efeito de estufa futuras: RCP2.6, RCP4.5, RCP6 e RCP8.5 e referem-se a cenários em que o forçamento radiativo no ano 2100 é aproximadamente +2.6, +4.5, +6.0 e +8.5 W/m² relativamente aos valores pré-industriais (ano 1750), respetivamente [4].

Os níveis atuais correspondem a +2.2 W/ m².

Os 4 cenários RCP são comparados de seguida, com recurso às Figura 9 e Figura 10 e à Tabela 1.

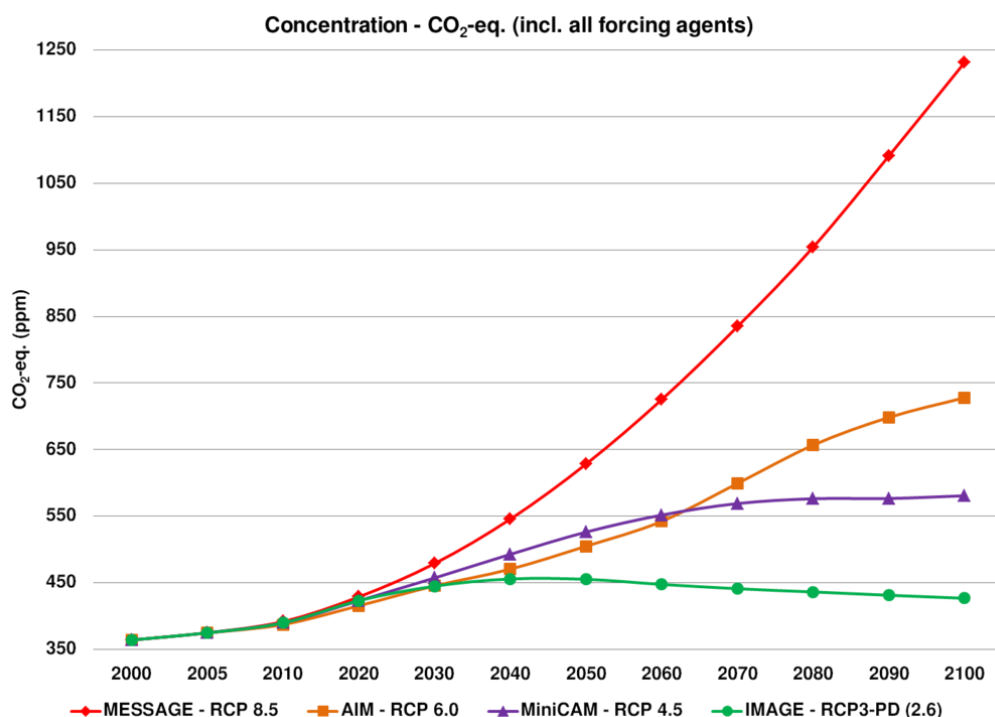


Figura 9 - Concentrações equivalentes de CO₂ (em ppm) de acordo com os 4 cenários RCP [3]

- RCP2.6 - Cenário mais otimista. Os níveis de radiação crescem e atingem o pico a meio do século, passando a diminuir a partir daí;

- RCP4.5 - Os níveis de radiação crescem continuamente, estabilizando ainda antes de 2100. São cerca do dobro dos valores assumidos no RCP2.6;
- RCP6.0 - Os níveis de radiação crescem continuamente até 2100, havendo posteriormente uma estabilização. São cerca do triplo dos valores assumidos no RCP2.6;
- RCP8.5 - Cenário mais pessimista. Os níveis de radiação em 2100 são mais de 4 vezes maiores que no RCP2.6.

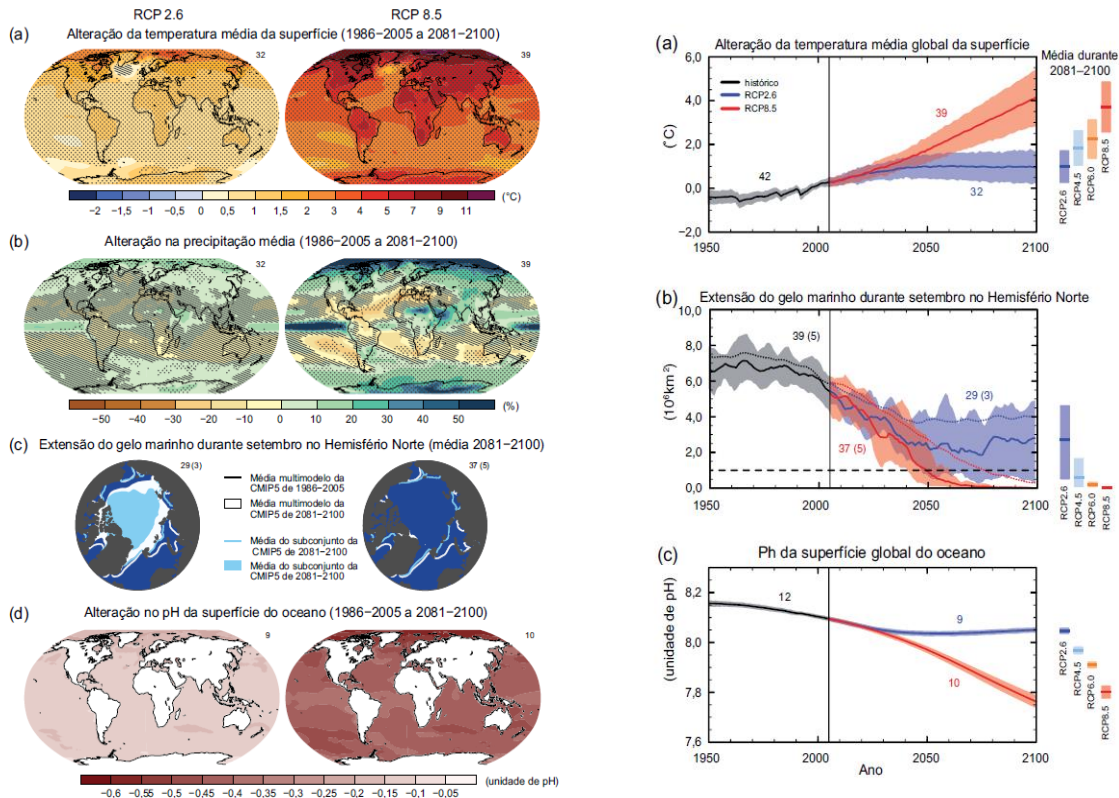


Figura 10 - Comparação entre os 4 cenários RCP [7]

Tabela 1 - Comparação entre os 4 cenários RCP [7]

		2046–2065		2081–2100	
	Cenário	Média	Intervalo provável ^c	Média	Intervalo provável ^c
Alteração da Temperatura Média Global da Superfície (°C) ^a	RCP2.6	1,0	0,4 a 1,6	1,0	0,3 a 1,7
	RCP4.5	1,4	0,9 a 2,0	1,8	1,1 a 2,6
	RCP6.0	1,3	0,8 a 1,8	2,2	1,4 a 3,1
	RCP8.5	2,0	1,4 a 2,6	3,7	2,6 a 4,8
	Cenário	Média	Intervalo provável ^d	Média	Intervalo provável ^d
Aumento Global Médio do Nível do Mar (m) ^b	RCP2.6	0,24	0,17 a 0,32	0,40	0,26 a 0,55
	RCP4.5	0,26	0,19 a 0,33	0,47	0,32 a 0,63
	RCP6.0	0,25	0,18 a 0,32	0,48	0,33 a 0,63
	RCP8.5	0,30	0,22 a 0,38	0,63	0,45 a 0,82

Tabela 2 - Conceitos gerais principais [6].

Alteração climática	A Alteração climática refere-se a uma alteração no estado do clima que pode ser identificada (ex.: por meio de testes estatísticos) através de alterações na média e/ou na variabilidade das suas propriedades e que persiste durante um longo período de tempo, tipicamente décadas ou mais. A alteração climática pode dever-se a processos internos naturais ou forçamento externo, tais como modulações dos ciclos solares, erupções vulcânicas e alterações antropogénicas persistentes na composição da atmosfera ou na utilização dos solos. É de sublinhar que a Convenção Quadro das Nações Unidas para as Alterações Climáticas (UNFCCC), no seu Artigo 1, define alteração climática como: “uma alteração no clima que é atribuída, direta ou indiretamente, à atividade humana que altera a composição da atmosfera global e que é, além da variabilidade natural do clima, observada ao longo de períodos comparáveis.” Assim, a Convenção Quadro das Nações Unidas para as Alterações Climáticas faz uma distinção entre alterações climáticas atribuíveis às atividades humanas que alteram a composição atmosférica e a variabilidade do clima atribuível a causas naturais.
Cenário Climático	Uma representação plausível e muitas vezes simplificada do clima futuro, com base num conjunto internamente consistente de relações climatológicas que foi construído para utilização explícita na investigação das potenciais consequências das alterações climáticas antropogénicas, muitas vezes servindo como entrada para afetar os modelos. Muitas vezes, as projeções climáticas servem como matéria prima para a construção de cenários climáticos mas, normalmente, os cenários climáticos exigem informações adicionais, tal como o clima atual observado.
Cenário de emissão	Uma representação plausível do futuro desenvolvimento das emissões de substâncias que são potencialmente ativas radiativamente (por exemplo, gases de efeito de estufa, aerossóis) com base num conjunto de pressupostos coerente e internamente consistente sobre as forças impulsionadoras (como o desenvolvimento demográfico e socioeconómico, alterações tecnológicas) e as suas principais relações. Os cenários de concentração, derivados de cenários de emissão, são utilizados como entrada para um modelo climático para calcular as projeções climáticas. No IPCC (1992), foi apresentado um conjunto de cenários de emissão que foi utilizado como base para as projeções climáticas no IPCC (1996). Estes cenários de emissão são referidos como os cenários IS92. Nos cenários de emissões do Relatório Especial sobre Cenários de Emissões do IPCC [30], os chamados cenários SRES, foram publicados, alguns dos quais foram utilizados, entre outros, como base para as projeções climáticas apresentadas nos Capítulos 9 a 11 do IPCC (2001) e nos Capítulos 10 e 11 do IPCC (2007). Novos cenários de emissões para as alterações climáticas, os quatro Patamares de Concentração Representativos, foram desenvolvidos para, mas independentemente, da atual avaliação do IPCC.
Previsão climática	Uma previsão climática é o resultado de uma tentativa de produzir (a partir de um estado particular do sistema climático) uma estimativa da evolução real do clima no futuro, por exemplo, em escalas temporais sazonais, inter-anuais ou decenais. Como a evolução futura do sistema climático pode ser altamente sensível as condições iniciais, tais previsões são geralmente probabilísticas por natureza.
Projeção climática	Uma projeção climática é a resposta simulada do sistema climático a um cenário de futuras emissões ou concentração de gases de estufa e aerossóis, geralmente derivada de modelos climáticos. As projeções climáticas caracterizam-se pela sua dependência do cenário de emissão/concentração/ forçamento radiativo utilizado, que, por sua vez, é baseado em suposições que dizem respeito, por exemplo, a futuros desenvolvimentos socioeconómicos e tecnológicos que se podem realizar ou não.

2.3 - Caracterização Energética

2.3.1 Evolução da Capacidade Instalada e do *mix* energético em Portugal

Nas últimas décadas, as alterações climáticas colocaram a questão da sustentabilidade ambiental e social no cerne das discussões sobre a obtenção e consumo de energia. Por um lado, pretende-se que o abastecimento de energia deva ser seguro, fiável e barato; por outro lado é imperioso mitigar o seu impacto no meio ambiente. Aparentemente divergentes, estes requisitos do paradigma de abastecimento energético futuro convergem nas energias renováveis [14].

Na senda do combate às alterações climáticas a União Europeia tem vindo, desde 1991, a promover o desenvolvimento das fontes de energia renovável, a diversificação e a segurança das tecnologias de abastecimento, a descentralização da produção, a redução da dependência energética do exterior e a redução de emissões de gases com efeitos de estufa.

O Governo Português tem acompanhado esta estratégia da política comunitária da energia e, desde 2013, tem em vigor o Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER [27]) e o Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE [28]). Estes planos estabelecem metas para integração e promoção de energias renováveis até 2020, de acordo com a Diretiva Europeia 2009/28/CE [14].

A descarbonização da economia e a redução da dependência energética, ocorrida em Portugal nas últimas duas décadas foi, em larga medida, resultado de transformações do setor elétrico e do aumento gradual da geração elétrica renovável [15].

O parque eletroprodutor português sofreu uma mudança de paradigma no que se refere à origem das principais fontes de abastecimento nas últimas duas décadas (Figura 11 e Figura 12). Entre 2000 e 2017, a potência instalada nos centros eletroprodutores renováveis aumentou de 3,9 GW para 13,7 GW (Figura 12), com um crescimento médio anual que ronda os 8 %. O acréscimo de potência renovável é especialmente notório entre 2004 e 2011 com a entrada em operação de várias centrais eólicas. Por sua vez, desde 2011 a potência fóssil tem vindo a apresentar uma redução. Nos próximos anos prevê-se que a eletricidade renovável continue a influenciar a descarbonização da sociedade portuguesa [14].

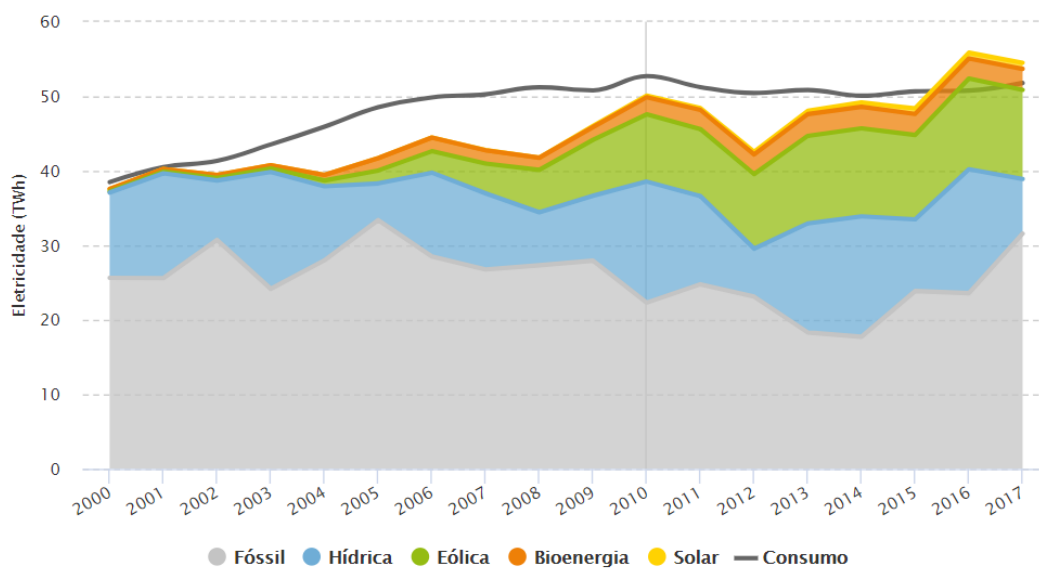


Figura 11 - Evolução do mix energético em Portugal, de 2000 a 2017 [15]

Evolução da Potência Instalada do Parque Eletroprodutor Português

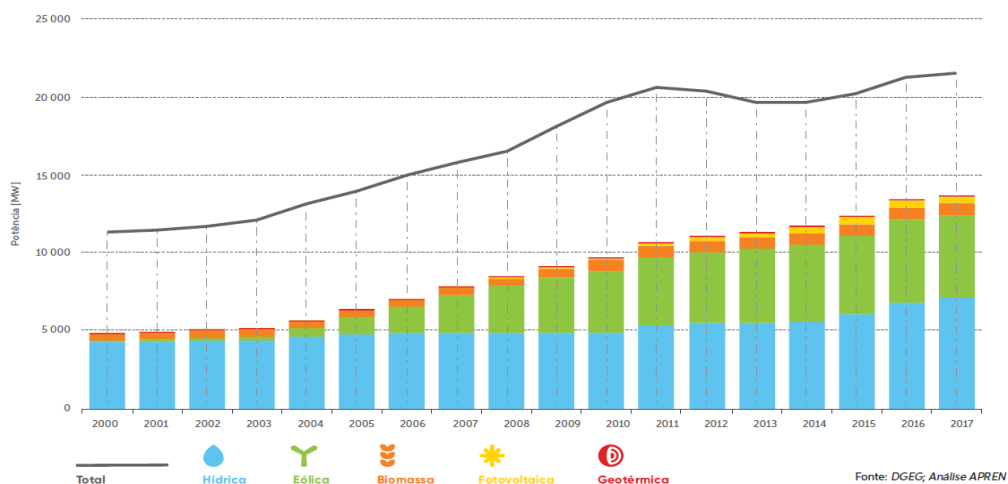


Figura 12 - Evolução da Potência Instalada em Portugal [14]

Durante os primeiros quatro meses de 2018, a quota de eletricidade renovável em Portugal Continental no total da produção (consumo + saldo exportador) foi de 66,6 % (13.067 GWh) [15]. A maior utilização dos recursos endógenos e renováveis portugueses para a produção de eletricidade tem alterado a composição do *mix* de produção de eletricidade em Portugal e tem, consecutivamente, desempenhado um papel cada vez mais determinante na satisfação do consumo [15]. Por exemplo, em 2017, Portugal foi a nível mundial o 5º país com maior percentagem de produção elétrica através de energia eólica e energia solar (Figura 13).

Em 2016, Portugal foi o 3º país da EU com maior percentagem de incorporação de renováveis no setor elétrico, logo a seguir à Áustria e à Suécia (Figura 14). Esta posição deve-se ao contributo das fontes hídrica e eólica (88% da produção renovável) [25].

