



Rui Jorge Passos Lopes Nunes

Planeamento de Sistema de Energia 100% Renováveis

Julho 2017



UNIVERSIDADE DE COIMBRA



Faculdade de Ciências e Tecnologia de Universidade de Coimbra
Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Planeamento de Sistemas de Energia 100% Renováveis

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Rui Jorge Passos Lopes Nunes

Júri:

Professor Doutor Humberto Manuel Matos Jorge (Presidente)

Professor Doutor Pedro Manuel Soares Moura (Orientador)

Professor Doutor Tony Richard de Oliveira de Almeida (Vogal)

Coimbra, Julho 2017

Agradecimentos

Um especial agradecimento ao Professor Doutor Pedro Manuel Soares Moura pela sua disponibilidade, prontidão e por todo o conhecimento transmitido, tornando possível a elaboração desta dissertação.

Quero também agradecer a toda a comunidade docente da Faculdade de Ciências de Tecnologia da Universidade de Coimbra com quem tive o prazer de aprender e trabalhar.

Para concluir, quero agradecer aos meus amigos e à minha família pelo apoio incondicional durante esta fase importante da minha vida.

Resumo

A integração de fontes renováveis no sector elétrico é uma realidade na maioria dos países europeus. O tema assume uma grande importância no sentido em que permite o aproveitamento dos próprios recursos energéticos, diminuindo a necessidade de matérias primas importadas, cuja utilização é responsável por problemas ambientais. No entanto, a intermitência das fontes renováveis obriga a um planeamento da sua implementação, de forma a avaliar o seu potencial, mas também as alternativas para os períodos de geração mais reduzida.

A presente dissertação de Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, na área de especialização de Energia, tem como objetivo o estudo do planeamento de Sistemas de Energia Elétrica 100% renováveis. Para tal, foi realizada uma simulação fiel do Sistema Elétrico de Portugal Continental no ano de 2016. Tal serviu de base para a elaboração de cenários futuros, até ao ano de 2040, tendo em conta previsões relacionadas com o aumento da produção de origem renovável e da diminuição da produção proveniente de combustíveis fósseis.

Os cenários elaborados tiveram em conta as características específicas do Sistema Elétrico Português, tanto no que diz respeito à aposta em tecnologias renováveis específicas e vistas com maior potencial de desenvolvimento, mas também às limitações impostas pelas condições geográficas do país e pela inviabilidade do investimento em outras tecnologias que já estão a atingir o seu potencial máximo aproveitável. A ferramenta utilizada durante o desenvolvimento deste trabalho foi o EnergyPLAN, um software de simulação de sistemas de energia que assegura a sua avaliação com base na distribuição do consumo e da disponibilidade das fontes renováveis intermitentes, permitindo avaliar com detalhe as evoluções dos sistemas simulados.

O trabalho visa sobretudo uma análise técnica a longo prazo com base nos problemas que resultam da intermitência das fontes renováveis consideradas, que originam períodos de escassa geração e outros de geração em excesso, e na forma como o Sistema Elétrico será capaz de lidar com os mesmos para a garantir a sua fiabilidade. É avaliada a possibilidade da operação de um Sistema Elétrico 100% renovável recorrendo a soluções de armazenamento de energia, nomeadamente a baterias de íões de lítio, de forma a assegurar a fiabilidade do sistema. Concluiu-se que tal é tecnicamente possível, mas que não é economicamente viável.

Palavras-chave: energias renováveis; geração intermitente; sistemas 100% renováveis; planeamento de sistemas de energia; armazenamento de energia.

Abstract

The integration of renewable energy sources in the electricity sector is a reality in most European countries. The subject becomes very important since it allows the use of internal energy resources, reducing the need of imported fuels that are responsible for environmental problems. However, the intermittence of renewable energy sources requires the planning of its implementation in order to evaluate its potential, as well as alternatives for periods with low generation levels.

This Master thesis in Electrical and Computer Engineering in the specialization of Energy aims to study the planning of 100% renewable energy systems. For this purpose, a simulation for the mainland Portuguese electricity system in 2016 was developed. Such simulation was used as starting point for the development of future scenarios, until 2040, considering forecasts related with the increase of renewable energy generation and decrease of fossil fuels based generation.

The developed scenarios take into consideration the specific characteristics of the Portuguese Electric System, considering not only the focus on specific renewable technologies with larger potential for development, but also the limitations imposed by the geographical conditions of the country and the inviability of the investment in technologies already reaching its maximum usable potential. The tool used during the development of this work was EnergyPLAN, a software for the simulation of energy systems that ensures its assessment based on the distribution of the consumption and the availability of the intermittent renewable sources, allowing to observe in detail the evolutions of the simulated systems.

The work mainly aims to present a long-term technical analysis based on the problems created by the intermittency of the considered renewable generation sources, that result in periods with lack or surplus generation, and in the way how the Electrical System will be able to deal with such problems to ensure its reliability. The possibility of operating a 100% Renewable Electric system is evaluated using energy storage solutions, in particular lithium ion batteries. It was concluded that such option is technically possible, but not cost-effective.