SHARE OF ELECTRICITY GENERATION FROM VARIABLE RENEWABLE ENERGY, TOP 10 COUNTRIES, 2017

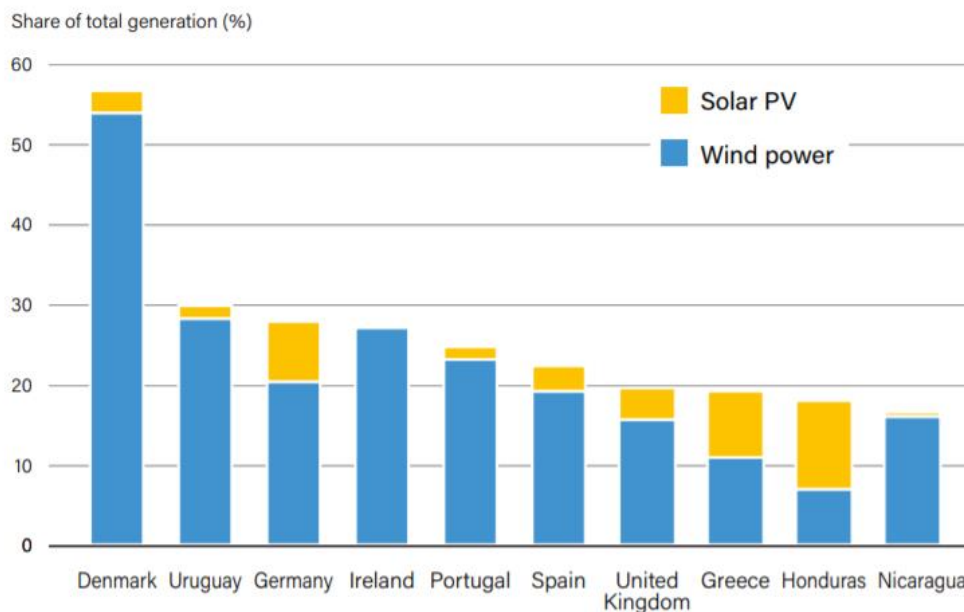


Figura 13 - Países com maior percentagem de produção Eólica e Solar [13]

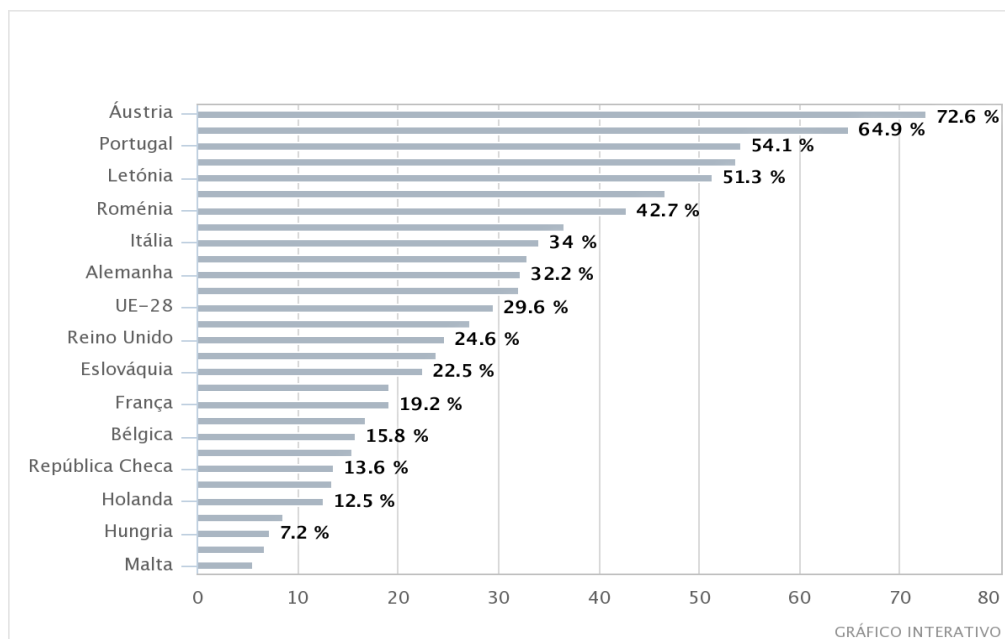
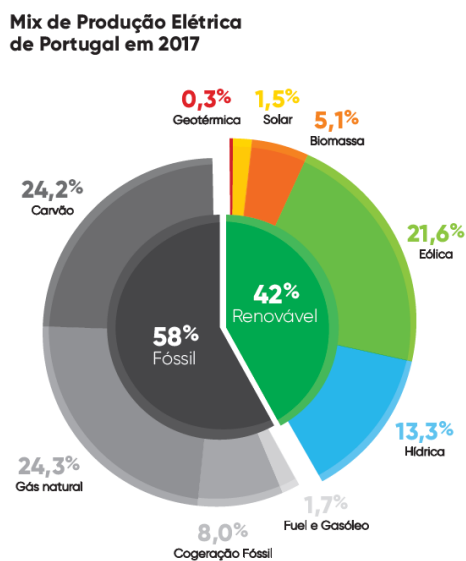


Figura 14 - Percentagem de incorporação de renováveis no setor elétrico na UE em 2016 [25]

Em 2017, o *mix* energético foi o seguinte:



Fonte: REN, EDA e EEM; Análise APREN

Figura 15 - Mix de Energético de Portugal em 2017 [14]

Em 2017 as centrais renováveis geraram 23,5 TWh, o que equivale a 42 % do total *mix* de produção elétrica de Portugal (produção = consumo + exportação elétrica). A eletricidade remanescente teve origem nas fontes fósseis, 32,7 TWh (58 % da produção), sendo que este foi considerado um ano com índice de hidraulicidade baixo (0,47), ou seja, a percentagem de hídrica foi menor que o habitual. Ainda assim, 2017 ficou marcado por um saldo exportador de 2,7 TWh, o segundo maior valor de sempre, apenas superado pelo saldo exportador de 2016, que foi de 5,1 TWh [15].

Salienta-se que em 2017 entrou em funcionamento a central hidroelétrica de Foz Tua (263 MW), equipada com 2 grupos reversíveis, a central geotérmica de Pico Alto (4,5 MW) e centrais solares fotovoltaicas de larga escala (14 MW), para além de várias unidades PV abrangidas pelo regime de autoconsumo (UPAC⁸ e UPP⁹). Por sua vez, as restantes tecnologias renováveis, biomassa e eólica, mantiveram-se praticamente constantes [15].

No ano de 2017, um ano com uma representatividade de 42 % das renováveis no total da produção, o preço subiu para 52,45 €/MWh, contrastando com 2016, período em que o mercado grossista se cifrou em 39,4 €/MWh e as renováveis representaram 57 % da produção elétrica nacional, pelo que se verifica que a produção a partir de fontes de energia renovável faz baixar o preço do mercado grossista da eletricidade. Mesmo assim, estima-se que em 2017 a produção

⁸ UPAC - Unidade de Produção para Auto-Consumo

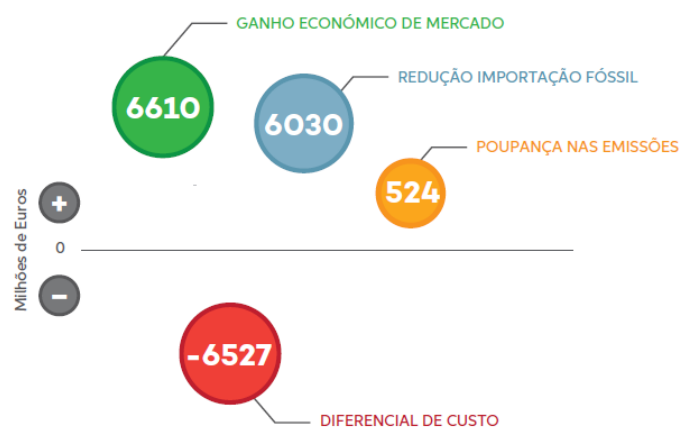
⁹ UPP - Unidade de Pequena Produção

elétrica proveniente das centrais eólicas, solares fotovoltaicas e pequenas hídricas tenha potenciado um efeito benéfico bruto de 660 M€ na economia nacional por ter permitido reduzir o preço do mercado grossista da eletricidade em cerca de 18,2 €/MWh [14].

Além desta vantagem económica, a produção elétrica com origem em fontes renováveis evitou, em 2017, uma importação de combustíveis fósseis avaliada em 770 M€ e permitiu reduzir o valor das licenças de emissões de CO2 em 49 M€. Em termos acumulados, desde 2010, as poupanças alcançadas com a redução das importações fósseis foram da ordem dos 6 030 M€ e as poupanças com as licenças de emissões totalizam 524 M€ [14].

Custos de Aquisição vs Ganhos das Renováveis

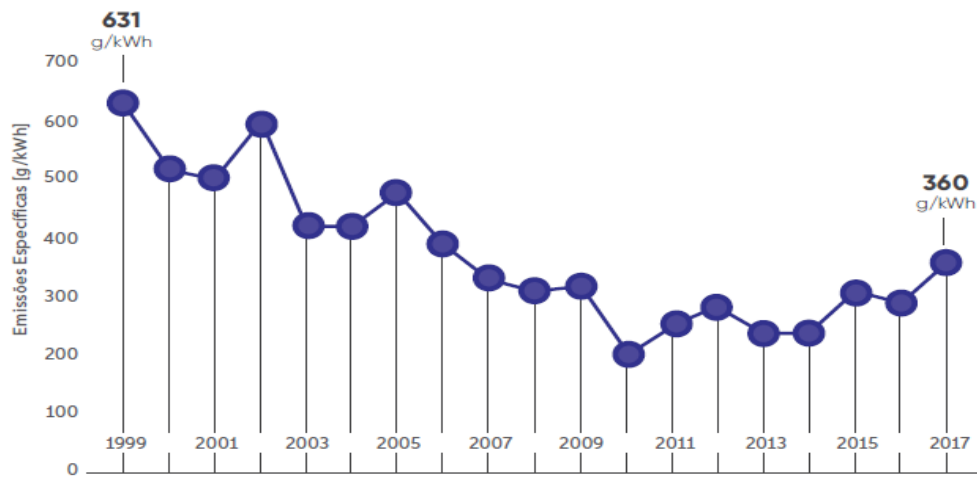
(2010-2017)



Fonte: ERSE, OMIE; Análise APREN

Figura 16 - Análise de custos das Renováveis (2010-2017) [14]

Outra das mais-valias das energias renováveis, e a mais importante no combate às alterações climáticas, tem sido a redução das emissões específicas de dióxido de carbono para produção de eletricidade (Figura 16). Desde o início do milénio, que se tem verificado uma trajetória descendente no valor das emissões. No final de 2017 estima-se que o valor das emissões específicas tenha atingido os 360 g/kWh, um valor cerca de metade do verificado no final dos anos 90. Este valor é, contudo, superior ao dos anos anteriores devido a se ter verificado uma maior taxa de utilização das centrais térmicas fósseis em 2017, devido à seca verificada nesse ano [14].



Fonte: REN, Deloitte; Análise APREN

Figura 17 - Evolução das emissões específicas do sistema elétrico português [14]

Com o objetivo de mitigar as alterações climáticas, e consequentemente cumprir as metas da União Europeia, Portugal terá, até 2020, de atingir uma taxa de penetração das renováveis no consumo elétrico de 60 %. Porém, o nosso País tem-se distanciado cada vez mais da meta, estimando-se que em termos normalizados a taxa de renováveis na eletricidade ronde apenas os 54,5 % (Figura 12), um valor bastante inferior à trajetória [14].

Taxa de Penetração da Eletricidade Renovável no Consumo Elétrico Nacional (2010-2020)

Fonte: DGEG; Análise APREN

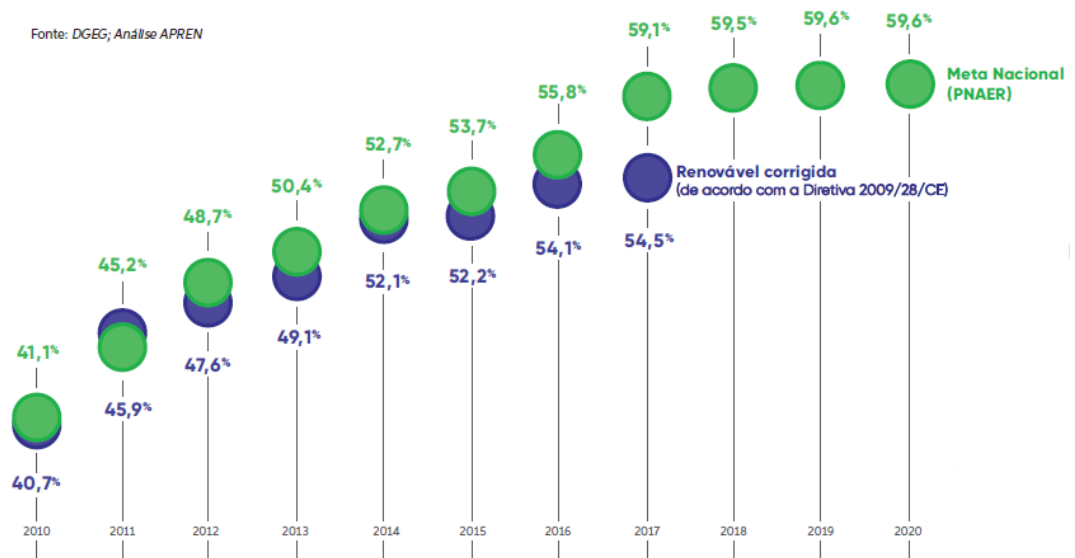


Figura 18 - Taxa de penetração das renováveis no consumo elétrico nacional vs Meta Nacional (PNAER) [14]

É expectável que, na sequência do anúncio, no final de 2017, da adesão de Portugal à “Powering Past Coal Alliance”, aliança criada na COP23¹⁰, em que os seus subscritores se comprometem a encerrar as suas centrais térmicas a carvão até 2030, e com a declaração do Primeiro-Ministro e do Ministro do Ambiente do objetivo da neutralidade carbónica em 2050, o ano de 2018 seja marcado por uma maior ambição no combate às alterações climáticas. Perspetiva-se principalmente um aumento do setor solar fotovoltaico, que tem despertado o interesse dos investidores, existindo já cerca de 4 GW de pedidos de licenciamento de projetos. Não obstante para 2018 avizinham-se importantes desafios como o reforço da rede para absorver a potência das novas instalações, o debate do novo pacote de energias limpas da EU, e conseqüentemente, o plano de energia e clima para Portugal, a transição e integração em mercado das centrais renováveis variáveis e a extensão de vida e repotenciação¹¹ das centrais eólicas [14].

2.3.2 Estudos anteriores e Projeções

Projeto SIAM

Como previamente referido, os estudos mais relevantes sobre os efeitos das alterações climáticas em Portugal, nomeadamente no setor energético, foram realizados no âmbito do projeto SIAM.

O projeto “*Climate Change in Portugal. Scenarios, Impacts and Adaptation Measures*” (SIAM) iniciou-se em meados de 1999, com o financiamento da Fundação Calouste Gulbenkian e da Fundação para a Ciência e a Tecnologia. O projeto SIAM teve como objetivo a realização da primeira avaliação integrada dos impactos e medidas de adaptação às alterações climáticas em Portugal Continental no século XXI.

Os estudos realizados basearam-se em cenários do clima futuro obtidos a partir de modelos de circulação geral da atmosfera e incidiram sobre um conjunto de sectores socioeconómicos e sistemas biofísicos designadamente: recursos hídricos, zonas costeiras, agricultura, saúde humana, energia, florestas, biodiversidade e pesca. Foi também realizada uma análise sociológica sobre a problemática das alterações climáticas em Portugal [7].

As principais conclusões obtidas no projeto SIAM foram publicadas num Sumário Executivo e Conclusões, lançado em outubro de 2001, editado em português e em inglês. Em junho de 2002, foi editado, sob a forma de livro, o relatório final da primeira fase do projeto, que envolveu 51 autores, provenientes de várias instituições e universidades. A segunda fase do projeto SIAM (SIAM II) iniciou-se em janeiro de 2002 e foi financiado pelo Instituto do Ambiente, do Ministério das Cidades, do Ordenamento do Território e Ambiente, cujos resultados se encontram no livro lançado em 2006 “Alterações Climáticas em Portugal. Cenários, Impactos e Medidas de Adaptação - Projeto SIAM II”.

¹⁰ 23ª sessão da *Conference of the Parties*, conferência do clima da ONU, realizada na Alemanha.

¹¹ Tradução livre de *repowering*.

O projeto SIAM foi então a primeira avaliação integrada dos impactos e medidas de adaptação às alterações climáticas em Portugal e também a primeira realizada para um país do sul da Europa [7].

Resumem-se agora algumas das conclusões mais importantes obtidas neste estudo, nomeadamente sobre os impactos no setor elétrico.

- No Consumo:

Aumentos de temperatura da ordem de 3 °C a 4 °C têm reflexos evidentes na diminuição das necessidades energéticas para aquecimento ambiente e de águas domésticas e industriais, e no aumento das necessidades energéticas para arrefecimento ambiente, rega e abastecimento de água.

A redução das necessidades energéticas para aquecimento de águas (especialmente sanitárias, tipicamente entre 10 % a 20 %) é ainda o único impacto de carácter positivo encontrado do lado da procura de energia. Confirmou-se também o muito significativo impacto de carácter negativo das alterações climáticas nas necessidades e nos consumos para climatização ambiente. No entanto, as reduções na procura para aquecimento nos meses mais frios ficam bastante aquém dos grandes aumentos para arrefecimento nos meses mais quentes - aliás a estação quente em que se justifica o recurso à climatização alarga-se e passa a abranger 8 a 10 meses na maior parte do território. Uma das consequências deste impacto é a deslocação muito clara do pico de consumo elétrico do Inverno para o Verão, amplificando ainda mais a pressão sobre o sistema elétrico resultante do constante aumento de consumos nos últimos anos, e que todos os cenários indicam dever continuar dada a tendência para uma «eletrificação» crescente da economia.

É pertinente realçar que estes resultados contrariam os que se obtêm para climas mais frios como os dos países do Centro e Norte da Europa, em que o impacto sobre as necessidades de climatização anuais vai antes no sentido da sua redução [7].

- Nas perdas no transporte e distribuição:

Mantém-se a estimativa de impactos importantes nas perdas no transporte e distribuição de energia elétrica, determinadas pelo aumento da temperatura ambiente, estimando 1,5% de perdas resistivas adicionais. Contudo, ao ser perspectivado no horizonte de 50 a 100 anos, haverá que ter em conta as alterações socioeconómicas e tecnológicas que podem mitigar o problema, entre as quais se perspectiva o aumento da produção descentralizada, a emergência de vetores energéticos alternativos/complementares à eletricidade, como o hidrogénio, e mesmo a transmissão da energia por micro-ondas ou cabos supercondutores à temperatura ambiente [9].

- Na Produção:

1. TÉRMICA

Não foram encontrados impactos significativos nas centrais termoelétricas, desde que se assegure a disponibilidade de água para arrefecimento em novos empreendimentos.

A adaptação a alterações do nível do mar, para as centrais arrefecidas a água do mar, ou a um menor caudal dos rios Douro e Tejo, no caso das restantes, afigura-se possível e envolvendo custos pouco significativos. Com efeito estas centrais têm ciclos de vida bastante inferiores ao horizonte de 50-100 anos típico das alterações climáticas antropogénicas e, conseqüentemente, as medidas de adaptação podem ser incluídas no planeamento e renovação de centrais sem custos adicionais relevantes. Note-se, porém, que a maior frequência de situações de seca projetada pelos cenários climáticos futuros poderá causar problemas no arrefecimento das centrais localizadas nos rios Douro e Tejo no curto e médio prazos. Sendo assim, há que contar com alterações para conter o impacto biológico desse aquecimento [7].

2. EÓLICA

No caso da energia eólica as alterações do regime e intensidade de ventos projetadas pelos modelos climáticos não implicam uma alteração significativa da potência eólica captável - isto naturalmente com a resolução temporal e espacial disponíveis. Para o vento, os cenários não dão indicações muito claras: existem modificações da distribuição de probabilidade de intensidade ao nível sazonal, e, portanto, na energia disponível no vento acima de certo limiar de arranque das turbinas eólicas, mas há compensações ao nível anual. De qualquer forma, as estimativas de vento são obtidas com modelos do relevo que são necessariamente muito simplificados, sendo os aproveitamentos eólicos muito sensíveis aos detalhes da topografia [9].

3. HÍDRICA

O mais significativo impacto previsto é sobre o potencial hídrico, que decorre de alterações na evapotranspiração e no escoamento superficial (caudal dos rios), e este último das modificações na quantidade, intensidade e sazonalidade da precipitação. Nas bacias do Centro e Sul prevê-se menos escoamento, em particular na Primavera, verão e outono, onde os caudais aproveitáveis ficarão mais frequentemente abaixo de um certo mínimo de segurança (o caudal ecológico). No entanto a maioria dos aproveitamentos e produção hidroelétrica nacional fica nas bacias a norte, em particular no Cávado-Lima e Douro, e aí o panorama é diferente, pois se prevê quase a mesma precipitação anual, mas maiores caudais no inverno. Entretanto nem todo este aumento de potencial hídrico poderá ser útil, pois as barragens têm um papel de controlo de cheias. O efeito da competição pela água para usos alternativos à geração de eletricidade - usos municipais e agrícolas - deve também ser considerado, já que se pode esperar que estes aumentem na presença de temperaturas mais elevadas. Em suma, globalmente, a produção hidroelétrica nacional pode beneficiar das alterações climáticas, desde que se implementem as adaptações na gestão da água e em reequipamento [9]. Saliente-se que estas ações (planeamento e gestão da água e reequipamento) serão indispensáveis para aproveitar os recursos de água anuais em cenários de grande concentração da época de chuvas.

4. SOLAR

No caso da radiação solar, pode prever-se uma maior disponibilidade de energia solar durante o Verão. Claro que isto traz reflexos positivos para o desempenho dos sistemas solares, tanto térmicos como fotovoltaicos. Os aumentos de temperatura ambiente previstos não reduzem significativamente a eficiência dos sistemas [9].

5. BIOMASSA

As alterações climáticas poderiam ser potenciadas para aumentar a produtividade da biomassa para a produção de energia. Contudo, no caso particular de Portugal, o balanço energético deste processo é ainda pouco favorável e a disponibilidade efetiva de biomassa para estes fins depende muito de outros fatores económicos e sociais (como aproveitamentos nas fileiras de papel e madeira mais interessantes). Portanto o impacto das alterações climáticas é neste caso considerado menos significativo [9].

Resumindo, não foram encontrados impactos significativos nas centrais termoelétricas e, no setor da oferta de energias renováveis, há mesmo indicação de benefícios no que respeita à energia solar (especialmente térmica) e à produção de biogás.

Para as outras fontes renováveis as estimativas indicam impactos relativamente neutros a nível nacional - embora não a nível regional, isto em particular para a energia hidráulica, onde a região Norte pode sair beneficiada e as regiões Centro e Sul bastante prejudicadas [7].

Segundo R. Aguiar, investigador do SIAM, as alterações climáticas podem ser benéficas a nível nacional para a produção energética a longo prazo (oferta), levando em linha de conta um contributo de fontes renováveis projetado a 50-100 anos muito maior que o atual e tomadas as corretas medidas de adaptação [9].

Simulador EDP 2050

Como referido em 2.1, o simulador EDP 2050 foi uma ferramenta utilizada ao longo desta pesquisa, sobretudo em termos de obtenção de dados para completamento ou confirmação de dados relativos a pressupostos considerados nos cenários. De acordo com o seu manual de instruções¹² [18]:

- “esta ferramenta pretende meramente transmitir de forma intuitiva e pedagógica, mas quantificada, as variáveis-chave do setor energético, bem como a forma de alcançar a sua descarbonização”;
- “Os resultados deste simulador não devem, por isso, ser interpretados como estimativas rigorosas nem representam necessariamente a visão do grupo EDP relativamente às opções de política energética a tomar no horizonte 2050”.

Para mitigar os impactos irreversíveis das alterações climáticas, é fundamental alcançar uma trajetória de emissões de GEE que limite o aquecimento global. Neste contexto, a União Europeia está empenhada em reduzir as emissões de CO₂, em 2050, para um nível equivalente a 20% do valor verificado em 1990. Importa clarificar que 2050 não se apresenta como uma data longínqua tendo em conta o tipo, nível e duração dos investimentos neste setor, e que as opções tomadas por Portugal já na próxima década terão impacto ainda em 2050 [18].

Este simulador pretende otimizar simultaneamente 3 eixos estratégicos que naturalmente concorrem entre si [18]:

- Minimização de emissões de GEE: aproximando-nos de 20% dos níveis de 1990 até 2050, em linha com o objetivo da União Europeia;
- Minimização do custo total de energia: fatura energética e custo total da geração de eletricidade;
- Minimização da dificuldade de implementação: tendo em conta a necessária aceitação pública das políticas energéticas adotadas.

O simulador contém um conjunto de 32 questões divididas em 4 grupos [18]:

- Preços: evolução dos principais índices internacionais de preços de combustíveis fósseis, bem como do preço de CO₂ do ETS¹³ da União Europeia, a longo prazo;
- Procura de energia: evolução da procura dos vários setores de atividade nacionais bem como de alterações de consumo de combustíveis (por exemplo: troca de petróleo por eletricidade no consumo de transportes);

¹² O manual de instruções pretende explorar o modo de utilização do simulador, bem como detalhar os pressupostos e metodologia adotada para os cálculos [18][18][18].

¹³ ETS: *Emissions Trading Scheme* (comércio Europeu de Licenças de Emissão)

- Geração ou capacidade de eletricidade: evolução da importação e da capacidade instalada das várias tecnologias de produção elétrica em território nacional;
- Emissões de CO₂: captura de GEE, quer por CCS¹⁴ aplicado à produção de eletricidade e às emissões dos processos industriais, quer por geosequestração¹⁵.

Para cada uma das 32 questões estão disponíveis 4 opções de resposta. A opção nível mais baixo corresponde a um cenário continuísta (*business as usual*), enquanto que a opção de nível mais elevado implica um cenário de profunda transformação e de rápida adoção tecnológica.

O simulador permite escolher um cenário modelo, ou seja, um conjunto de respostas pré-concebidas a todas as questões que permitem tipificar diferentes visões do futuro. Há 5 cenários modelo:

- Eletrificação;
- Renovável;
- Combustíveis Fósseis;
- Nuclear;
- Eficiência Energética

Por exemplo, no cenário “Eficiência Energética”, todas as respostas às questões correspondem às escolhas tipicamente feitas por hipotético utilizador apoiante deste paradigma [18].

De seguida, na Figura 19, comparam-se de forma geral os principais resultados dos 5 cenários, comparando com os valores verificados em 2005:

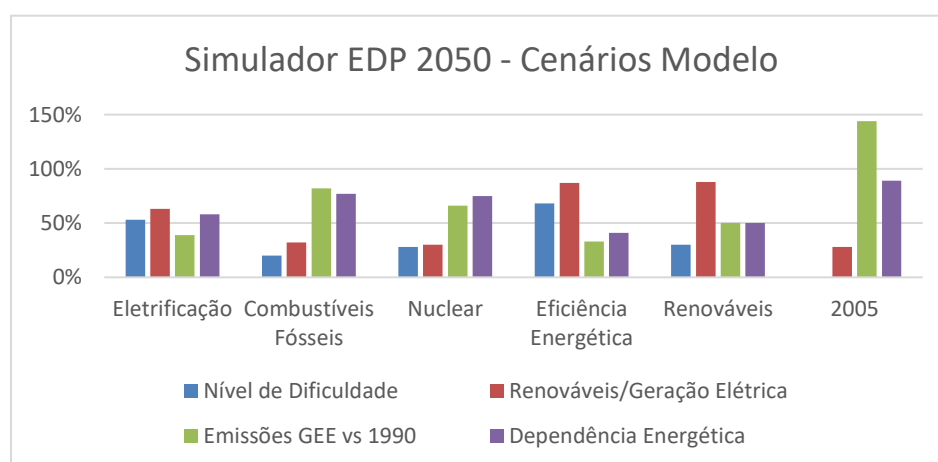


Figura 19 - Comparação entre os vários cenários modelo [18]

¹⁴ Captura e Sequestro de CO₂

¹⁵ As tecnologias de geosequestração conseguem retirar CO₂ diretamente da atmosfera armazenando-o em rochas, lamas ou outros materiais geoquímicos [18][18]

O nível de dificuldade varia entre 0% e 100%. O menor nível de dificuldade reflete a dificuldade de implementação das várias opções energéticas [18]:

- Procura: alterações comportamentais, infraestrutura e restrições de liquidez
- Oferta: impactos ambientais, segurança e licenciamento
- Emissões: disponibilidade tecnológica e imposições legais.

No simulador consta ainda um conjunto de dados fixos, ou seja, pressupostos pré-definidos no simulador, que não podem ser alterados pelo utilizador, por exemplo [18]:

- Perdas elétricas nas redes de transporte e distribuição: 8,8 % da geração de eletricidade;
- Geração a fuelóleo: produção nula a partir de 2015;
- Geração a Carvão (sem CCS): produção nula pós-2020;
- Consumo de bombagem: 3 TWh em 2020 evoluindo até 7 TWh em 2050;

No que diz respeito à capacidade elétrica instalada em regime especial, o simulador EDP fixou valores em conformidade com o PNAER (Tabela 3), pelo que as decisões do utilizador ou do cenário modelo só têm efeito no pós-2020 [18]:

Tabela 3 - Potências instaladas em 2020 assumidas no Simulador EDP2050 [18]

<u>Tecnologia</u>	<u>Potência instalada em 2020 (MW)</u>
Eólica	5300
Biomassa	370
Solar	550
Geotérmico	30

Alguns dos pressupostos assumidos no cenário modelo Renovável do simulador, bem como o conjunto de dados fixos apresentados anteriormente, foram depois utilizados na criação de alguns dos cenários de previsão.

Capítulo 3

Metodologia

A abordagem adotada neste estudo foi baseada na simulação de cenários. Foram colecionados dados referentes a previsões de médio prazo para Portugal continental, obtidos em fontes especialistas na respetiva área, relativamente a:

- Variáveis climáticas;
- Evolução do parque produtor;
- Evolução dos consumos.

Através dos dados históricos, estabeleceram-se relações entre a capacidade produtiva, as variáveis climáticas e a potência instalada. Através dessas relações, e recorrendo a projeções climáticas e previsões de potência instalada e de consumos, estimou-se o comportamento geral do parque produtor. Posteriormente, todas as entradas/variáveis foram agregadas no LEAP. A Figura 20 descreve este processo.

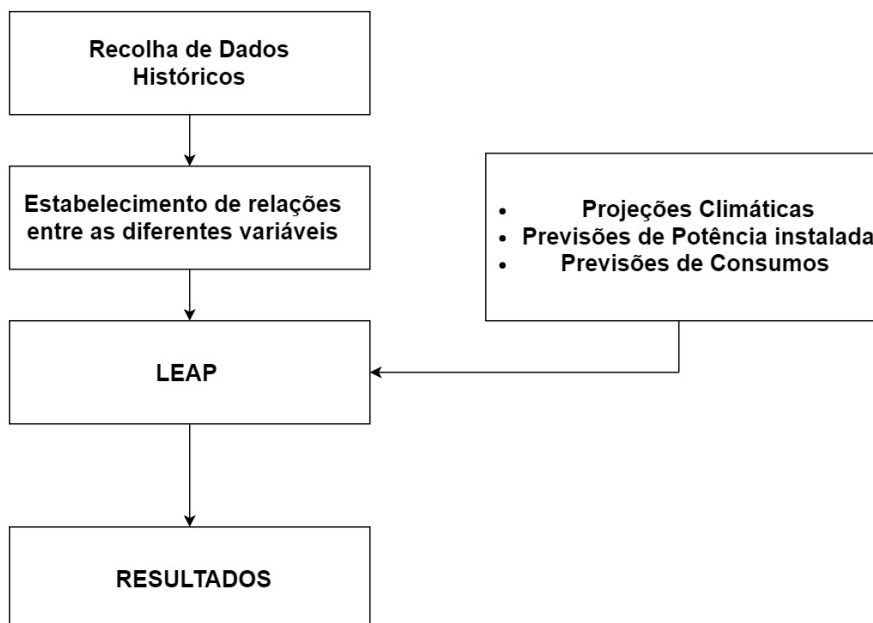


Figura 20 - Fluxograma simplificado da metodologia geral

Foram então criados 4 cenários de previsão: A1, A2, B1 e B2. Estes cenários baseiam-se num conjunto de pressupostos para cada variável. Ou seja, assumem um conjunto de regras e condições no que diz respeito a:

- Projeções climáticas;
- Previsão das Potências Instaladas;
- Previsão das Produções;
- Previsão de Consumos.

A Tabela 4 e a Figura 21 resumem as características dos cenários relativamente às duas condições que mais os diferenciam: nível de integração de renováveis e cenário climático assumido.

Tabela 4 - Comparação entre os cenários relativamente ao nível de integração de renováveis e ao cenário climático usado

Cenário	Nível de Integração de Renováveis	Cenário de Alterações Climáticas
A1	Moderado	RCP4.5 - Moderado
A2	Moderado	RCP8.5 - Intenso
B1	Intenso	RCP4.5 - Moderado
B2	Forte	RCP8.5 - Intenso

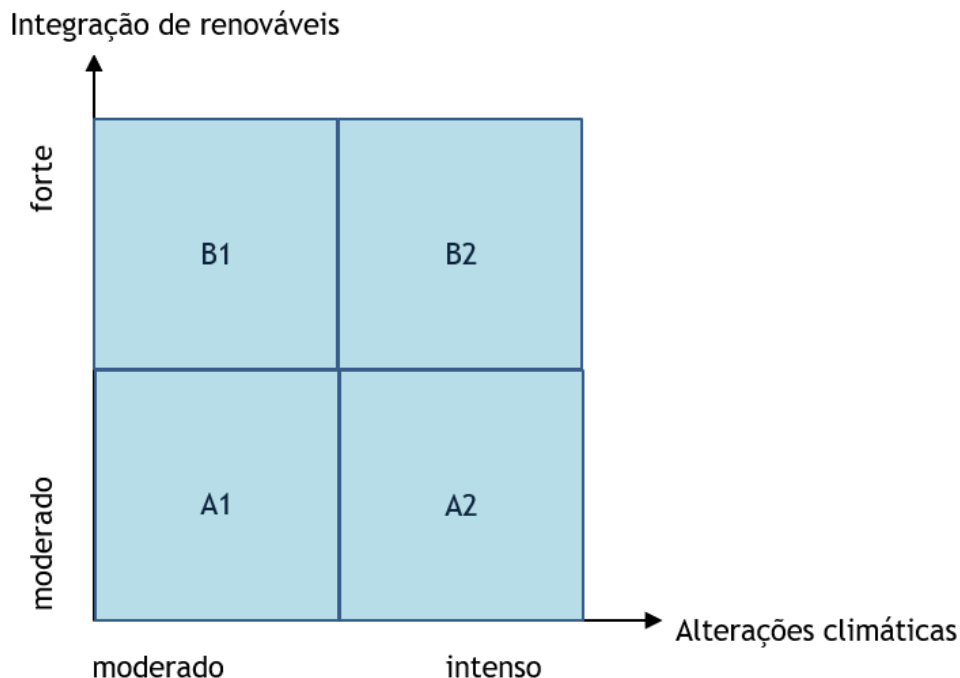


Figura 21 - Comparação entre os cenários relativamente ao nível de integração de renováveis e ao cenário climático usado

Relativamente às variáveis climáticas (Velocidade do Vento, Irradiação e Pluviosidade) usadas na previsão das produções eólica, solar e hídrica respetivamente, os cenários A1 e B1 baseiam-

se no cenário climático RCP4.5 e os cenários A2 e B2 baseiam-se no cenário climático RCP8.5. Optou-se por criar cenários que comparam as projeções climáticas do RCP4.5 e do RCP8.5 por serem os cenários de patamar intermédio e mais elevado respetivamente. Como referido na revisão bibliográfica, estes cenários fazem parte do mais recente grupo de cenários climáticos assumido pelo IPCC, no seu quinto relatório (AR5). O Portal do Clima disponibiliza no seu site [2] os dados climáticos correspondentes a estes 2 cenários, tendo disponíveis as projeções de velocidade do vento, irradiação e pluviosidade, necessárias à realização desta dissertação.

Esses dados serão então utilizados nas previsões dos cenários, sendo relacionados com as produções de origem eólica, solar e hídrica.

Relativamente às variáveis energéticas, os cenários A1 e A2 baseiam-se no mesmo conjunto de pressupostos para a previsão de quase todas as variáveis: Potências Instaladas por fonte, Bombagem e Perdas, que se resumem a um nível moderado de integração de renováveis. Outros pressupostos são assumidos para os cenários B1 e B2, baseados principalmente no cenário Renovável do Simulador EDP 2050, uma das estratégias energéticas assumidas neste simulador. Ou seja, os cenários B1 e B2 assumem um nível de integração de renováveis muito mais intenso que os cenários A1 e A2.

Resumindo, os pressupostos dos cenários A1 e A2, ou B1 e B2, diferem no cenário climático assumido. A1 e B1 assumem o cenário climático RCP4.5, enquanto que A2 e B2 assumem o cenário climático RCP8.5. Ou seja, diferem nos valores projetados para as variáveis climáticas. Como os aumentos de temperatura previstos são mais acentuados no cenário RCP8.5 que no cenário RCP4.5 assume-se que nos cenários que utilizam o RCP8.5 (A2 e B2) terão um consumo superior aos cenários que utilizam o RCP4.5 (A1 e B1), bem como uma produção hídrica mais reduzida devido a uma maior competição pelo uso de água e às projeções de mais e maiores períodos de seca.

As previsões são realizadas até 2050, sendo o primeiro ano previsto o de 2018.

As secções seguintes apresentam uma descrição detalhada da metodologia usada na previsão de todas as variáveis.

3.1 Consumo

O consumo será o mesmo nos cenários que utilizam o mesmo modelo climático, ou seja, A1 terá o mesmo consumo que B1 e A2 terá o mesmo consumo que B2. Como no cenário climático RCP8.5 são esperados aumentos de temperatura média mais acentuados, é de esperar que o consumo seja também maior. Considerou-se então que os cenários A2 e B2 terão um consumo 1% superior ao dos cenários A1 e B1, em cada ano.

Relativamente ao tipo de consumidor, considerou-se que a percentagem de consumo associada a cada um dos tipos (Doméstico, Não Doméstico, Indústria, Agricultura, Iluminação pública, Edifícios do Estado e Outros), se mantinha nos valores de 2016 da DGEG [16].