Keywords: renewable energy; intermittent generation; 100% renewable systems; energy system planning; energy storage.

Índice

1. Introdução	1
1.1 Motivação.....	1
1.2 Objetivos	1
1.3 Estrutura da dissertação	2
2. Planeamento Energético	4
2.1 Geração Renovável e Intermitência	4
2.2 Modelos de Planeamento Energético.....	7
3. Ferramentas para Planeamento Energético	11
3.1 Modelos para Sistemas de Energia	11
3.2 A Ferramenta EnergyPLAN.....	13
4. Simulação do Sistema Elétrico Português.....	18
4.1 Sistema Elétrico Atual	18
4.2 Resultados	23
5. Simulação de Cenários Futuros.....	25
5.1 Cenário para 2020	26
5.2 Cenário para 2025	27
5.3 Cenário para 2030	29
5.4 Cenário para 2040	30
5.5 Emissões de Dióxido de Carbono	31
6. Análise de Estabilidade do Sistema	33
6.1 Trocas de energia com o exterior	34
6.2 Sistema de Armazenamento A.....	38
6.3 Sistema de Armazenamento B.....	42
7. Conclusão e Trabalhos Futuros.....	46
7.1 Conclusão	46
7.1 Trabalhos Futuros	48
Referências Bibliográficas.....	50
Anexos	54
Anexo 1 - Ferramentas para elaboração de modelos energéticos.....	54
Anexo 2 - Produção por Fonte para 2016.....	57
Anexo 3 - Produção renovável dos cenários futuros	62

Índice de Figuras

Figura 1 – Variação da potência, com uma resolução de 10 segundos, de um parque solar fotovoltaico de 4,6 MW [23]	5
Figura 2 – Variação de potência gerada de um parque eólico de 1,4 MW, com uma resolução de 1 segundo [23]	5
Figura 3 – Esquema de funcionamento do <i>software</i> EnergyPLAN.....	14
Figura 4 – Menu <i>Electricity Demand</i>	19
Figura 5 – Menu <i>Heat and Electricity</i>	20
Figura 6 – Menu <i>Electricity Only</i>	21
Figura 7 – Percentagens de potência instalada	23
Figura 8 – Comparação entre a geração energética mensal real de 2016 e a geração mensal calculada pelo EnergyPLAN	23
Figura 9 – Evolução da potência instalada de origem renovável para os cinco cenários elaborados	26
Figura 10 – Proporção das diversas fontes energéticas relativas à geração de energia de origem renovável em 2020 – 69,3 % do consumo anual	27
Figura 11 – Proporção das diversas fontes energéticas relativas à geração de origem renovável em 2025 – 72,4% do consumo anual	29
Figura 12 – Proporção das diversas fontes energéticas relativas à geração de energia de origem renovável em 2030 – 85,1% do consumo total	30
Figura 13 – Proporção das diferentes fontes energéticas relativas à geração de energia em 2040	31
Figure 14 – Evolução das Emissões de CO ₂ ao longo dos cenários elaborados	32
Figura 15 – Importações e Exportações de 2040	36
Figura 16 – Produção eólica em MW por hora durante 2040	36
Figura 17 – Produção Fotovoltaica em MW por hora durante 2040.....	37
Figura 18 – Menu <i>Balancing and Storage</i>	39
Figura 19 – Carga e descarga mensal das baterias de íões de lítio	39
Figura 20 – Evolução das trocas energéticas sem e com o Sistema de Armazenamento.....	40
Figura 21 – Previsão de evolução de custos de sistemas de baterias de íões de lítio	41
Figura 22 – Menu <i>Balancing and Storage</i> para o segundo sistema de armazenamento	42
Figura 23 – Evolução das trocas energéticas para o segundo Sistema de Armazenamento.....	43
Figura 24 – Carga e Descarga para o segundo Sistema de Armazenamento	44
Figura 25 – Comparação entre a produção eólica real e calculada pelo EnergyPLAN	57
Figura 26 – Comparação entre a produção fotovoltaica real e calculada pelo EnergyPLAN.....	58
Figura 27 – Comparação entre a produção em PRE com recurso à Mini-Hídrica real e calculada pelo EnergyPLAN	59
Figura 28 – Comparação entre a produção com recurso à Hídrica Fio de Água real e calculada pelo EnergyPLAN.....	60
Figura 29 – Comparação entre a produção com recurso à Hídrica com Albufeira real e calculada pelo EnergyPLAN	61
Figura 30 – Produção Eólica Futura	62
Figura 31 – Produção Fotovoltaica Futura.....	62
Figura 32 – Produção Futura da Mini-Hídrica.....	63
Figura 33 – Produção Futura da Hídrica Fio de Água.....	63
Figura 34 – Produção Futura da Hídrica com Albufeira.....	64