3.1.1 Cenários A1 E B1

Relativamente às previsões de consumo, aplicou-se a fórmula da evolução temporal do consumo baseada nos dados reais de 2001 a 2016 da DGEG (regressão linear):

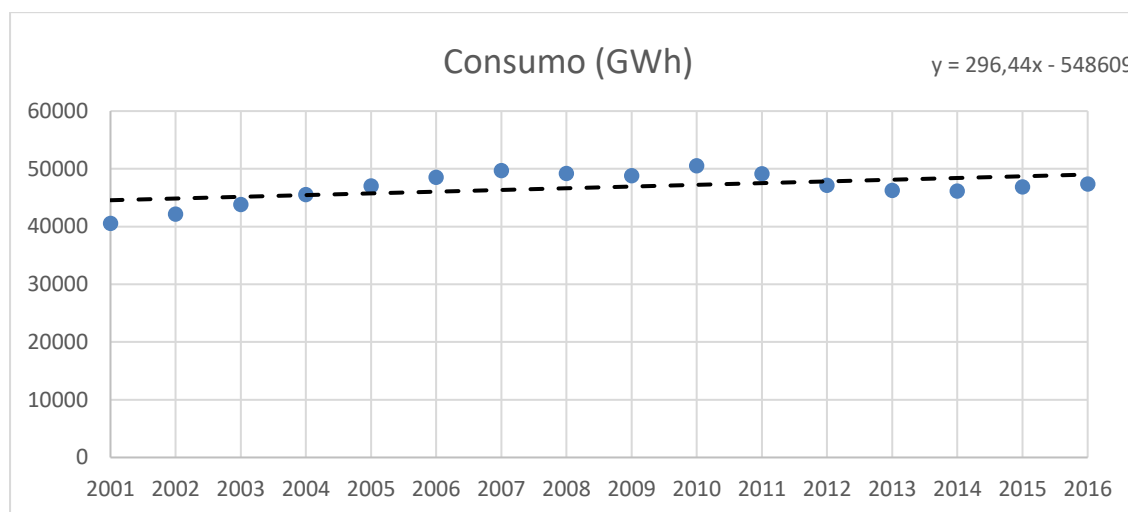


Figura 22 - Evolução temporal do consumo de 2011 a 2016, dados DGEG [16]

Assim, o consumo previsto até 2050 terá como base a seguinte fórmula:

$$\text{Consumo previsto A1 (GWh)} = \text{Consumo previsto B1 (GWh)} = 296,44 * \text{Ano} - 548609 \quad (3.1)$$

Note-se que, embora não seja perceptível na figura, o crescimento do consumo até 2006 foi sempre bastante estável (cerca de 2.5% ao ano) e que começou a abrandar em 2007-2008. Também se sabe que existem fatores que promoverão o crescimento do consumo:

- Baixa intensidade energética comparativamente à média dos países europeus;
- Eletrificação da economia;
- Disseminação dos veículos elétricos;
- Alterações Climáticas.

Por outro lado, o natural aumento da eficiência energética, derivado do desenvolvimento tecnológico, será um fator de diminuição do consumo. Neste ambiente de incerteza, optou-se por um cenário inicial de crescimento moderado do consumo, admitindo-se um outro cenário de crescimento mais intenso quando admitido um cenário de alterações climáticas de patamar mais elevado.

3.1.2 Cenários A2 E B2

Partindo dos cenários A1 e B1, como foi referido, optou-se por considerar nos cenários A2 e B2 um consumo em cada ano 1%¹⁶ superior, de forma a representar o maior aumento de temperatura previsto no RCP8.5 relativamente ao RCP4.5.

Sendo assim, o consumo previsto pelos cenários A2 e B2 será:

$$\text{Consumo A2} = \text{Consumo B2} = \text{Consumo A1} * 1,01, \quad (3.2)$$

3.2 Bombagem

Nos cenários A1 e A2 optou-se por considerar um crescimento lento do consumo por bombagem, baseado na evolução temporal do mesmo. Nos cenários B1 e B2 considerou-se o pressuposto do cenário renovável do Simulador EDP2050 [18].

3.2.1 Cenários A1 E A2

Nos cenários A1 e A2, a bombagem foi prevista recorrendo aos dados históricos de 2005 a 2017 da REN [19]. Foi traçada uma linha de tendência logarítmica, pois era a que apresentava melhor aproximação. Assim, de 2018 a 2050, num dado ano X :

$$\text{Bombagem prevista (GWh)} = 1077,1 * \ln(X) - 1457,9, \quad (3.3)$$

3.2.2 Cenários B1 E B2

Como referido, nos cenários B1 e B2, a bombagem foi prevista utilizando os valores admitidos no cenário renovável do Simulador EDP2050 [18]. É assumido um valor de consumo por bombagem de 3 TWh em 2020, valor que consta no PNAER2020, e um valor de 7 TWh em 2050.

A previsão do consumo por bombagem para 2018 e 2019 foi feita usando uma regressão linear com os 3 TWh de 2020.

De 2021 a 2050 assumiu-se um crescimento linear dos 3 TWh em 2020 aos 7TWh em 2050.

¹⁶ Usando dados de Temperatura e Consumo hora a hora do ano 2011, verificou-se que o consumo varia em cerca de 2% por cada grau de temperatura. Na Tabela 1 podemos verificar que, no período 2046-2065, no cenário RCP8.5 é esperado um aumento da temperatura média global de cerca de 2°C, enquanto que no cenário RCP4.5 é esperado um aumento de 1,4°C (cerca de meio grau). Daqui resulta um consumo mais elevado em cerca de 1% nos cenários que utilizam projeções do RCP8.5 (A2 e B2) relativamente aos cenários que utilizam projeções do RCP4.5 (A1 e B1).

3.3 Potência Instalada por fonte

O conjunto de pressupostos e regras utilizados na previsão das Potências Instaladas são agora detalhados.

3.3.1 Fontes de Produção Não Renováveis

3.3.1.1 Cenários A1 e A2

Na Tabela 5 descrevem-se as regras e princípios assumidos na previsão da capacidade instalada não renovável nos cenários A1 e A2. Os pressupostos considerados nesta secção foram baseados na política energética do governo português, que aposta numa moderada e progressiva descarbonização da economia, expressa nas expectativas divulgadas pela DGEG e pela APREN. Assume-se que a partir de 2025 toda a potência instalada de fontes não renováveis será apenas do tipo gás natural. Assume-se também que, mesmo relativamente ao gás natural, não será feito nenhum novo investimento, mantendo-se a potência instalada atual, cerca de 5000 MW, de forma a garantir a segurança do sistema elétrico.

Tabela 5 - Pressupostos admitidos nos cenários A1 e A2 para previsão da Potência Instalada das fontes de produção não renováveis

	Gás Natural	Carvão	Outros Fósseis
Potência Instalada	5000 MW até 2050 (sem alteração relativamente ao valor 2017)	1884 MW (correspondentes às centrais de Sines e do Pego) até 2020; 1256 MW de 2021 até 2024 (Fecho da central do Pego); 0 MW de 2025 a 2050 (Fecho da central de Sines em 2025)	1016 MW até 2024 (sem alteração relativamente ao valor de 2017); 0 MW a partir de 2025

3.3.1.2 Cenários B1 e B2

Na Tabela 6 descrevem-se as regras e princípios assumidos na previsão da capacidade instalada não renovável nos cenários B1 e B2, que têm como base o cenário Renovável do SimuladorEDP2050. Assume-se que a partir de 2020 toda a potência instalada de fontes não renováveis será apenas do tipo gás natural, 5 anos mais cedo do que o assumido nos cenários A1 e A2.

Tabela 6 - Pressupostos admitidos nos cenários B1 e B2 para previsão da Potência Instalada nas fontes de produção não renováveis

Gás Natural	Carvão	Outros Fósseis
5000 MW até 2050 (sem alteração relativamente ao valor 2017)	1884 MW (correspondentes às centrais de Sines e do Pego) até 2020; 0 MW de 2021 a 2050 (Fecho das duas centrais)	1016 MW até 2020 (sem alteração relativamente ao valor de 2017); 0 MW a partir de 2021

3.3.2 Fontes de Produção Renováveis

3.3.2.1 Cenários A1 e A2

Nos cenários A1 e A2 assume-se um nível moderado de integração de renováveis.

Na Tabela 7 descrevem-se os pressupostos para estes cenários, alinhados com a política energética portuguesa, nomeadamente o PNAER 74[27] e o PNAEE [28], que se caracteriza, de uma forma geral, por uma aposta moderada na integração de renováveis.

Tabela 7 - Pressupostos admitidos nos cenários A1 e A2 para previsão da Potência Instalada nas fontes de produção renováveis

Eólica	Crescimento de 1% ao ano até 2050
Solar	550 MW em 2020 (Objetivo PNAER 2020); Valores de 2018 e 2019 calculados através da regressão linear com os valores de 2020 e 2017; Crescimento de 8% ao ano de 2020 a 2050;
Hídrica	De 2018 a 2033 - Aplicação da regressão linear baseada na evolução temporal 2008-2016 até chegar a máximo de 10GW (valor considerado razoável para representar as limitações dos recursos naturais, pelo Simulador EDP2050); De 2033 a 2050 - 10 GW
Biomassa	De 2018 a 2050 - Aplicação da regressão linear baseada na evolução temporal 2010 -2017
Geotérmica	De 2018 a 2050 -33,3 MW (mantém-se no valor de 2017)

3.3.2.2 Cenários B1 e B2

Nos cenários B1 e B2 assumem-se pressupostos do Simulador EDP2050, mais especificamente do cenário Renovável deste simulador, que é naturalmente o cenário mais favorável à integração rápida de renováveis.

Na Tabela 8 descrevem-se os pressupostos admitidos para estes cenários.

Tabela 8 - Pressupostos admitidos nos cenários B1 e B2 para previsão da Potência Instalada nas fontes de produção renováveis

Eólica	<p>5,3 GW em 2020 (Objetivo PNAER 2020);</p> <p>Valores de 2018 e 2019 calculados através da regressão linear com os valores de 2020 e 2017;</p> <p>15 GW em 2050 (Cenário Renovável do Simulador EDP2050)</p> <p>De 2021 a 2050 - Regressão linear</p>
Solar	<p>550 MW em 2020 (Objetivo PNAER 2020);</p> <p>Valores de 2018 e 2019 calculados através da regressão linear com os valores de 2020 e 2017;</p> <p>10 GW em 2050 (Cenário Renovável do Simulador EDP2050)</p> <p>De 2021 a 2050 - Regressão linear</p>
Hídrica	<p>De 2018 a 2033 - Aplicação da regressão linear baseada na evolução temporal 2008-2016 até chegar a máximo de 10GW (valor considerado razoável para representar as limitações dos recursos naturais, pelo Simulador EDP2050);</p> <p>2033-2050 - 10 GW</p> <p>Igual aos cenários A1 e A2</p>
Biomassa	<p>1GW em 2050 (Cenário Renovável do Simulador EDP2050)</p> <p>De 2018 a 2050 - Regressão linear com o valor de 2017</p>
Geotérmica	<p>De 2018 a 2020 - 33,3 MW (Sem alteração relativamente a 2017)</p> <p>0,5 GW em 2050</p> <p>De 2021 a 2050 - Regressão linear</p>

3.4 Perdas nas Redes de Transporte e de Distribuição

As perdas assumem regras de previsão diferentes nos cenários A e B, que são agora discriminadas.

3.4.1 Cenários A1 e A2

Na previsão das perdas no transporte e distribuição de energia elétrica, utilizou-se, nos cenários A1 e A2, a seguinte regra:

$$Perdas = 8 \% \times Produção Total \quad , \quad (3.4)$$

Os 8% resultam da média dos valores de perdas de 2005 a 2016 (DGEG).

3.4.2 Cenários B1 e B2

No caso dos cenários B1 e B2, utilizou-se o valor de perdas considerado no cenário Renovável do Simulador EDP2050:

$$Perdas = 8,8 \% \times Produção Total \quad , \quad (3.5)$$

3.5 Produções por fonte

No que diz respeito às produções, começa-se por apresentar a metodologia de previsão da produção através de fontes renováveis que dependem de variáveis climáticas (Eólica, Solar e Hídrica). Depois descreve-se o método de previsão da produção das outras fontes renováveis (Biomassa e Geotérmica) e das fontes não renováveis (Gás Natural, Carvão e outros fósseis).

3.5.1 Fontes Renováveis que dependem de variáveis climáticas

As previsões de produção eólica, solar e hídrica dependem das variáveis climáticas velocidade do vento, irradiação e pluviosidade, respetivamente. Nos cenários A1 e B1 utilizam-se as previsões do RCP4.5 e nos cenários A2 e B2 as do RCP8.5. A metodologia de previsão utilizada divide-se em 3 fases:

- Determinação da fórmula que relaciona cada tipo de produção com a variável climática correspondente - 1ª fase;
- Cálculo do fator de proporcionalidade que relaciona a fórmula anterior com a produção real - 2ª fase;
- Determinação da relação com a potência instalada - 3ª fase.

Como resultado final, obtêm-se as produções, que dependem da variável climática e da potência instalada. Na Figura 23 apresenta-se o esquema usado na previsão destas produções.

As produções de origem eólica, solar e hídrica serão diferentes em todos os cenários, uma vez que os cenários A1 e A2, ou B1 e B2, utilizam os mesmos pressupostos de potência instalada, mas variam no cenário climático, e os cenários A1 e B1, ou A2 e B2 usam o mesmo cenário climático, mas baseiam-se em diferentes pressupostos de implementação de renováveis. Assume-se que produções do tipo geotérmica e biomassa dependem apenas da potência instalada.

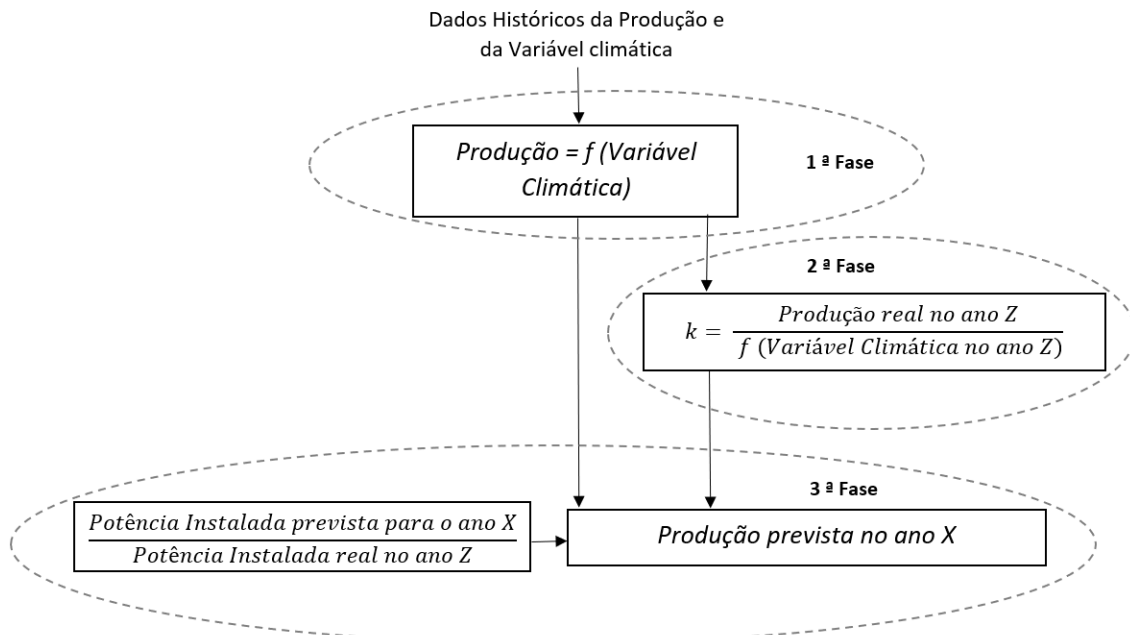


Figura 23 - Esquema da metodologia utilizada na previsão das produções que dependem de variáveis climáticas (eólica, solar e hídrica)

No final obtém-se:

$$P_{ANO X} = f (VC_{ANO X}) \times k \times \frac{P.INST_{ANO X}}{P.INST_{ANO Z}} \quad , (3.6)$$

Em que:

- $P_{ANO X}$ corresponde à produção prevista no ano X;
- $VC_{ANO X}$ corresponde à respetiva variável climática projetada para o ano X;
- $P.INST_{ANO X}$ corresponde à potência instalada prevista no ano X;
- $P.INST_{ANO Z}$ corresponde à potência instalada real no ano Z;

3.5.1.1 Eólica

1ª fase - Determinação da relação entre a Produção e a Variável Climática

De forma a obter relação entre produção eólica e velocidade do vento, foram utilizados dados ibéricos de velocidade do vento e produção eólica hora a hora do ano 2011 [31] .

Sabendo-se que a curva característica (produção em função da velocidade do vento) de uma turbina eólica é do tipo sigmoide, decidiu-se optar por uma relação polinomial de 3º grau para obter a fórmula:

$$P_E = f(V) \quad (3.7)$$

Em que:

- P_E corresponde à produção eólica;
- V corresponde à velocidade do vento.

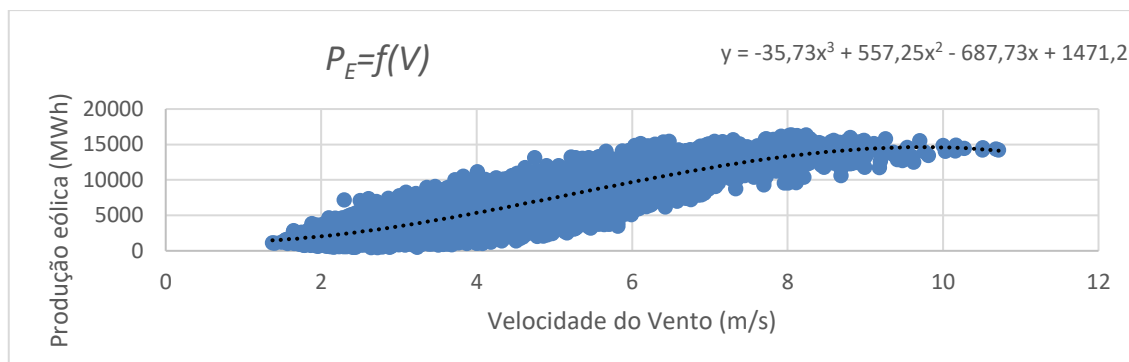


Figura 24 - Relação entre a Produção eólica e a Velocidade do Vento

Então:

$$P_E = -35,73 \times V^3 + 557,25 \times V^2 - 687,72 \times V + 1741,2 \quad (3.8)$$

2ª fase - Determinação do fator de proporcionalidade

O fator de proporcionalidade é obtido através da fórmula:

$$k = \frac{\text{Produção real em 2011}}{f(\text{Velocidade do vento em 2011})} \quad , \quad (3.9)$$

Onde a Velocidade do Vento em 2011¹⁷ toma os valores projetados pelo cenário RCP4.5 no caso do cenário A1 ou toma os valores do cenário RCP8.5 no caso do cenário A2. Há, portanto, uma constante k para cada cenário. Escolheu-se o ano 2011 pois foi com dados relativos a este ano que se estimou a relação entre produção eólica e velocidade do vento.