Índice de Tabelas

Tabela 1 – Características dos diferentes modelos de simulação	13
Tabela 2 – Potência instalada e eficiência para as Centrais Termoelétricas instaladas em Portugal	21
Tabela 3 – Dados relativos ao consumo e à potencia instalada no Sistema Elétrico Português... ..	22
Tabela 4 – Comparação entre os valores mensais de consumo energético real e calculado pelo EnergyPLAN.....	24
Tabela 5 – Evolução do consumo, potencia instalada e produção renovável para os cinco cenários elaborados.....	25
Tabela 6 – Quantidade de emissões por unidade de combustível fóssil.....	32
Tabela 7 – Grandezas relativas às importações e exportações dos cenários elaborados.....	34
Tabela 8 – Comparação entre trocas energéticas sem e com Sistema de Armazenamento.....	39
Tabela 9 - Comparação entre trocas de energia com reforço de linhas.....	42
Tabela 10 - Comparação das trocas energéticas para o segundo Sistema de Armazenamento	43
Tabela 11 – Produção Eólica mensal real e calculada pelo EnergyPLAN – Divergência	57
Tabela 12 – Produção Fotovoltaica real e calculada pelo EnergyPLAN – Divergência.....	58
Tabela 13 – Produção com recurso à Mini-Hídrica real e calculada – Divergência.....	59
Tabela 14 – Produção com recurso à Hídrica Fio de Água real e calculada – Divergência.....	60
Tabela 15 – Produção com recurso à Hídrica com Albufeira real e calculada – Divergência	61

Lista de Acrónimos

APREN – Associação de Energias Renováveis

CEEP – *Critical Excess Energy Production* (Excesso Crítico de Geração de Energia)

CO₂ – Dióxido de Carbono

GEE – Gases de Efeito de Estufa

DSM – *Demand Side Management* (Gestão da Procura)

EEEP – *Exportable Excess Energy Production* (Excesso Exportável de Geração de Energia)

PNAER – Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis

REE – Rede Elétrica Espanhola

REN – Redes Energéticas Nacionais

MIBEL – Mercado Ibérico de Eletricidade

VRB – Vanadium Redox Batteries (Baterias de Redox de Vanádio)

CAES – Compressed Air Energy Storage (Armazenamento de Energia por Ar Comprimido)

1. Introdução

1.1 Motivação

A realização da presente dissertação surge na sequência do crescimento do aproveitamento energético baseado em fontes renováveis do Sistema Elétrico Português. Tal aproveitamento também tem crescido em vários outros países europeus, sendo Portugal um dos países que tem revelado uma evolução mais acentuada nos últimos anos, contando já com uma elevada percentagem de geração renovável no seu sistema electroprodutor.

Os benefícios dos elevados investimentos na instalação de geração renovável são evidentes, nomeadamente o aproveitamento dos recursos endógenos do próprio país, mas também a redução da importação de combustíveis fósseis. Evita-se assim a utilização de recursos que são consumidos mundialmente a uma velocidade muito superior à sua capacidade de renovação, causam uma elevada dependência dos países detentores dos mesmos, e que são também diretamente responsáveis pelos problemas ambientais associados à emissão de Gases de Efeito Estufa (GEE), e que se poderão agravar no futuro caso a sua utilização não seja descartada.

No entanto, a evolução do sistema electroprodutor não passa simplesmente pelo aumento da capacidade instalada de origem renovável, mas também pelo desenvolvimento de soluções capazes de lidar com a intermitência das fontes renováveis. Enquanto a produção proveniente das centrais termoelétricas depende apenas da disponibilidade das matérias primas importadas, a implementação de produção renovável aumenta o grau de complexidade da gestão do sistema electroprodutor. Surge assim a necessidade da simulação de Sistemas Elétricos futuros com uma utilização crescente de energias renováveis, permitindo assim a realização de uma análise técnica do seu comportamento de forma a minimizar os problemas associadas à geração renovável, garantindo a sua viabilidade.

1.2 Objetivos

O principal objetivo desta dissertação passa pela realização de uma simulação fiel do Sistema Elétrico Português, com as características do sistema no ano de 2016 e de outras quatro simulações baseadas nas previsões de evolução do sistema. Tais simulações devem ter em consideração o aumento da percentagem de geração renovável, desde os valores atualmente praticados até ao planeamento de um sistema 100% renovável.

A elaboração do cenário de 2016 deve ser baseada em dados técnicos relacionados com o consumo, geração e capacidade instalada atualmente, disponibilizados pelas entidades gestoras do sistema elétrico. O planeamento dos cenários futuros deve ter em conta o aumento da produção renovável que recorre às tecnologias vistas como mais adequadas ao futuro Sistema Elétrico Português.

Após as simulações, deve-se realizar uma análise técnica do comportamento dos sistemas, não só ao nível da redução da produção que recorre a combustíveis fósseis e aumento da produção renovável, mas também ao nível dos problemas que surgem devido à intermitência das fontes renováveis, nomeadamente à ausência de geração de base nas horas de geração reduzida e os excessos de geração que ocorrem nas horas de maior disponibilidade. Para tal deve ser feita uma análise da estabilidade do sistema, mais propriamente das necessidades de importações e exportações e devem ser introduzidos cenários com utilização de tecnologias de armazenamento, com o objetivo de melhorar os parâmetros referidos. Adicionalmente, deve ser realizada uma análise ambiental ao nível da redução das emissões de GEE.