3ª fase - Relação com a Potência Instalada

Para os valores de velocidade do vento previstos nos cenários RCP4.5 e RCP8.5 e para a potência instalada prevista, num dado ano X:

$$P.E_{ANO X} = f(V_{ANO X}) \times k \times \frac{P.INST_{ANO X}}{P.INST_{2011}} \quad , \quad (3.10)$$

Em que:

- $P.E_{ANO X}$ corresponde à produção eólica prevista para o ano X;
- $V_{ANO X}$ corresponde à velocidade do vento projetada para o ano X;
- $P.INST_{ANO X}$ corresponde à potência eólica instalada prevista para o ano X;
- $P.INST_{2011}$ corresponde à potência eólica instalada real no ano 2011;

¹⁷ As projeções disponíveis no Portal do Clima começam no ano 2011.

3.5.1.2 Solar

1ª fase - Determinação da relação entre a Produção e a Variável Climática

A relação entre a produção solar fotovoltaica e a Irradiação foi determinada utilizando, como dados de produção solar o Perfil de Microprodução diária disponibilizado pela ERSE [21], e como dados de Irradiação utilizou-se a média dos valores mensais recolhidos pelas estações portuguesas entre 2003 e 2015 [20]. Através de uma regressão linear chegou-se à fórmula:

$$P_S = f(I) \quad (3.11)$$

Em que:

- P_S corresponde à produção solar;
- I corresponde à irradiação.

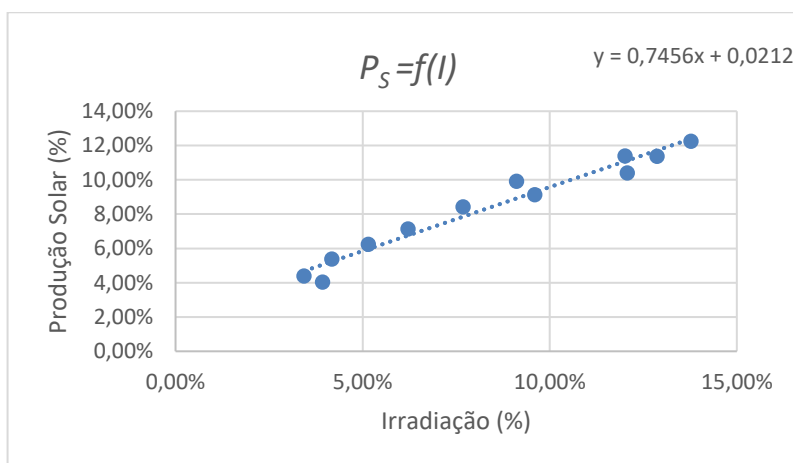


Figura 25 - Relação entre a produção Solar e a Irradiação

$$P_S = 0,7456 \times I + 0,0212 , \quad (3.12)$$

2ª fase - Determinação do fator de proporcionalidade

O fator de proporcionalidade é obtido através da fórmula:

$$k = \frac{\text{Produção real em 2011}}{f(\text{Irradiação em 2011})} , \quad (3.13)$$

Em que o valor de Irradiação em 2011 toma o valor do cenário RCP4.5 no caso do cenário A1 ou toma os valores do cenário RCP8.5 no caso do cenário A2. Há novamente uma constante k para cada cenário.

3ª fase - Relação com a Potência Instalada

Para os valores de irradiação previstos nos cenários RCP4.5 e RCP8.5 e para a potência instalada prevista, num dado ano X:

$$P.S_{ANO X} = f(I_{ANO X}) \times k \times \frac{P.INST_{ANO X}}{P.INST_{2011}}, \quad (3.14)$$

Em que:

- $P.S_{ANO X}$ corresponde à produção solar prevista para o ano X;
- $V_{ANO X}$ corresponde à Irradiação projetada para o ano X;
- $P.INST_{ANO X}$ corresponde à potência solar instalada prevista para o ano X;
- $P.INST_{2011}$ corresponde à potência solar instalada real no ano 2011;

3.5.1.3 Hídrica

1ª fase - Determinação da relação entre a Produção e a Variável Climática

Utilizaram-se dados de precipitação média anual do PORDATA [17] e dados de produção hídrica anual da APREN [15], entre 2000 e 2017. Através de uma regressão linear chegou-se à fórmula:

$$P_H = f(P) \quad , \quad (3.15)$$

Em que:

- P_H corresponde à produção hídrica;
- P corresponde à precipitação.

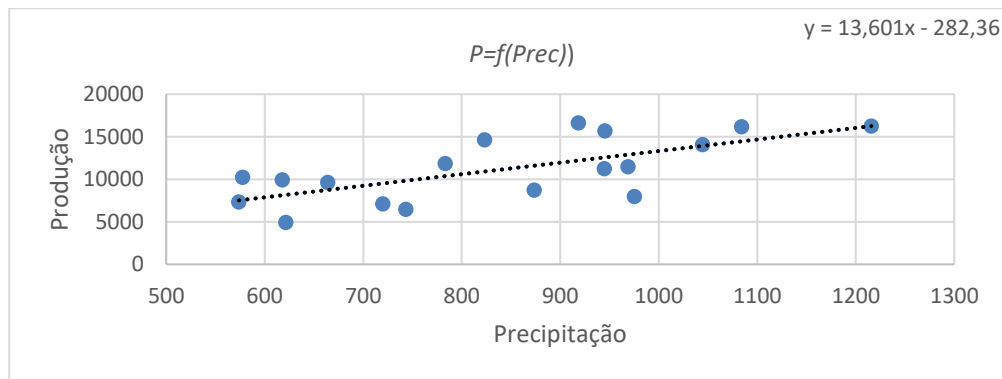


Figura 26 - Relação entre a Produção Solar e a Precipitação

$$P_H = 13,601 \times P - 282,36 \quad , \quad (3.16)$$

2ª fase - Determinação do fator de proporcionalidade

O fator de proporcionalidade é obtido através da fórmula:

$$k = \frac{\text{Produção real em 2000}}{f(\text{Precipitação em 2000})} \quad , \quad (3.17)$$

Em que o valor de precipitação em 2000 é o que consta no PORDATA [17].

3ª fase - Relação com a Potência Instalada

Cenários A1 e B1

Para os valores de precipitação previstos no cenário RCP4.5 e para a potência instalada prevista, num ano X :

$$P.H_{ANO X} = f(P_{ANO X}) \times k \times \frac{P.INST_{ANO X}}{P.INST_{2000}}, \quad (3.18)$$

Em que:

- $P.S_{ANO X}$ corresponde à produção hídrica prevista para o ano X ;
- $V_{ANO X}$ corresponde à Precipitação projetada para o ano X ;
- $P.INST_{ANO X}$ corresponde à potência hídrica instalada prevista para o ano X ;
- $P.INST_{2000}$ corresponde à potência hídrica instalada real no ano 2000;

Cenários A2 e B2

No cenário climático RCP8.5, em que se baseiam os cenários A2 e B2, são esperados períodos de seca mais prolongados e maiores aumentos de temperatura média que no cenário RCP4.5, o que provavelmente irá levar a uma maior competição pelo uso de água. Como forma de incluir este aspeto no modelo de previsão de produção hídrica, decidiu-se adicionar um fator de correção que reduz em 5% o valor obtido pela fórmula usada nos cenários A1 e B1. Sendo assim, para os valores de precipitação previstos no cenário RCP8.5 e para a potência instalada prevista, num ano X :

$$P.H_{ANO X} = f(P_{ANO X}) \times k \times \frac{P.INST_{ANO X}}{P.INST_{2000}} \times 0,95, \quad (3.19)$$

3.5.2 Outras fontes renováveis

3.5.2.1 Biomassa

A previsão de produção de energia elétrica através de biomassa foi feita em função da potência instalada. Foram usados os dados da APREN de 2008 a 2017 [15].

$$P_B = f(P.INST) \quad , \quad (3.20)$$

Em que:

- P_B corresponde à produção através de biomassa;
- $P.INST$ corresponde à potência instalada.

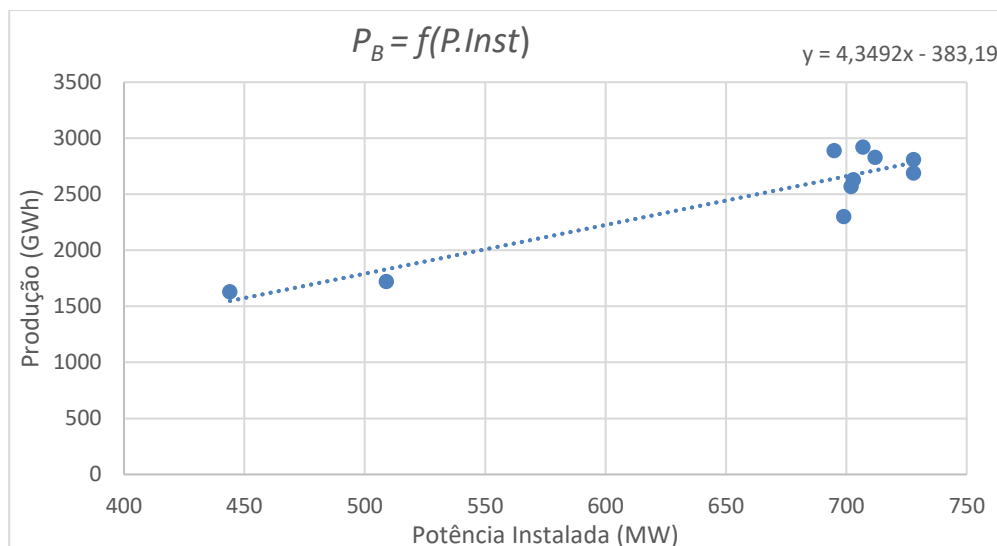


Figura 27 - Produção de Biomassa em função da Potência Instalada

Então, de 2018 a 2050, num dado ano X:

$$P.B_{ANO X} = 4,3492 \times P.INST_{ANO X} - 383,19 \quad , \quad (3.21)$$

Em que:

- $P.B_{ANO X}$ corresponde à produção através de biomassa prevista para o ano X;
- $P.INST_{ANO X}$ corresponde à potência instalada prevista para o ano X.

É discutível se este tipo de regressão linear (com ordenada na origem não nula) é o mais adequado. Claro que se a potência instalada for zero, a produção terá de ser igualmente nula. No entanto, uma vez que o mínimo histórico de potência instalada é de 440 MW e dado que tende a aumentar, optou-se por considerar a presente regressão, que foi a que conduziu ao melhor coeficiente de determinação R.

3.5.2.2 Geotérmica

Tal como no caso anterior, a produção geotérmica foi baseada no histórico de produções disponível e na sua relação com a potência instalada. Neste caso, a previsão é feita de acordo com a seguinte regra:

$$P.G_{ANO X} = P.G_{média(2008-2016)} \times \frac{P.INST_{ANO X}}{P.INST_{média(2008-2016)}} \quad , \quad (3.22)$$

Em que:

- $P.G_{ANO X}$ corresponde à produção geotérmica prevista para o ano X;
- $P.INST_{ANO X}$ corresponde à potência geotérmica instalada prevista para o ano X.

A produção geotérmica média e a potência instalada média de 2008 a 2016 foram calculadas com os dados da DGE [16].

3.5.3 Fontes não renováveis

Verificou-se que a média do saldo importador (importação-exportação) nos últimos anos é praticamente zero.

Assim, considerou-se que a produção com origem em combustíveis fósseis seria determinada de forma a manter este saldo, isto é, de modo a fixar o saldo importador a 0. Ou seja, é a produção térmica que satisfaz o equilíbrio importação/exportação:

$$\text{Produção Térmica} + \text{Produção Renovável} + \text{Saldo Importador} = \text{Consumo} + \text{Perdas}, \quad (3.23)$$

Se eventualmente a produção renovável exceder o consumo, então a produção térmica é fixada a 0 e considera-se que há exportação de energia elétrica de forma a equilibrar o balanço energético.

Cenários A1 e A2

De acordo com a lei da conservação da energia:

$$\text{Produção Térmica} + \text{Produção Renovável} = \text{Consumo} + \text{Perdas}, \quad (3.24)$$

Estes cenários assumem perdas de 8% da Produção Total. Daqui resulta que:

$$\text{Produção Térmica} + \text{Produção Renovável} = \text{Consumo} + 0,08 \times (\text{Produção Térmica} + \text{Produção Renovável}), \quad (3.25)$$

Então:

$$\text{Produção Térmica} = \frac{\text{Consumo} - 0,08 \times \text{Produção Renovável}}{0,92}, \quad (3.26)$$

A evolução do share de produção nas diferentes fontes de origem fóssil é apresentada na Tabela 9:

Tabela 9 - Percentagem de Produção Térmica, cenários A1 e A2

Diferentes fases	% de Produção Térmica		
	Gás Natural	Carvão	Outros Fósseis
2018 a 2020	40%	50%	10%
2021 a 2024	53,33%	33,33%	13,33%
2025 a 2050	100%	0%	0%

Os valores de 2018 a 2020 baseiam-se na percentagem média de produção correspondente a cada fonte, usando dados da DGEG entre 2011 e 2015[10].

Em 2021 assume-se que a central a carvão do Pego irá fechar, retirando 33,33% de potência instalada de carvão. Sendo assim, a produção a carvão será apenas 66,67% do que seria se não fechasse a central do Pego, ou seja, $66,67\% \times 50\% = 33,33\%$ da produção térmica total. Os 33,33% que saíram de serviço são compensados pelo gás natural e pelos outros combustíveis fósseis, na proporção 80% e 20%, respetivamente. Ou seja, de 2021 a 2024, o gás natural passará

a ser responsável por $40\% + 80\% \times (50-33,33)\% = 53,33\%$ da produção térmica total, enquanto que os outros combustíveis fósseis serão responsáveis por $10\% + 20\% \times (50-33,33)\% = 13,33\%$ da produção térmica total.

Em 2025 assume-se o fecho da última central a carvão (Sines) e de outras centrais que utilizem combustíveis fósseis que não o gás natural. De 2025 a 2050, assume-se que toda a térmica terá origem no gás natural.

Cenários B1 e B2

Estes cenários assumem perdas iguais a 8,8% da produção total. Então:

$$Produção\ Térmica = \frac{Consumo - 0,912 \times Produção\ Renovável}{0,912} \quad (3.27)$$

A divisão desta produção nas diferentes fontes de origem fóssil é novamente feita em %:

Tabela 10 - Percentagem de Produção Térmica, cenários B1 e B2

Diferentes fases	% de Produção Térmica		
	Gás Natural	Carvão	Outros Fósseis
2018 a 2020	40%	50%	10%
2021 a 2050	100%	0%	0%

Tal como nos outros dois cenários, os valores de 2018 a 2020 baseiam-se na percentagem média de produção correspondente a cada fonte, usando dados da DGEG entre 2011 e 2015 [10].

De 2021 a 2050, assume-se que toda a térmica terá origem no gás natural, sendo descontinuadas todas centrais que utilizem outros tipos de combustível fóssil.

3.6 Resumo dos Cenários considerados

Na Tabela 11 e na Tabela 12 apresenta-se um resumo das características dos 4 cenários criados, em especial das suas semelhanças e diferenças.

Tabela 11 - Consumo, Perdas, Bombagem e Potência instalada para os 4 Cenários considerados

Cenário	Consumo	Perdas	Consumo por Bombagem	Potência Instalada
A1	Moderado	8%	Moderado	Moderada Integração de renováveis
A2	Elevado (+1%)	8%	Moderado - igual a A1	Igual a A1
B1	Moderado - igual a A1	8,80%	Elevado	Intensiva Integração de Renováveis
B2	Elevado (+1%) - Igual a A2	8,80%	Elevado - igual a B1	Igual a B1

Tabela 12 - Produções por tipo para os 4 Cenários considerados

Cenário	Produção hídrica	Produção Eólica e Solar	Outras Produções Renováveis	Produção de origem fóssil
A1	Depende das projeções do RCP4.5 e da Potência Instalada	Dependem das projeções do RCP4.5 e da Potência Instalada	Dependem da Potência Instalada	Mínimo possível de forma a garantir que a Produção Total iguala o Consumo Total
A2	Depende das projeções do RCP8.5 e da Potência Instalada. Fator de correção - menos 5% que A1	Dependem das projeções do RCP8.5 e da Potência Instalada	Dependem da Potência Instalada	Mínimo possível de forma a garantir que a Produção Total iguala o Consumo Total
B1	Depende das projeções do RCP4.5 e da Potência Instalada.	Dependem das projeções do RCP4.5 e da Potência Instalada	Dependem da Potência Instalada	Mínimo possível de forma a garantir que a Produção Total iguala o Consumo Total
B2	Depende das projeções do RCP8.5 e da Potência Instalada. Fator de correção - menos 5% que B1	Depende das projeções do RCP8.5 e da Potência Instalada	Dependem da Potência Instalada	Mínimo possível de forma a garantir que a Produção Total iguala o Consumo Total

Capítulo 4

Resultados

Este capítulo apresenta uma síntese dos principais resultados, nomeadamente dos mais importantes em termos de objetivos diretos desta dissertação. Outros resultados em detalhe serão apresentados em anexo, sempre que se considere relevante.

4.1 *Mix Energético*

Os resultados do balanço energético completo obtido em cada cenário encontram-se em anexo. Nele se incluem todas as variáveis previstas de 2018 a 2050: Produções por fonte, consumos, bombagem, perdas e saldo importador¹⁸.

As Figuras de 28 a 31 mostram a evolução do *mix* de produção de energia por fonte, relativos aos 4 cenários considerados (de 2005 a 2017 os dados são reais¹⁹).

Foram agregados os resultados de 5 em 5 anos de modo a proporcionar uma leitura mais eficaz dos resultados globais. Além disso, esta agregação reduz significativamente as eventuais oscilações de algumas fontes, que dependem de projeções de variáveis climáticas caracterizadas por uma grande variabilidade anual. Por exemplo, a importância da produção hídrica no *mix* energético é muito variável de ano para ano, pois depende das projeções de precipitação. Essas projeções correspondem a valores anuais com elevada variabilidade.

Os resultados dos cenários B1 e B2 indicam que, assumindo os pressupostos que lhe estão associados (caracterizados pela elevada integração de renováveis), será possível um *mix* energético 100% renovável no futuro, dependendo claro está das projeções para as variáveis climáticas (Precipitação, Irradiação e Velocidade do Vento). O mesmo não acontece nos cenários A1 e A2 devido à menor integração de renováveis no sistema elétrico. A Figura 34 (página 67) resume estes resultados.

Em B1, o sistema será 100% renovável em 2039, 2041, e de 2044 a 2050, ou seja, em 8 anos. Em B2 o sistema será 100% renovável em 2043, 2045, 2047, 2049 e 2050, ou seja, em 5 anos.

¹⁸ Como descrito na metodologia, o saldo importador é previsto de forma a tentar equilibrar o balanço energético. Inicialmente é fixado a 0. Se eventualmente a produção renovável exceder o consumo, então é a produção térmica que é fixada a 0 e considera-se que há exportação de energia elétrica de forma a equilibrar o balanço energético.

¹⁹ De 2005 a 2016 os dados correspondem aos dos balanços energéticos da DGEG [16]. Não foi ainda publicado o balanço energético 2017. Os do ano 2017 correspondem a dados da APREN [15].

Cenário A1 - Produções por fonte

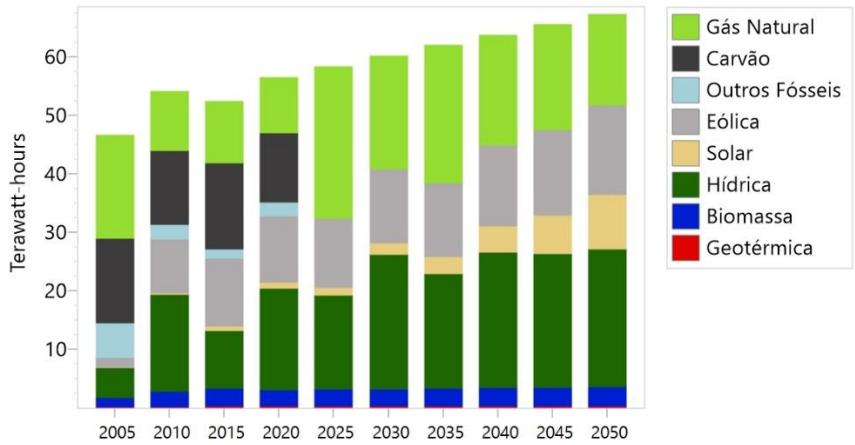


Figura 28 - Produções por fonte - Cenário A1

Cenário A2 - Produções por fonte

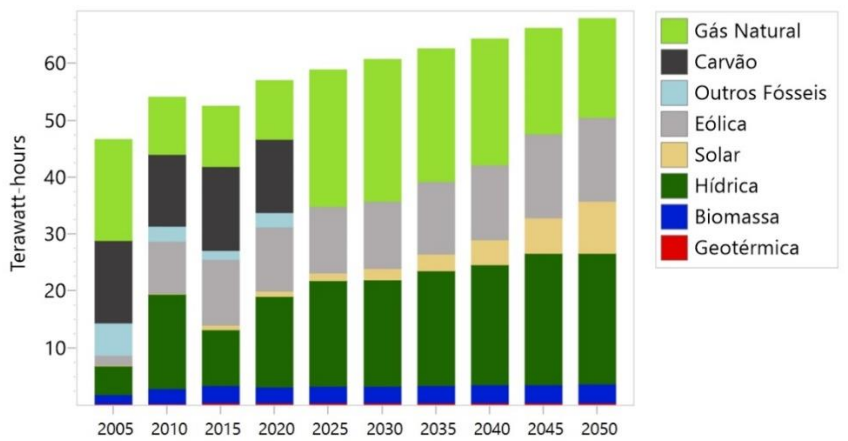


Figura 29 - Produções por fonte - Cenário A2

Cenário B1 - Produções por fonte

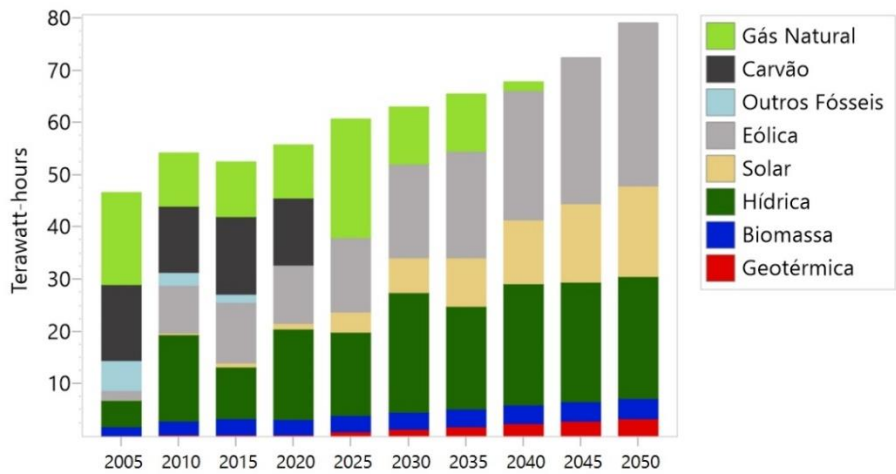


Figura 30 - Produções por fonte - Cenário B1

Cenário B2 - Produções por fonte

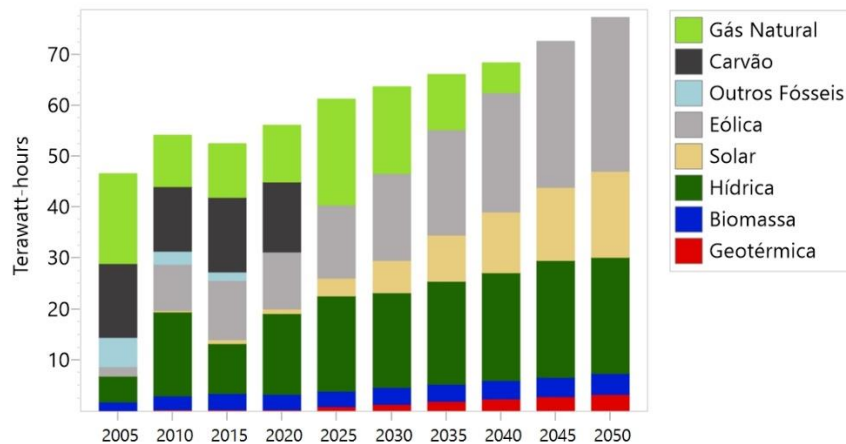


Figura 31 - Produções por fonte - Cenário B2

O gás natural assume grande importância no *mix* energético pois garante a segurança de abastecimento do sistema elétrico, funcionando apenas como reserva quando as renováveis completam integralmente o *mix* energético. Em anos de reduzida produção renovável devido à escassez de recursos naturais, este combustível (menos poluente e mais eficaz que o carvão e que o fuelóleo) pode colmatar as necessidades elétricas para satisfazer o consumo. Sendo assim, pode ser fundamental para a transição da produção elétrica de não renovável para renovável, podendo também funcionar como reserva em caso de condições climáticas adversas para a produção renovável.

Para ser possível um sistema 100% renovável durante todo o ano é necessário gerir as diferentes fontes renováveis, no sentido de aproveitar os recursos quando estão disponíveis e ter soluções de armazenamento para quando não estão disponíveis. A bombagem é crucial neste processo. O expectável aparecimento de baterias maiores e mais eficientes, o desenvolvimento das *smart grids* e o acelerado crescimento da produção distribuída tornam mais provável um sistema elétrico 100% renovável e que não comprometa a segurança de abastecimento.

Comparação entre cenários

Nas figuras seguintes comparam-se os cenários relativamente à produção total.

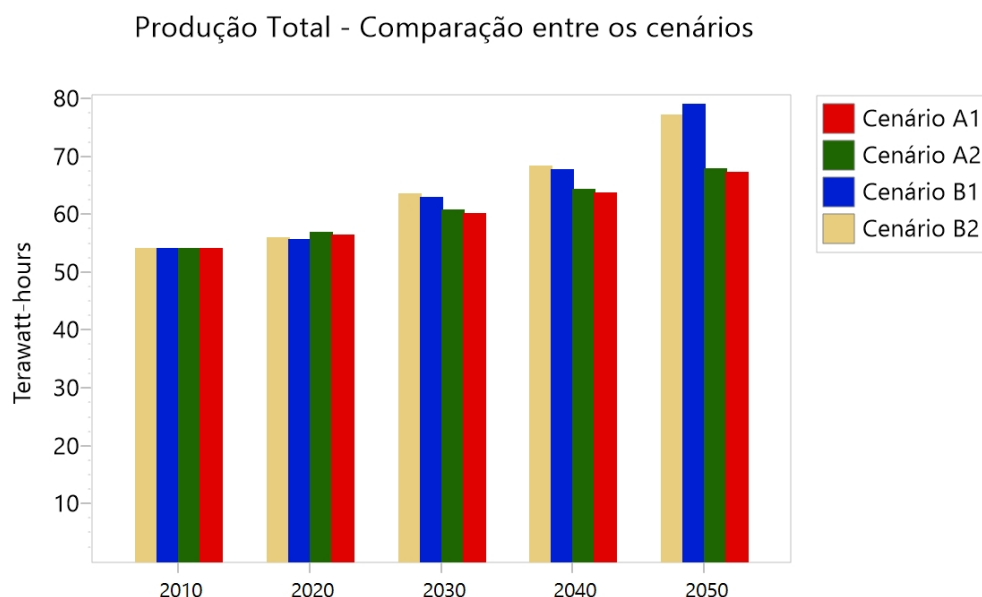


Figura 32 - Comparação da Produção Total obtida nos 4 cenários

As produções tentam satisfazer o consumo, minimizando a produção de origem fóssil e tentando manter o saldo importador a 0. Como o consumo nos cenários A2 e B2 é maior que nos cenários A1 e B1 poderia esperar-se que as produções totais em A2 e B2 fossem também maiores que em A1 e B1, respetivamente. No entanto isso nem sempre acontece, pois as produções dependem também das projeções de variáveis climáticas, que por sua vez dependem dos cenários de emissões considerados (RCP4.5 e RCP8.5). Por exemplo, comparando os cenários B1 e B2, a produção total em B2 é quase sempre maior que em B1 (como seria de esperar pois o consumo é também maior). No entanto em 2050 acontece o oposto, com a produção em B1 a superar a de B2 apesar do menor consumo, pois nesse ano as projeções climáticas foram mais favoráveis no cenário B1, resultando num valor maior de exportação.

De seguida comparam-se os resultados obtidos nos cenários relativamente ao peso das renováveis na eletricidade.

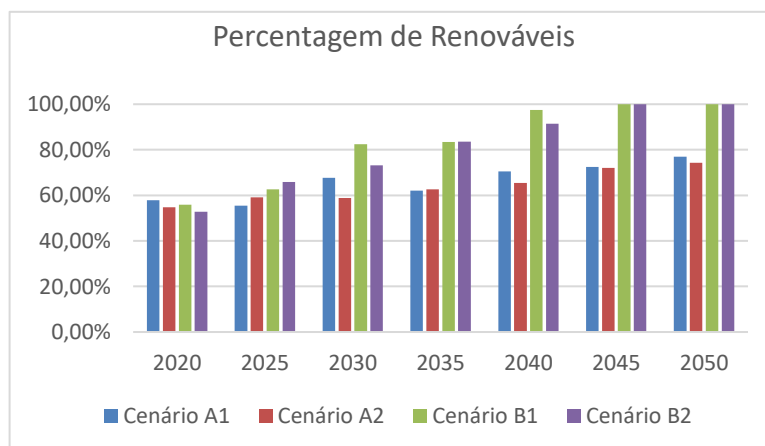


Figura 33 - Percentagem de eletricidade renovável (2020-2050)

O PNAER2020 [27] prevê a incorporação de cerca de 60 % de produção renovável na eletricidade em Portugal até 2020 [25]. Verifica-se que em todos os cenários o peso das renováveis na eletricidade em 2020 fica perto desse objetivo, sendo que em 2035 esse valor é ultrapassado em todos os cenários. Apresentam-se os resultados a cada 5 anos de forma a reduzir a sua variabilidade e a ter uma ideia mais abrangente do que significam.

Na 67Figura 34 apresentam-se também os resultados obtidos em todos os anos de forma a evidenciar essa mesma variabilidade.

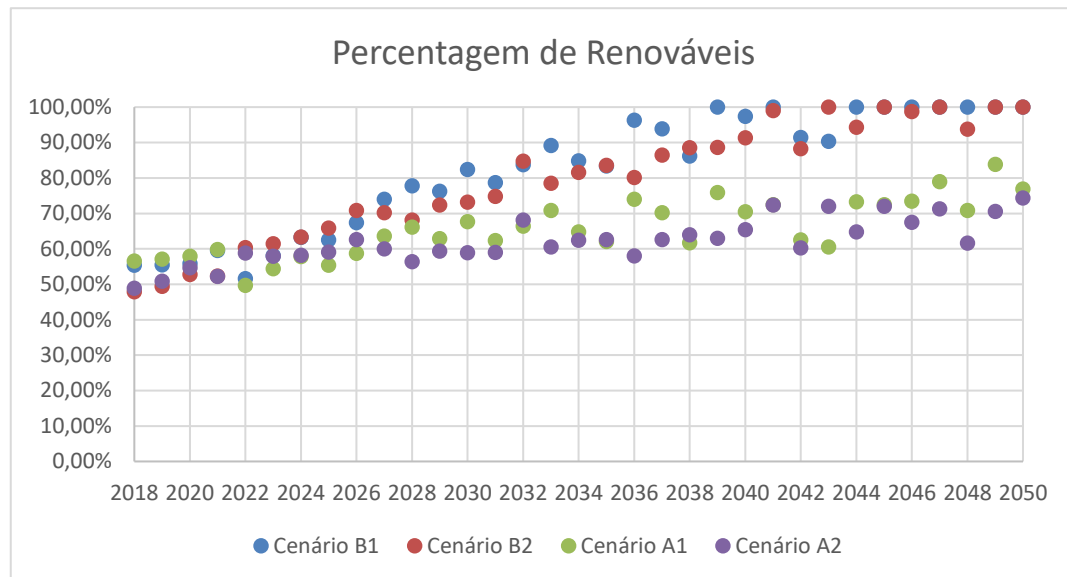


Figura 34 - Percentagem de eletricidade renovável em todos os anos (2018-2050)

Podemos ver que nos primeiros anos de previsão os 4 cenários apresentam resultados muito similares, pois até esse ano as potências instaladas são ainda muito parecidas. As diferenças entre os cenários têm muito mais que ver com os diferentes pressupostos assumidos em termos de consumo e cenário climático do que com as diferentes potências instaladas.

As diferenças entre os cenários A (1 e 2) e B (1 e 2) começam a intensificar-se a partir de 2030, com os diferentes níveis de integração de renováveis a fazerem-se notar.

4.2 Emissões

Uma das ferramentas do LEAP é o cálculo das emissões correspondentes a todo o sistema elétrico. Como forma de averiguar a credibilidade dos resultados obtidos no *software*, comparam-se os resultados no período 2005-2015 com dados reais de fator de emissão²⁰ [10].

²⁰ Emissões totais/Produção Total

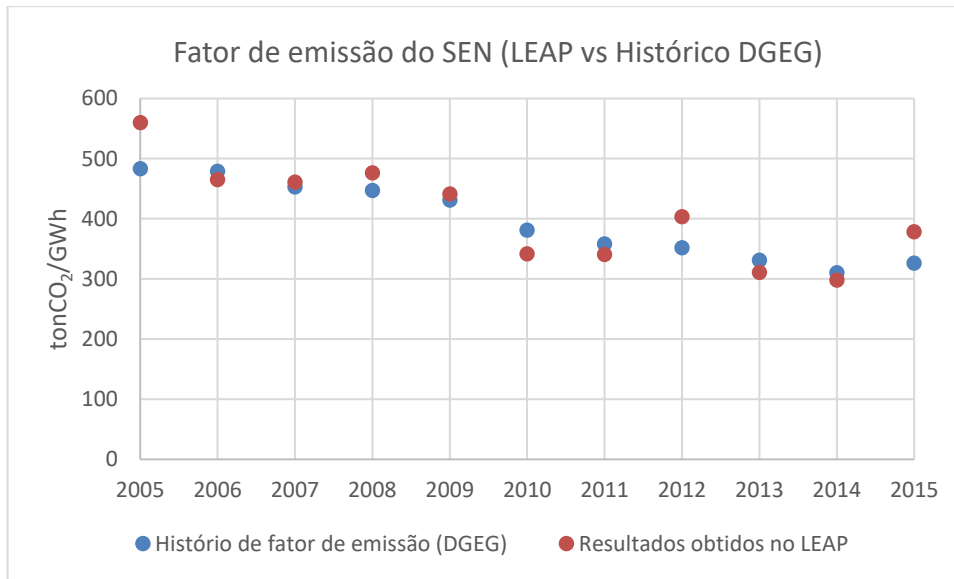


Figura 35 - Comparação do fator de emissão (LEAP vs Histórico real)

Verificou-se que o erro absoluto médio foi de 7,3 %, com um erro máximo de 13,8 %, o que pode ser considerado aceitável neste tipo de estudos. Daqui se conclui que o modelo contruído no LEAP apresenta resultados de emissões credíveis.

Comparação entre os cenários

De seguida apresentam-se as previsões de emissões totais de 2018 a 2050.

Emissões de GEE - 4 cenários

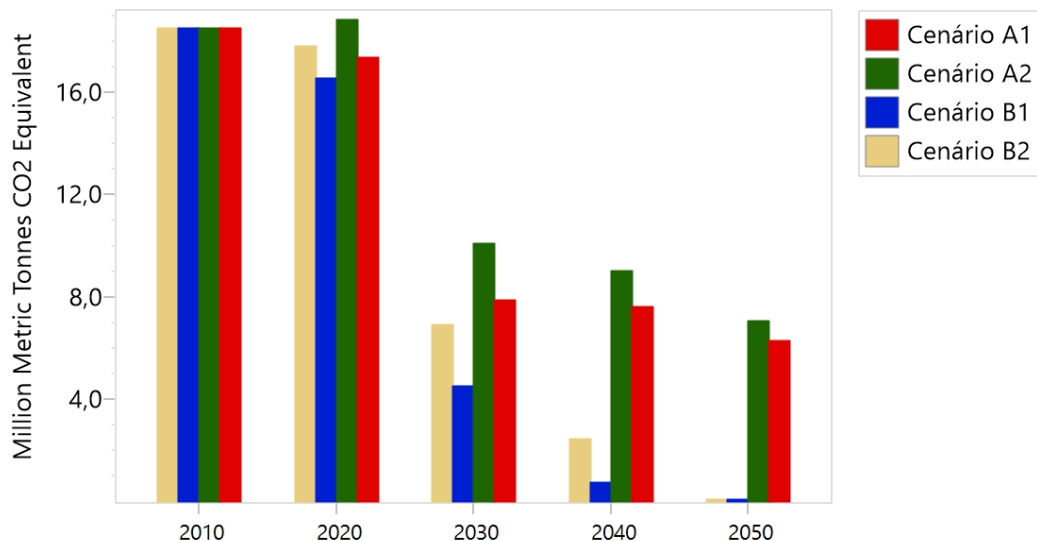


Figura 36 - Comparação entre as emissões de GEE dos 4 cenários

Verifica-se que a intensificação da integração de renováveis no mix energético nos cenários B1 e B2 levou a uma redução muito significativa das emissões de GEE até 2050. Em 2010, as emissões foram cerca de 18,5 milhões de toneladas equivalentes de CO₂. Em 2050 os resultados indicam emissões de menos de 100 mil toneladas equivalentes de CO₂, para os cenários B1 e B2, resultantes da produção através de biomassa.

De forma a comparar as diferenças de emissões entre os 2 cenários de alterações climáticas considerados (RCP4.5 - A1 e B1 e RCP8.5 - A2 e B2) apresentam-se as seguintes figuras obtidas no LEAP.