1.3 Estrutura da dissertação

A dissertação está dividida em sete capítulos. No primeiro capítulo é apresentada a motivação da dissertação e os seus principais objetivos.

O segundo capítulo começa por descrever os maiores problemas relacionados com o consumo de energia proveniente de combustíveis fósseis. De seguida, são analisados os problemas da intermitência das energias renováveis, assim como algumas possíveis soluções. São também analisadas as medidas que visam ajustar a procura energética às variações de geração, salientando a importância de modelos de planeamento energético e da sua capacidade para ajudar na tomada de decisões adequadas de acordo com a política energética, sendo os modelos caracterizados relativamente aos diferentes tipos de abordagens, estrutura, método de análise e objetivos específicos.

No terceiro capítulo é feita uma revisão das várias ferramentas de modelação de sistemas energéticos disponíveis e dos projetos de maior relevância onde foram utilizadas. O software EnergyPLAN foi alvo de uma descrição mais detalhada, elencando-se as razões que levaram à sua seleção como ferramenta de simulação nesta dissertação.

O quarto capítulo contém a simulação completa do Sistema Elétrico Português em operação durante o ano de 2016. A sua elaboração foi baseada na informação real disponibilizada pela REN, tanto ao nível da potência instalada como da distribuição do consumo total e associado a cada fonte. É possível também observar o tratamento da informação obtida

para posterior inserção nos menus da ferramenta de planeamento. De seguida, são apresentados os dados calculados pelo software e é feita uma comparação com os dados reais, sendo assim avaliada a fiabilidade do modelo.

No quinto capítulo são realizadas as simulação dos cenários futuros, nomeadamente para os anos de 2020, 2025, 2030 e 2040, sendo apresentada a evolução da geração renovável considerada e a capacidade instalada associada a cada fonte energética. Os cenários elaborados são depois descritos com mais detalhe nos subcapítulos seguintes, onde são apresentadas as previsões consideradas e a percentagem de energia renovável gerada por cada uma das fontes presentes no sistema. No fim do capítulo, foi feita uma análise das emissões de CO₂ entre os vários sistemas elétricos simulados.

O capítulo 6 contém uma análise de estabilidade aos cenários simulados, tendo em conta os valores de importações e exportações em cada cenário face à procura e à geração total de energia. Para o quinto cenário foi realizada uma análise mais detalhada e foram apuradas as principais causas da sua inviabilidade. Foi feita uma simulação de um sistema de armazenamento baseado em baterias de iões de lítio, com o objetivo de melhorar o ajuste entre a oferta e a procura de energia, que comprometia a viabilidade do sistema.

O capítulo 7 contém as conclusões e sugestões de trabalhos futuros.

2. Planejamento Energético

2.1 Geração Renovável e Intermitência

O clima está a mudar e as alterações climáticas estão diretamente relacionadas com as elevadas emissões de gases de efeito de estufa, associadas ao elevado consumo de combustíveis fósseis a que atualmente se assiste, de forma a corresponder às necessidades básicas do cidadão comum. Desta forma, torna-se óbvio que a única forma de continuar a satisfazer a procura energética, sem colocar em causa as gerações futuras, passa pela utilização de recursos energéticos sustentáveis. Dada a severidade da situação, é necessário que exista uma preocupação mundial com o problema das Alterações Climáticas, dado que é a única solução para que seja possível fornecer as melhores condições para as próximas gerações, tanto a nível de saúde, como a nível social e económico.

A solução da adoção de novos recursos energéticos também oferece vantagens na redução da dependência energética do exterior, permitindo ao próprio país basear a sua produção energética em recursos renováveis e abundantes no seu território geográfico, produção essa realizada anteriormente com recurso aos combustíveis fósseis sujeitos a variações de preço em função dos mercados internacionais e resultando na elevada emissão de gases de efeito de estufa.

Apesar da necessidade de aumentar cada vez mais a percentagem de energias renováveis ser real na maioria dos países desenvolvidos, as características relacionadas com a intermitência da maioria das fontes de energia renováveis podem causar problemas no sistema elétrico, caso a energia elétrica proveniente destas mesmas fontes represente uma grande fatia de energia elétrica gerada. A produção dos sistemas eólicos e fotovoltaicos é condicionada por condições ambientais, fora do controlo dos geradores ou dos próprios operadores do sistema. Na Figura 1 é possível observar geração diária típica num parque solar fotovoltaico num dia de nebulosidade variável, a qual apresenta um perfil influenciado pela intermitência da radiação solar.

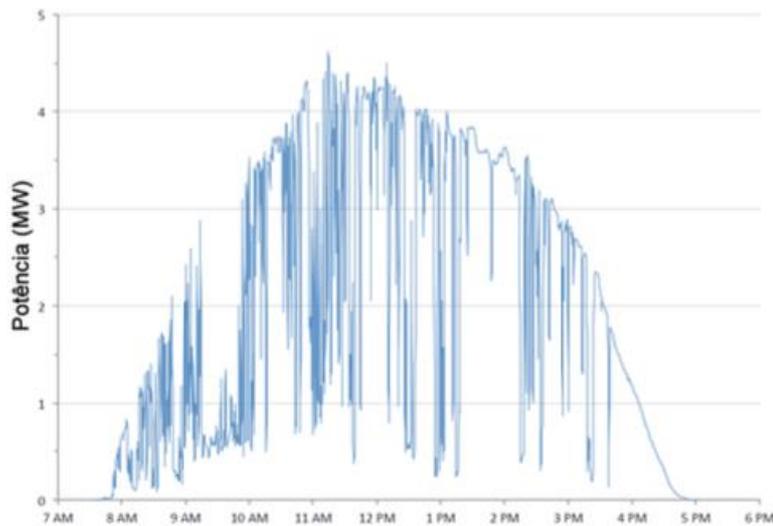


Figura 1 – Variação da potência, com uma resolução de 10 segundos, de um parque solar fotovoltaico de 4,6 MW [23]

Situação semelhante ocorre durante a produção de energia por turbinas eólicas, uma vez que apresenta uma natureza estocástica, ou seja, a produção está dependente de variáveis não controladas pelo ser humano. Assim, pequenas variações na velocidade do vento são responsáveis por variações muito significativas de produção eólica. Para além disso, a produção eólica varia sazonalmente entre o Verão e o Inverno, estando as variações presentes em escalas de tempo muito reduzidas, nomeadamente ao nível das horas. As fortes variações levam a que a potência de pico raramente seja alcançada, o que pode ser observado na Figura 2.

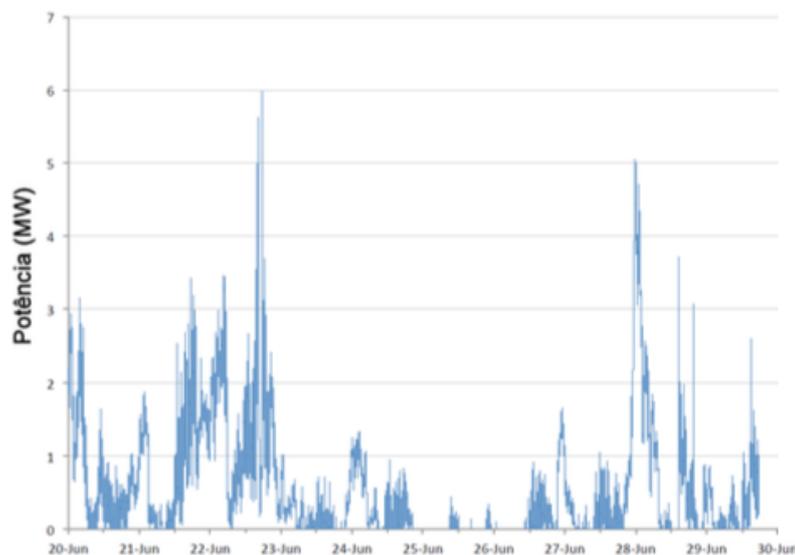


Figura 2 – Variação de potência gerada de um parque eólico de 1,4 MW, com uma resolução de 1 segundo [23]

A previsão da produção eólica apresenta-se como um grande desafio. É possível prever a densidade de potência para um ano inteiro para uma dada localização, mas não é possível prever com fiabilidade os dias e as horas para um determinado valor de produção eólica. A incerteza associada à energia eólica requer, por parte dos operadores, uma gestão cuidada da sua entrega,

pelo que não deve ser considerada como um recurso para potência. O facto de algumas das energias renováveis mais utilizadas estarem sujeitas a variações de produção, relacionadas com eventos sazonais ou com as próprias horas diárias, estando ainda sujeitas a erros de previsão, pode originar excessos ou escassez de geração em determinados períodos.

Assim, é necessária a implementação de tecnologias relacionadas com o armazenamento de energia, que podem requerer elevados custos. Entre as tecnologias de armazenamento de energia, são as hídricas reversíveis que estão mais consolidadas no mercado. Tratam-se de centrais hidroelétricas com capacidade de armazenamento energético sob a forma de energia potencial. As restantes tecnologias relacionadas com baterias, células de fluxo e *flywheels* ainda apresentam custos elevados e uma disponibilidade comercial reduzida. No entanto, é esperado que façam parte das alternativas tecnológicas viáveis a médio prazo.

As centrais hídricas assumem desta forma um papel chave no equilíbrio do sistema energético em larga escala, uma vez que permitem alternar entre o modo de geração e de bombagem em poucos segundos, garantindo o armazenamento da produção renovável em excesso e garantindo o fornecimento energético quando a produção decresce. Estas funções também podem ser asseguradas por baterias. A esperada massificação dos veículos elétricos nas próximas décadas irá ser também determinante para uma exploração mais eficiente deste tipo de tecnologias de armazenamento.