Emissões de GEE - Cenário A1 vs Cenário A2

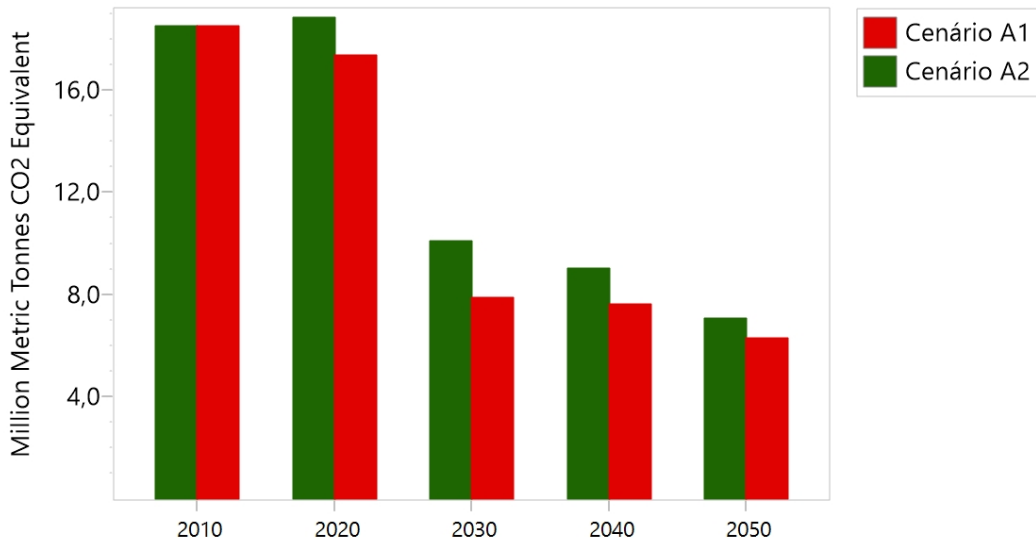


Figura 37 - Comparação entre as emissões de GEE obtidas nos cenários A1 e A2

Emissões de GEE - Cenário B1 vs Cenário B2

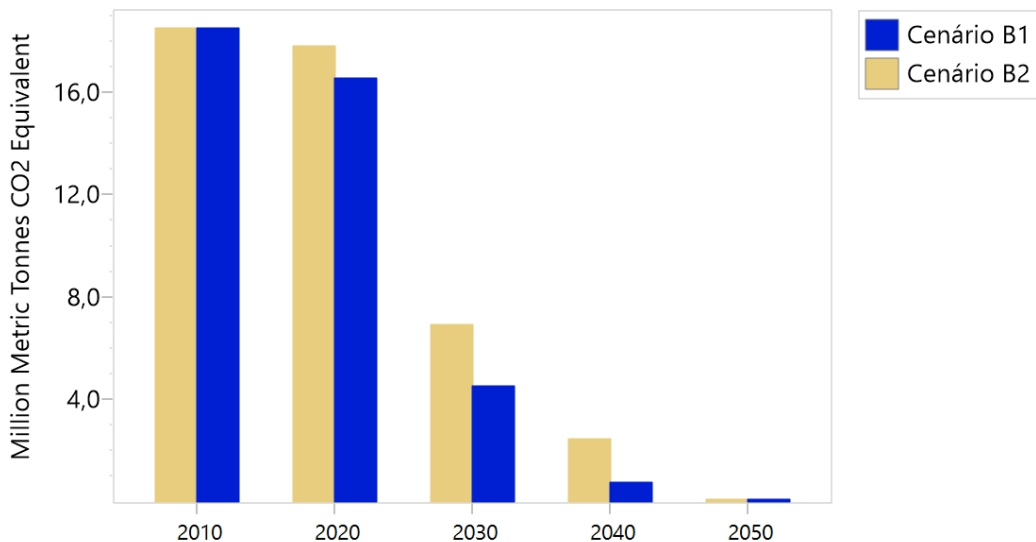


Figura 38 - Comparação entre as emissões de GEE obtidas nos cenários B1 e B2

Verifica-se que os cenários que utilizam projeções climáticas correspondentes ao cenário climático mais agressivo (RCP8.5) apresentam, na maior parte dos anos, emissões mais altas que os cenários que utilizam projeções do cenário menos agressivo (RCP4.5). Este facto não surpreende pelas características dos cenários A2 e B2 relativamente aos cenários A1 e B1, respetivamente: maior consumo e menor produção hídrica.

Isto não acontece em todos os anos devido à variabilidade das projeções climáticas de velocidade do vento, de radiação e principalmente de precipitação, que podem resultar em maiores percentagens de renováveis nos cenários A1 e B1 relativamente a A2 e B2 respetivamente. A apresentação dos resultados de 10 em 10 anos permite diminuir essa variabilidade.

4.3 Custos

De forma a comparar os 4 cenários em termos de custos, utilizaram-se as projeções de custos para 2050 presentes nos pressupostos do simulador EDP 2050 [18], apresentados na Tabela 13. Utilizaram-se dados de custos de operação e manutenção, fixos (FOM) e variáveis (VOM). Nesta análise não foram considerados custos de investimento porque não se encontram disponíveis²¹. Sabe-se que a evolução tecnológica tem permitido reduções importantes nos últimos anos, mas desconhece-se como vai evoluir a médio prazo.

Tabela 13 - Custos de operação e manutenção, fixos e variáveis

Fonte de Produção	FOM (€/kW)	VOM(€/MWh)
Gás Natural	19,7	1,75
Carvão	37,5	18
Fuel	50	1,75
Eólica	20	4,5
Solar	20	0
Hídrica	10	0
Biomassa	50	8
Geotérmica	25	9

Dada a grande flutuação de algumas variáveis climáticas de ano para ano, decidiu-se utilizar estes mesmo valores de custos nos anos entre 2045 e 2050, pois se considera que não serão muito diferentes ao longo destes anos. Fazendo a média dos custos obtidos para os 4 cenários durante esses anos chegou-se ao seguinte resultado:

Tabela 14 - Custos de produção (média 2045- 2050)

Cenário	Custo de Produção (milhões de €)
A1	597,05
A2	603,49
B1	919,12
B2	925,91

²¹ Não foram encontradas projeções da evolução destes custos para o horizonte de estudo.

Daqui se conclui que:

- o cenário A2 apresenta em média custos 1,08% superiores aos do cenário A1;
- o cenário B2 apresentam em média custos 0,74% superiores aos do cenário B1;
- os custos dos cenários B1 e B2 são muito maiores que os dos cenários A1 e A2.

Comparando os cenários em termos de intensidade de alterações climáticas de uma forma geral, os custos dos cenários que utilizam as projeções do RCP8.5 (A2 e B2) são maiores que os dos cenários que utilizam as projeções do RCP4.5 (A1 e B1), respetivamente.

Relativamente ao nível de integração de renováveis, os cenários com integração mais intensiva (mais potência instalada) B1 e B2 apresentam naturalmente custos muito maiores que os cenários com menor integração de renováveis.

Note-se que não são conhecidas as fontes nem as metodologias usadas para determinar os custos considerados na Tabela 13 (retirados do Simulador EDP 2050) e que alguns destes montantes poderão não ser consensuais. Por exemplo, o carvão tem custo variável (VOM) muito superior ao do gás natural e do fuel, sendo o carvão atualmente conhecido por ser muito barato apesar de poluente. Por outro lado, a eólica tem um VOM também superior ao do gás natural e do fuel, apesar de não consumir combustível. Importa ainda referir que as projeções de custos de outras fontes de dados analisadas variam consideravelmente, pelo que os resultados obtidos para os custos foram interpretados com precaução [32].

Capítulo 5

Conclusões

O trabalho realizado nesta dissertação tem como objetivo principal investigar o impacto das alterações climáticas no *mix* energético em Portugal. A metodologia utilizada baseou-se na análise da evolução climática passada e em projeções climáticas futuras. Foi feita uma caracterização da evolução passada da capacidade instalada por tipo de fonte de produção de energia e do *mix* energético em Portugal, tendo em conta as políticas energéticas nacionais e as projeções para o futuro. Relacionou-se depois o *mix* energético com a capacidade instalada e com as variáveis climáticas. A combinação de projeções climáticas e estratégias energéticas deu origem a 4 cenários de estudo.

Os principais resultados obtidos permitem concluir que, se as estratégias políticas forem de incentivo à integração intensiva de renováveis, será possível no futuro um sistema elétrico que utiliza apenas fontes renováveis, para qualquer dos cenários de alterações climáticas considerados, havendo ainda um grande potencial exportador.

De uma forma geral e seja qual for o nível de integração de renováveis, o cenário climático de patamar intermédio resulta numa maior percentagem de renováveis comparativamente ao cenário mais agressivo, embora isto não aconteça todos os anos devido à elevada variabilidade das grandezas climáticas, principalmente da precipitação.

A análise de emissões mostra que os cenários B (com maior integração de renováveis) conduzem a menores níveis de emissões que os cenários A. Também se verificou que o cenário climático mais agressivo (2) leva a emissões maiores em comparação com o cenário de alterações climáticas mais moderadas (1).

A análise de custos, embora preliminar, aponta para custos mais elevados para os cenários B comparativamente ao A, por exigir maior integração de renováveis. Por outro lado, o cenário 2 implica custos mais elevados que o cenário 1.

Apresentam-se os seguintes exemplos de sugestões para desenvolvimentos futuros:

- análise de custos mais desenvolvida;
- consideração de outros cenários de consumo (aumento de veículos elétricos);
- aproveitamento do armazenamento como forma de otimizar (diminuir) as necessidades de instalação de tanta capacidade renovável.

Referências

- [1] LEAP, and Energy Community. 2018. <https://www.energycommunity.org/>
- [2] Portal do Clima. 2018. <http://portaldoclima.pt/pt/>.
- [3] Richard Moss; Mustafa Babiker; Sander Brinkman; Eduardo Calvo; Tim Carter; Jae Edmonds; Ismail Elgizouli; Seita Emori; Lin Erda; Kathy Hibbard; Roger Jones; Mikiko Kainuma; Jessica Kelleher; Jean Francois Lamarque; Martin Manning; Ben Matthews; Jerry Meehl; Leo Meyer; John Mitchell; Nebojsa Nakicenovic; Brian O’Neill; Ramon Pichs; Keywan Riahi; Steven Rose; Paul Runci; Ron Stouffer; Detlef van Vuuren; John Weyant; Tom Wilbanks; Jean Pascal van Ypersele & Monika Zurek. 2008. “Towards New Scenarios for Analysis of Emissions, Climate Change, Impacts, and Response Strategies “. Geneva: Intergovernmental Panel on Climate Change
- [4] John Weyant, Christian Azar, Mikiko Kainuma, Jiang Kejun, Nebojsa Nakicenovic, P.R. Shukla, Emilio La Rovere and Gary Yohe. 2009. “Report of 2.6 Versus 2.9 Watts/m2 RCPP Evaluation Panel” . Geneva, Switzerland: IPCC Secretariat
- [5] Marengo, José A., Richard Betts, Carlos A. Nobre, Sin Chan Chou, Javier Tomasella, Gilvan Sampaio, Lincon M. Alves, Guilherme O. Obregón, Wagner R. Soares, and Gillian Kay. 2011. “Riscos Das Mudanças Climáticas No Brasil: Análise Conjunta Brasil-Reino Unido Sobre Os Impactos Das Mudanças Climáticas E Do Desmatamento Na Amazônia.”
- [6] IPCC. 2013: Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Stocker, T.F., D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex and P.M. Midgley (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 1535 pp.
- [7] IPCC. 2014: Climate Change 2014: Impacts, Adaptation, and Vulnerability. Part A: Global and Sectoral Aspects. Contribution of Working Group II to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Field, C.B., V.R. Barros, D.J. Dokken, K.J. Mach, M.D. Mastrandrea, T.E. Bilir, M. Chatterjee, K.L. Ebi, Y.O. Estrada, R.C. Genova, B. Girma, E.S. Kissel, A.N. Levy, S. MacCracken, P.R. Mastrandrea, and L.L. White (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 1132 pp.
- [8] SIAM II BOOK - Alterações climáticas em Portugal - Cenários, impactos e medidas. 2006. <http://cciam.fc.ul.pt/prj/siam/>
- [9] R.Aguiar (INETI) para SIAM (FFCUL). 2002. Disponível em: <http://cciam.fc.ul.pt/prj/siam/>
- [10] DGEG - Direção Geral de Energia e Geologia, República Portuguesa. “Energia em Portugal, 2015”. <http://www.dgeg.gov.pt/>.
- [11] DGEG - Direção Geral de Energia e Geologia, República Portuguesa. “Renováveis: Estatísticas Rápidas, 2018”. <http://www.dgeg.gov.pt/>.

- [12] Edenhofer, Ottmar, Kristin Seyboth, Felix Creutzig, and Steffen Schlömer. 2013. “On the Sustainability of Renewable Energy Sources.” *Annual Review of Environment and Resources* 38:169-200. <https://doi.org/10.1146/annurev-environ-051012-145344>
- [13] REN21 - *Renewable Energy Policy for the 21st century*. 2018. “Advancing The Global Renewable Energy Transition”. http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2018/06/180603_GSR_2018_Highlights_D_2.pdf.
- [14] APREN. 2017. “Eletricidade Renovável em Revista”. <http://www.apren.pt/contents/files/2017-eletricidade-renovavel-em-revista.pdf>.
- [15] APREN. 2018. “Evolução da Produção elétrica em Portugal Continental e Evolução da Potência Instalada nos Centros Eletroprodutores de Portugal Continental”. <http://www.apren.pt>.
- [16] PORDATA, Energia. 2018. <https://www.pordata.pt/Subtema/Portugal/Energia-90>.
- [17] PORDATA, Clima. 2018. <https://www.pordata.pt/Subtema/Portugal/Polui%C3%A7%C3%A3o+Atmosf%C3%A9rica+e+Clima-86>.
- [18] EDP - Simulador 2050, manual de instruções. 2012. <http://www.2050.edp.pt/FileControl/Doc/FilePDFPT58.pdf>
- [19] REN, Estatísticas mensais. 2018. <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoExploracao/Paginas/EstatisticaMensal.aspx>
- [20] “Radiação Solar Global em Portugal e a sua variabilidade, mensal e anual”. Afonso Cavaco, Hugo Silva, Jorge Neto, Paulo Canhoto, Manuel Collares Pereira. 2016. <http://www.ipes.pt/ipes/wp-content/uploads/2017/10/Radia%C3%A7%C3%A3o-Solar-Global-em-Portugal-e-a-sua-variabilidade.pdf>
- [21] ERSE. 2017. Anexo V: Perfis de microprodução, miniprodução e pequena potência de tecnologia solar fotovoltaica. <http://www.erse.pt/pt/>.
- [22] European Climate Foundation, World Energy Council, University of Cambridge’s Judge Business School, and Institute for Sustainability Leadership. 2014. “Climate Change: Implications for the Energy Sector - Key Findings from the Intergovernmental Panel on Climate Change, Fifth Assessment Report.”
- [23] AdaPT. 2018. <http://apambiente.wixsite.com/adapt>
- [24] Agência Portuguesa do Ambiente. 2012. Roteiro Nacional de Baixo Carbono 2050 - Opções de transição para uma economia de baixo carbono competitiva em 2050. https://www.apambiente.pt/_zdata/DESTAQUES/2012/RNBC_COMPLETO_2050_V04.pdf
- [25] Agência Portuguesa do Ambiente. 2018. <https://rea.apambiente.pt/content/energias-renovaveis>
- [26] IPMA - Instituto Português do Mar e da Atmosfera. 2018. <http://www.ipma.pt/pt/index.html>
- [27] PNAER2020 - Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis no horizonte 2020. Governo de Portugal. 2013. <https://dre.pt/application/file/260476>

- [28] PNAEE - Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética. Governo de Portugal. 2018. <http://www.pnaee.pt/pnaee>
- [29] Bernardino, M e Espírito Santo, F. 2015 - “Identificação de metodologias para a definição de cenários climáticos no contexto das alterações climáticas no sector do turismo”. Lisboa, LNEC e IPMA. Projeto AdaPT AC:T, v0.
- [30] Naki enovi , N. e R. Swart (eds.), 2000: Special Report on Emissions Scenarios. A Special Report of Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press, Cambridge, Reino Unido e Nova Iorque, NI, EUA
- [31] Dados de capacidade eólica e velocidade do vento a nível ibérico para o ano 2011 fornecidos pela SmartWatt. 2013
- [32] EIA - US Energy Information Administration. 2017. “Levelized cost and levelized avoided cost of new generation resources in the annual energy Outlook 2017”.