Tendo em conta estes fatores, verifica-se que será também importante a aplicação de medidas com a finalidade de ajustar a procura energética às variações da geração, pelo que se assiste à implementação por parte das empresas distribuidoras de programas que visam a promoção em larga escala de tecnologias que permitam uma utilização mais eficiente da eletricidade. Este tipo de programas são designados internacionalmente como *Demand-Side Management* (DSM), ou seja, programas de Gestão da Procura.

O DSM foi definido na década de 80 como tendo o objetivo de influenciar a utilização da eletricidade por parte do consumidor, através do planeamento e da implementação de atividades que visam produzir os efeitos desejados pela operadora nos diagramas de carga. Os objetivos do DSM podem ser divididos em três categorias distintas [23].

- **Estratégicos** – Através de linhas de orientação para o planeamento a longo prazo para atingir melhorias nos fluxos financeiros, aumento dos rendimentos e melhoria na relação com os consumidores;
- **Operacionais** – Tratam-se de ações específicas para reduzir ou adiar investimento em capacidade de fornecimento e expansão da rede, reduzir o custo nivelado de produção através de um aproveitamento mais eficiente da capacidade instalada, minimizar o impacto ambiental e proporcionar aos consumidores meios de controlo de custos;

- **Condicionamento dos diagramas de carga** – Tratam-se de ações destinadas a alterar o diagrama de cargas do consumo, de forma a se ajustar aos recursos de geração disponíveis.

As ações do DSM têm como principais objetivos:

- **Desvio do consumo** – O desvio da cargas das horas de ponta é obtido através de tarifas variáveis com a hora do dia, ou com a promoção de dispositivos de armazenamento térmico;
- **Corte de pontas** – A redução da carga em períodos de ponta é geralmente obtida com o controlo direto das cargas do consumidor ou através de estímulos tarifários;
- **Enchimento de Vales** – O aumento da carga durante os períodos de vazio é realizado através de estímulos para a utilização de energia, através do carregamento de veículos elétricos, por exemplo;
- **Crescimento estratégico** – O crescimento estratégico dos consumos visa estimular novas utilizações de energia elétrica, resultando na conquista de novos mercados relacionadas com outras fontes energéticas, através da promoção de equipamento mais eficiente;
- **Diagrama flexível** – Trata-se de um conceito relacionado com a fiabilidade, aumentando a flexibilidade se o consumidor estiver disposto a aceitar variações de qualidade de serviço a troco de incentivos;
- **Conservação estratégica** – Obtém-se através de incentivos à utilização mais eficiente de energia, o que passa por incentivos à utilização que equipamentos cada vez mais eficientes.

Existe assim a necessidade da elaboração de modelos de planeamento de expansão de sistemas energéticos, de forma a determinar a abordagem mais adequada. Esse mesmo planeamento tem como objetivos auxiliar a formulação de políticas públicas, e o estabelecimento de referências e diretrizes de planeamento para os diferentes agentes que atuam de forma direta ou indireta na indústria energética e na quantificação dos principais impactos de novas políticas económicas, tecnológicas, energéticas e ambientais.

2.2 Modelos de Planeamento Energético

Os modelos de planeamento energético começaram a evoluir de forma mais significativa a partir da crise energética da década de 1970. Posteriormente, a previsão era realizada com recurso a modelos baseados em registos históricos, de forma a avaliar as tendências futuras.

Assim, surgiu a necessidade de uma adaptação mais objetiva à realidade da procura energética, pelo que foi necessário o desenvolvimento de modelos capazes de analisar o sector da procura, mas também de minimizar os custos de bens e serviços e quantificar emissões poluentes.

Caracterização de um modelo de planeamento energético

O desenvolvimento de modelos de planeamento energético é realizado com a finalidade do mesmo ser capaz de abordar questões específicas. Com esse propósito em mente, os modelos podem ser classificados como modelos de fins gerais, como para previsão do consumo ou exploração energética, mas também como modelos com propósitos mais específicos, como para análise de procura/oferta, análise de impacto energético ou análise de funcionamento da rede. Um dos sistemas de classificação de modelos foi elaborado por Nicole van Beeck [6]. Os modelos utilizados para fins gerais podem ser agrupados em três tipos:

- **Previsão do futuro** – A previsão baseia-se na extrapolação das tendências encontradas em dados históricos e são aplicados quando se pretende analisar impactos a curto prazo relativamente a determinadas ações realizadas;
- **Análise de cenários** – baseia-se na comparando de um número limitado de cenários com um cenário de referência e na generalidade, são utilizadas suposições de carácter económico, mas também de progresso tecnológico e populacional;
- **“Backcasting” ou olhar do futuro para o presente** – o objetivo passa pela construção de visões futuras com base na consulta de especialistas na área, ou seja, olhar para o que é necessário fazer para atingir os objetivos futuros.

Já os modelos com objetivos mais específicos tem as seguintes distinções:

- **Modelos de procura de energia** – estão concentrados em toda a economia ou num determinado sector considerando a procura em função de mudanças económicas, rendimentos da população e preço de energia;
- **Modelos de fornecimento de energia** – centram-se nos aspetos técnicos relativos aos sistemas energéticos, avaliando se a oferta é capaz de satisfazer a procura, podendo também incluir aspetos financeiros;
- **Modelos de impacto** – avaliam as consequências da seleção de certas opções como a utilização de um certo tipo de sistema energético ou uma medida política e os impactos podem incluir alterações na situação económico-financeira, alterações sociais ou ambientais.

- **Modelos de avaliação** – as consequências ou os impactos de cada opção são comparados e avaliados de acordo com critérios predefinidos, dos quais a eficiência (técnica e de custo) é a mais frequentemente utilizada.

Os modelos usados nos dias de hoje têm geralmente uma abordagem integrada no sentido em que combinam vários propósitos específicos. Modelos de correspondência entre o consumo e a geração e modelos de impacto são exemplos comuns de modelos integrados, pelo que se torna necessário um estudo das interações entre a energia, economia e o ambiente.

Os modelos podem ser agrupados de acordo com a sua própria estrutura. A estrutura de um modelo é baseada nos propósitos do modelo. Assim, para cada tipo de modelo é necessário que sejam tomadas decisões sobre os pressupostos incorporados na sua estrutura (pressupostos implícitos ou internos) e sobre os pressupostos que podem ser determinados pelo utilizador (pressupostos de entrada ou externos).

Na medida em que os valores de alguns dos parâmetros não são assumidos pelo modelo de planeamento energético, são os próprios utilizadores do modelo que terão de fazer suposições externas. Geralmente, essas mesmas suposições incluem:

- **Crescimento da população** – O crescimento da população aumenta a procura de energia;
- **Crescimento económico** – Pode provocar um crescimento de atividades para as quais é necessário um abastecimento energético;
- **Procura energética** – Diferentes sectores de energia possuem diferentes necessidades energéticas e as tecnológicas relacionadas com a eficiência energética também afetam a procura de energia;
- **Fornecimento de energia** – É determinado pela disponibilidade a curto prazo de recurso energéticos;
- **Equilíbrio de preços e rendimento da procura de energia** – É possível medir a variação relativa da procura energética em função das mudanças nos preços da energia e nos rendimentos;
- **Sistema fiscal** – Os impostos podem ter grande impacto sobre os custos totais dos sistemas energéticos.

Abordagem analítica

Os modelos *top-down* e *bottom-up* são duas maneiras básicas de estudar as relações entre o sistema energético e economia. Os termos “*top*” e “*bottom*” são abreviaturas para modelos agregados e desagregados, respetivamente.

O modelo *top-down* organiza uma visão geral do sistema, detalhando cada nível do mais alto ao mais baixo, de forma a chegar às características dos níveis mais básicos do respetivo sistema. Desta forma, sugere uma fragmentação do sistema de modo a compreender a composição dos seus subsistemas, resultando na aplicação de hipóteses macroeconómicas e técnicas econométricas em dados históricos do consumo, preços, proveitos e fatores de custo para modelar a procura final de bens e serviços e a oferta dos principais sectores de energia.

O modelo *bottom-up* parte em sentido inverso, pelo que em cada etapa, os sistemas originais transformam-se em subsistemas de um sistema final maior, ou seja, começam a partir de um subsistema, tornando-se cada vez mais abrangentes. Assim, e contrariamente ao modelo anterior em que a modulação é realizada através de variáveis económicas agregadas, estes modelos têm uma abordagem de engenharia que permite uma descrição detalhada das tecnologias relacionadas com o consumo ou com a oferta, com um certo custo e desempenho técnico.

As características mencionadas permitem o desenvolvimento dos seguintes modelos:

- **Modelos econométricos** – Usam métodos estatísticos de forma a lidar com problemas económicos, para extrapolar o comportamento passado do mercado para o futuro;
- **Modelos de otimização** – Usam funções objetivo de forma a alcançar a solução ótima, ou seja, a solução mais vantajosa tendo em conta as variáveis dadas e segundo determinadas restrições;
- **Modelos de simulação** – Usam processos através dos quais um fenómeno ou sistema com semelhanças possa ser transposto e representado por um modelo simplificado, utilizando uma análise de cenários.

3. Ferramentas para Planeamento Energético

Nesta capítulo será dada uma visão geral das principais ferramentas para planeamento energético existentes, incluindo EnergyPLAN, LEAP, MARKAL, MESSAGE-III e RETscreen. Os modelos são distinguidos com base nas características mencionadas no Capítulo 2 [7]. Em seguida, é apresentada em detalhe a ferramenta a utilizar nesta dissertação, o EnergyPLAN.