CENÁRIO A1	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
PRODUÇÃO TOTAL	61967	62323	62677	63030	63383	63735	64086	64436	64786	65135	65484	65832	66179	66526	66872	67218
Gás Natural	23480	16195	18679	24096	15272	18817	17615	24104	25574	17381	18030	17462	13909	19395	10779	15504
%	37,89%	25,99%	29,80%	38,23%	24,09%	29,52%	27,49%	37,41%	39,47%	26,68%	27,53%	26,53%	21,02%	29,15%	16,12%	23,06%
Carvão	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Outros Fósseis	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
TOTAL TÉRMICA	23480	16195	18679	24096	15272	18817	17615	24104	25574	17381	18030	17462	13909	19395	10779	15504
%	37,89%	25,99%	29,80%	38,23%	24,09%	29,52%	27,49%	37,41%	39,47%	26,68%	27,53%	26,53%	21,02%	29,15%	16,12%	23,06%
Eólica	12634	13275	13457	12563	13978	13848	13851	13580	13527	14551	14501	14611	15246	14759	15719	15278
%	20,39%	21,30%	21,47%	19,93%	22,05%	21,73%	21,61%	21,07%	20,88%	22,34%	22,14%	22,19%	23,04%	22,18%	23,51%	22,73%
Solar	3001	3229	3489	3845	4055	4424	4787	5247	5806	6035	6569	6883	7518	8260	8653	9368
%	4,84%	5,18%	5,57%	6,10%	6,40%	6,94%	7,47%	8,14%	8,96%	9,27%	10,03%	10,46%	11,36%	12,42%	12,94%	13,94%
Hídrica	19546	26298	23708	19165	26698	23249	24418	18073	16427	23699	22897	23371	25983	20571	28161	23491
%	31,54%	42,20%	37,83%	30,41%	42,12%	36,48%	38,10%	28,05%	25,36%	36,38%	34,97%	35,50%	39,26%	30,92%	42,11%	34,95%
Biomassa	3089	3107	3125	3143	3161	3179	3197	3215	3233	3251	3269	3287	3305	3323	3341	3359
%	4,99%	4,99%	4,99%	4,99%	4,99%	4,99%	4,99%	4,99%	4,99%	4,99%	4,99%	4,99%	4,99%	5,00%	5,00%	5,00%
Geotermia	218	218	218	218	218	218	218	218	218	218	218	218	218	218	218	218
%	0,35%	0,35%	0,35%	0,35%	0,34%	0,34%	0,34%	0,34%	0,34%	0,33%	0,33%	0,33%	0,33%	0,33%	0,33%	0,32%
TOTAL RENOVÁVEL	38488	46128	43998	38934	48111	44918	46470	40332	39212	47754	47454	48369	52270	47131	56093	51715
%	62,11%	74,01%	70,20%	61,77%	75,91%	70,48%	72,51%	62,59%	60,53%	73,32%	72,47%	73,47%	78,98%	70,85%	83,88%	76,94%
PERDAS	4957	4986	5014	5042	5071	5099	5127	5155	5183	5211	5239	5267	5294	5322	5350	5377
CONSUMO TOTAL	57010	57337	57663	57988	58312	58636	58959	59281	59603	59924	60245	60565	60885	61204	61523	61841
Doméstico	14875	14955	15036	15117	15197	15278	15359	15440	15520	15601	15682	15762	15843	15924	16004	16085
Não Doméstico	14308	14385	14463	14541	14618	14696	14773	14851	14929	15006	15084	15162	15239	15317	15394	15472
Indústria	20013	20121	20230	20339	20447	20556	20664	20773	20881	20990	21099	21207	21316	21424	21533	21642
Agricultura	922	927	932	937	943	948	953	958	963	968	973	978	983	988	993	998
Iluminação Pública	1660	1669	1678	1687	1696	1705	1714	1723	1732	1741	1750	1759	1768	1777	1786	1795
Edifícios do Estado	1585	1594	1603	1611	1620	1628	1637	1646	1654	1663	1671	1680	1689	1697	1706	1714
Outros	1276	1282	1289	1296	1303	1310	1317	1324	1331	1338	1345	1352	1359	1365	1372	1379
BOMBAGEM	2372	2402	2431	2460	2488	2515	2542	2568	2593	2618	2642	2666	2689	2712	2734	2756
SALDO IMPORTADOR (IMP-EXP)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

CENÁRIO A2	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
PRODUÇÃO TOTAL	62561	62920	63277	63634	63990	64345	64699	65053	65406	65758	66110	66461	66812	67162	67511	67860
Gás Natural	23377	26433	23632	22895	23684	22241	17889	25808	18295	23150	18485	21590	19146	25735	19857	17404
%	37,37%	42,01%	37,35%	35,98%	37,01%	34,57%	27,65%	39,67%	27,97%	35,20%	27,96%	32,48%	28,66%	38,32%	29,41%	25,65%
Carvão	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Outros Fósseis	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
TOTAL TÉRMICA	23377	26433	23632	22895	23684	22241	17889	25808	18295	23150	18485	21590	19146	25735	19857	17404
%	37,37%	42,01%	37,35%	35,98%	37,01%	34,57%	27,65%	39,67%	27,97%	35,20%	27,96%	32,48%	28,66%	38,32%	29,41%	25,65%
Eólica	12764	12559	13456	13378	13562	13151	13599	13331	14112	13839	14870	14540	14900	14383	14744	14709
%	20,40%	19,96%	21,27%	21,02%	21,19%	20,44%	21,02%	20,49%	21,58%	21,05%	22,49%	21,88%	22,30%	21,42%	21,84%	21,68%
Solar	2941	3205	3466	3712	3976	4315	4593	5059	5323	5899	6235	6881	7274	8040	8617	9139
%	4,70%	5,09%	5,48%	5,83%	6,21%	6,71%	7,10%	7,78%	8,14%	8,97%	9,43%	10,35%	10,89%	11,97%	12,76%	13,47%
Hídrica	20172	17398	19380	20288	19389	21241	25203	17421	24224	19401	23033	19945	21968	15462	20734	23031
%	32,24%	27,65%	30,63%	31,88%	30,30%	33,01%	38,95%	26,78%	37,04%	29,50%	34,84%	30,01%	32,88%	23,02%	30,71%	33,94%
Biomassa	3089	3107	3125	3143	3161	3179	3197	3215	3233	3251	3269	3287	3305	3323	3341	3359
%	4,94%	4,94%	4,94%	4,94%	4,94%	4,94%	4,94%	4,94%	4,94%	4,94%	4,95%	4,95%	4,95%	4,95%	4,95%	4,95%
Geotermia	218	218	218	218	218	218	218	218	218	218	218	218	218	218	218	218
%	0,35%	0,35%	0,34%	0,34%	0,34%	0,34%	0,34%	0,33%	0,33%	0,33%	0,33%	0,33%	0,33%	0,32%	0,32%	0,32%
TOTAL RENOVÁVEL	39184	36487	39645	40739	40306	42104	46810	39245	47111	42608	47625	44871	47665	41427	47655	50456
%	62,63%	57,99%	62,65%	64,02%	62,99%	65,43%	72,35%	60,33%	72,03%	64,80%	72,04%	67,52%	71,34%	61,68%	70,59%	74,35%
PERDAS	5005	5034	5062	5091	5119	5148	5176	5204	5232	5261	5289	5317	5345	5373	5401	5429
CONSUMO TOTAL	57556	57886	58215	58543	58871	59197	59523	59849	60173	60497	60821	61144	61467	61789	62110	62432
Doméstico	15023	15105	15186	15268	15349	15431	15512	15594	15675	15757	15838	15920	16002	16083	16165	16246
Não Doméstico	14451	14529	14608	14686	14764	14843	14921	15000	15078	15156	15235	15313	15392	15470	15548	15627
Indústria	20213	20323	20432	20542	20652	20761	20871	20981	21090	21200	21310	21419	21529	21639	21748	21858
Agricultura	932	937	942	947	952	957	962	967	972	977	982	987	992	997	1002	1008
Iluminação Pública	1676	1685	1695	1704	1713	1722	1731	1740	1749	1758	1767	1776	1786	1795	1804	1813
Edifícios do Estado	1601	1610	1619	1627	1636	1645	1653	1662	1671	1679	1688	1697	1706	1714	1723	1732
Outros	1288	1295	1302	1309	1316	1323	1330	1337	1344	1351	1358	1365	1372	1379	1386	1393
BOMBAGEM	2372	2402	2431	2460	2488	2515	2542	2568	2593	2618	2642	2666	2689	2712	2734	2756
SALDO IMPORTADOR (IMP-EXP)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

CENÁRIO B1	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
PRODUÇÃO TOTAL	56863	57594	58324	58796	59267	59738	60209	60681	61152	61623	62094	62566	63037	63508	63979	64450	64922
Gás Natural	10143	10254	10295	23750	28654	25038	22121	22708	19901	16034	13793	14867	11070	13536	10369	6941	9834
%	17,84%	17,80%	17,65%	40,39%	48,35%	41,91%	36,74%	37,42%	32,54%	26,02%	22,21%	23,76%	17,56%	21,31%	16,21%	10,77%	15,15%
Carvão	12679	12817	12868	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
%	22,30%	22,25%	22,06%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Outros Fósseis	2536	2563	2574	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
%	4,46%	4,45%	4,41%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
TOTAL TÉRMICA	25358	25634	25736	23750	28654	25038	22121	22708	19901	16034	13793	14867	11070	13536	10369	6941	9834
%	44,59%	44,51%	44,13%	40,39%	48,35%	41,91%	36,74%	37,42%	32,54%	26,02%	22,21%	23,76%	17,56%	21,31%	16,21%	10,77%	15,15%
Eólica	11127	11254	11123	12032	11831	12696	13888	14321	15009	16222	16551	17125	17996	18451	19031	19460	20097
%	19,57%	19,54%	19,07%	20,46%	19,96%	21,25%	23,07%	23,60%	24,54%	26,32%	26,66%	27,37%	28,55%	29,05%	29,75%	30,19%	30,96%
Solar	828	902	971	1510	2148	2677	3211	3789	4301	4877	5368	6014	6569	7150	7616	8143	8772
%	1,46%	1,57%	1,67%	2,57%	3,62%	4,48%	5,33%	6,24%	7,03%	7,91%	8,64%	9,61%	10,42%	11,26%	11,90%	12,63%	13,51%
Hídrica	16513	16731	17386	18257	13250	15807	17331	16066	18006	20418	22173	20212	22917	19750	22204	25010	21184
%	29,04%	29,05%	29,81%	31,05%	22,36%	26,46%	28,78%	26,48%	29,44%	33,13%	35,71%	32,31%	36,36%	31,10%	34,70%	38,80%	32,63%
Biomassa	2819	2855	2891	2926	2962	2998	3034	3070	3106	3142	3177	3213	3249	3285	3321	3357	3392
%	4,96%	4,96%	4,96%	4,98%	5,00%	5,02%	5,04%	5,06%	5,08%	5,10%	5,12%	5,14%	5,15%	5,17%	5,19%	5,21%	5,23%
Geotermia	218	218	218	320	421	523	625	727	828	930	1032	1133	1235	1337	1439	1540	1642
%	0,38%	0,38%	0,37%	0,54%	0,71%	0,88%	1,04%	1,20%	1,35%	1,51%	1,66%	1,81%	1,96%	2,11%	2,25%	2,39%	2,53%
TOTAL RENOVÁVEL	31505	31960	32588	35045	30612	34700	38088	37973	41251	45589	48301	47698	51967	49972	53610	57509	55088
%	55,41%	55,49%	55,87%	59,61%	51,65%	58,09%	63,26%	62,58%	67,46%	73,98%	77,79%	76,24%	82,44%	78,69%	83,79%	89,23%	84,85%
PERDAS	5004	5068	5133	5174	5215	5257	5298	5340	5381	5423	5464	5506	5547	5589	5630	5672	5713
CONSUMO TOTAL	51 859	52 525	53 192	53 622	54 051	54 481	54 911	55 341	55 770	56 200	56 630	57 060	57 490	57 919	58 349	58 779	59 209
Doméstico	13503	13583	13664	13745	13826	13906	13987	14068	14148	14229	14310	14390	14471	14552	14633	14713	14794
Não Doméstico	12988	13066	13143	13221	13299	13376	13454	13531	13609	13687	13764	13842	13920	13997	14075	14152	14230
Indústria	18167	18276	18384	18493	18601	18710	18818	18927	19036	19144	19253	19361	19470	19578	19687	19796	19904
Agricultura	837	842	847	852	857	862	867	872	877	882	887	892	897	902	907	912	917
Iluminação Pública	1507	1516	1525	1534	1543	1552	1561	1570	1579	1588	1597	1606	1615	1624	1633	1642	1651
Edifícios do Estado	1439	1448	1456	1465	1474	1482	1491	1499	1508	1517	1525	1534	1542	1551	1560	1568	1577
Outros	1158	1165	1172	1179	1186	1192	1199	1206	1213	1220	1227	1234	1241	1248	1255	1262	1269
BOMBAGEM	2260	2630	3000	3133	3267	3400	3533	3667	3800	3933	4067	4200	4333	4467	4600	4733	4867
SALDO IMPORTADOR (IMP-EXP)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

CENÁRIO B1	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
PRODUÇÃO TOTAL	65393	65864	66335	66807	68449	67749	68345	68692	69163	72287	72610	73927	79052	74029	84128	79656
Gás Natural	10868	2424	4025	9214	0	1727	0	5879	6642	0	0	0	0	0	0	0
%	16,62%	3,68%	6,07%	13,79%	0,00%	2,55%	0,00%	8,56%	9,60%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Carvão	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Outros Fósseis	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
TOTAL TÉRMICA	10868	2424	4025	9214	0	1727	0	5879	6642	0	0	0	0	0	0	0
%	16,62%	3,68%	6,07%	13,79%	0,00%	2,55%	0,00%	8,56%	9,60%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Eólica	20475	21980	22741	21649	24544	24754	25187	25104	25404	27743	28053	28660	30309	29719	32047	31518
%	31,31%	33,37%	34,28%	32,41%	35,86%	36,54%	36,85%	36,55%	36,73%	38,38%	38,63%	38,77%	38,34%	40,15%	38,09%	39,57%
Solar	9332	9853	10414	11193	11484	12159	12743	13501	14416	14434	15112	15211	15938	16778	16822	17410
%	14,27%	14,96%	15,70%	16,75%	16,78%	17,95%	18,64%	19,65%	20,84%	19,97%	20,81%	20,58%	20,16%	22,66%	20,00%	21,86%
Hídrica	19546	26298	23708	19165	26698	23249	24418	18073	16427	23699	22897	23371	25983	20571	28161	23491
%	29,89%	39,93%	35,74%	28,69%	39,01%	34,32%	35,73%	26,31%	23,75%	32,79%	31,53%	31,61%	32,87%	27,79%	33,47%	29,49%
Biomassa	3428	3464	3500	3536	3572	3608	3643	3679	3715	3751	3787	3823	3858	3894	3930	3966
%	5,24%	5,26%	5,28%	5,29%	5,22%	5,32%	5,33%	5,36%	5,37%	5,19%	5,22%	5,17%	4,88%	5,26%	4,67%	4,98%
Geotermia	1744	1846	1947	2049	2151	2253	2354	2456	2558	2660	2761	2863	2965	3067	3168	3270
%	2,67%	2,80%	2,94%	3,07%	3,14%	3,33%	3,44%	3,58%	3,70%	3,68%	3,80%	3,87%	3,75%	4,14%	3,77%	4,11%
TOTAL RENOVÁVEL	54525	63441	62311	57593	68449	66022	68345	62813	62521	72287	72610	73927	79052	74029	84128	79656
%	83,38%	96,32%	93,93%	86,21%	100,00%	97,45%	100,00%	91,44%	90,40%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
PERDAS	5755	5796	5838	5879	6023	5962	6014	6045	6086	6361	6390	6506	6957	6515	7403	7010
CONSUMO TOTAL	59 638	60 068	60 498	60 928	61 357	61 787	62 217	62 647	63 077	63 506	63 936	64 366	64 796	65 225	65 655	66 085
Doméstico	14875	14955	15036	15117	15197	15278	15359	15440	15520	15601	15682	15762	15843	15924	16004	16085
Não Doméstico	14308	14385	14463	14541	14618	14696	14773	14851	14929	15006	15084	15162	15239	15317	15394	15472
Indústria	20013	20121	20230	20339	20447	20556	20664	20773	20881	20990	21099	21207	21316	21424	21533	21642
Agricultura	922	927	932	937	943	948	953	958	963	968	973	978	983	988	993	998
Iluminação Pública	1660	1669	1678	1687	1696	1705	1714	1723	1732	1741	1750	1759	1768	1777	1786	1795
Edifícios do Estado	1585	1594	1603	1611	1620	1628	1637	1646	1654	1663	1671	1680	1689	1697	1706	1714
Outros	1276	1282	1289	1296	1303	1310	1317	1324	1331	1338	1345	1352	1359	1365	1372	1379
BOMBAGEM	5000	5133	5267	5400	5533	5667	5800	5933	6067	6200	6333	6467	6600	6733	6867	7000
SALDO IMPORTADOR (IMP-EXP)	0	0	0	0	-1068	0	-114	0	0	-2419	-2284	-3056	-7300	-2289	-11070	-6561

CENÁRIO B2	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
PRODUÇÃO TOTAL	65992	66467	66941	67416	67890	68365	68839	69314	70217	70263	72692	71212	73833	72160	74642	77595
Gás Natural	10816	13185	9030	7682	7707	5897	683	8095	0	3956	0	853	0	4443	0	0
%	16,39%	19,84%	13,49%	11,40%	11,35%	8,63%	0,99%	11,68%	0,00%	5,63%	0,00%	1,20%	0,00%	6,16%	0,00%	0,00%
Carvão	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Outros Fósseis	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
TOTAL TÉRMICA	10816	13185	9030	7682	7707	5897	683	8095	0	3956	0	853	0	4443	0	0
%	16,39%	19,84%	13,49%	11,40%	11,35%	8,63%	0,99%	11,68%	0,00%	5,63%	0,00%	1,20%	0,00%	6,16%	0,00%	0,00%
Eólica	20685	20794	22740	23055	23812	23508	24730	24645	26503	26386	28767	28521	29621	28964	30058	30344
%	31,35%	31,28%	33,97%	34,20%	35,07%	34,39%	35,92%	35,56%	37,74%	37,55%	39,57%	40,05%	40,12%	40,14%	40,27%	39,10%
Solar	9146	9780	10344	10806	11259	11858	12225	13017	13217	14108	14344	15207	15421	16332	16751	16985
%	13,86%	14,71%	15,45%	16,03%	16,58%	17,35%	17,76%	18,78%	18,82%	20,08%	19,73%	21,35%	20,89%	22,63%	22,44%	21,89%
Hídrica	20172	17398	19380	20288	19389	21241	25203	17421	24224	19401	23033	19945	21968	15462	20734	23031
%	30,57%	26,18%	28,95%	30,09%	28,56%	31,07%	36,61%	25,13%	34,50%	27,61%	31,69%	28,01%	29,75%	21,43%	27,78%	29,68%
Biomassa	3428	3464	3500	3536	3572	3608	3643	3679	3715	3751	3787	3823	3858	3894	3930	3966
%	5,20%	5,21%	5,23%	5,24%	5,26%	5,28%	5,29%	5,31%	5,29%	5,34%	5,21%	5,37%	5,23%	5,40%	5,27%	5,11%
Geotermia	1744	1846	1947	2049	2151	2253	2354	2456	2558	2660	2761	2863	2965	3067	3168	3270
%	2,64%	2,78%	2,91%	3,04%	3,17%	3,30%	3,42%	3,54%	3,64%	3,79%	3,80%	4,02%	4,02%	4,25%	4,24%	4,21%
TOTAL RENOVÁVEL	55176	53282	57912	59733	60183	62468	68156	61219	70217	66306	72692	70359	73833	67718	74642	77595
%	83,61%	80,16%	86,51%	88,60%	88,65%	91,37%	99,01%	88,32%	100,00%	94,37%	100,00%	98,80%	100,00%	93,84%	100,00%	100,00%
PERDAS	5807	5849	5891	5933	5974	6016	6058	6100	6179	6183	6397	6267	6497	6350	6568	6828
CONSUMO TOTAL	60185	60618	61050	61483	61916	62348	62781	63214	63647	64079	64512	64945	65378	65810	66243	66676
Doméstico	15023	15105	15186	15268	15349	15431	15512	15594	15675	15757	15838	15920	16002	16083	16165	16246
Não Doméstico	14451	14529	14608	14686	14764	14843	14921	15000	15078	15156	15235	15313	15392	15470	15548	15627
Indústria	20213	20323	20432	20542	20652	20761	20871	20981	21090	21200	21310	21419	21529	21639	21748	21858
Agricultura	932	937	942	947	952	957	962	967	972	977	982	987	992	997	1002	1008
Iluminação Pública	1676	1685	1695	1704	1713	1722	1731	1740	1749	1758	1767	1776	1786	1795	1804	1813
Edifícios do Estado	1601	1610	1619	1627	1636	1645	1653	1662	1671	1679	1688	1697	1706	1714	1723	1732
Outros	1288	1295	1302	1309	1316	1323	1330	1337	1344	1351	1358	1365	1372	1379	1386	1393
BOMBAGEM	5000	5133	5267	5400	5533	5667	5800	5933	6067	6200	6333	6467	6600	6733	6867	7000
SALDO IMPORTADOR (IMP-EXP)	0	0	0	0	0	0	0	0	-391	0	-1783	0	-1958	0	-1830	-4091