3.1 Modelos para Sistemas de Energia

MESSAGE-III

Trata-se de um modelo para Alternativas de Estratégia de Abastecimento de Energia e o seu Impacto Geral, desenvolvido pelo Instituto Internacional de Análise de Sistemas Aplicados, na Áustria, desde a década de 1980. É utilizado no planeamento de sistemas de energia a médio e longo prazo, através da análise de políticas relacionadas com as Alterações Climáticas, desenvolvendo cenários globais ou para determinadas regiões. Foi utilizado para desenvolver trajetos globais de transição energética recorrendo a cenários do Conselho Mundial de Energia e a cenários de emissões de gases de efeito de estufa do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas. Os estudos mais recentes centraram-se, por exemplo, na avaliação do impacto dos programas de inovação do sector energético Iraniano [8], no aprovisionamento energético dos Estados Bálticos [9] e na conceção de um plano energético para Cuba [10]. Trata-se de um modelo grátis para fins académicos.

LEAP

O LEAP (*Long-range Energy Alternatives Planning*) é uma ferramenta de modelação integrada desenvolvida pelo Stockholm Environmental Institute, que pode ser utilizada para acompanhar o consumo de energia, produção energética e extração de recursos nos mais diversificados sectores de economia. Geralmente, é utilizada para analisar sistemas energéticos nacionais. Atualmente, a ferramenta já conta de mais de 5000 utilizadores em 169 países distintos, que incluem agencias governamentais, universidades ou institutos e empresas de consultoria energética.

O modelo LEAP é capaz de simular todas as tecnologias de um sector de energia e inclui um gestor de cenários que pode ser utilizado para descrever medidas individuais. A ferramenta tem sido utilizada recentemente em artigos publicados cujo estudo engloba a análise de potenciais reduções da procura de energia e das emissões de GEE no transporte rodoviário da China [11], o grau de penetração viável de energia sustentável na ilha grega de Creta [12] e a

investigação sobre os benefícios da melhoria de eficiência energética dos edifícios, também na China [13].

MARKAL/TIMES

Tratam-se de modelos de energia económico/ambientais que suportam um elevado detalhe tecnológico. Foram desenvolvidos ao abrigo do Programa de Análise de Sistemas de Tecnologia Energética de Agência Internacional de Energia. Enquanto que o MARKAL foi criado em 1980, o TIMES foi desenvolvido em 2000 e tem recebido atualizações constantes. Ambas as ferramentas são utilizadas por 250 organizações em 70 países distintos. O processo de aprendizagem é uma das principais desvantagens destes modelos, uma vez que pode levar vários meses até que o utilizador consiga utilizar os mesmos de forma eficiente, devido à sua elevada complexidade. O elevado custo da compra da sua licença de utilização é outra desvantagem.

A principal função destas ferramentas é gerar modelos de propósito geral, adaptados pelos dados de entrada, de forma a representar a evolução temporal de um sistema energético específico a nível global, regional ou nacional, durante um período que pode ir de 20 a 100 anos. Os modelos foram utilizados para propósitos variados com estudos sobre o potencial de captura e armazenamento de carbono, perspetivas futuras da utilização de células de combustível e veículos a hidrogénio. Também são utilizados para simular políticas integradas da Comissão Europeia sobre a utilização de fontes renováveis, mitigação das Alterações Climáticas e melhorias de eficiência energética [14].

PRIMES

Foi desenvolvido pela Universidade Técnica Nacional de Atenas desde 1994 e não é vendido a terceiros. Simula uma solução de equilíbrio de mercado para a procura e oferta de energia e é atualmente utilizado em projetos de consultoria da própria universidade e pelos seus parceiros. Auxiliou a criação de perspetivas energéticas para a União Europeia no âmbito do desenvolvimento de políticas renováveis e redução de emissão de GEE até 2030, de forma a combater as alterações climáticas [15, 16]. Atualmente, continua a ser utilizado pelos governos de países da União Europeia, bem como por empresas parceiras da Universidade.

RETSscreen

É uma ferramenta de apoio à decisão desenvolvida pela empresa canadiana Natural Resources Canada em 1996 com a contribuição dos sectores governamental, industrial e académico. Pode ser utilizado para avaliar poupanças energéticas, redução de emissões de GEE, eficiência e viabilidade financeira associada a tecnologias de energia renovável. Foi utilizado

para avaliar a viabilidade do desenvolvimento de parques eólicos na Argélia [17], do aquecimento solar de água no Líbano [18], da energia solar fotovoltaica no Egito [19] e é frequentemente utilizado para identificar o potencial de um sistema fotovoltaico integrado em edifícios e reduções de GEE no sector residencial [20 21].

No Anexo 1 é apresentada uma distinção mais pormenorizada dos modelos. As características básicas de cada ferramenta podem ser observadas na Tabela 1.

Tabela 1 – Características dos diferentes modelos de simulação

Modelos de energia	LEAP	MESSAGE	MARKAL/TIMES	EnergyPLAN
Abordagem analítica	Procura: top-down Oferta: bottom-up	Bottom-up	Bottom-up	Top-down
Metodologia base	Procura: modelos econométricos ou macroeconómicos Oferta: Modelos de simulação	Modelos de otimização	Modelos de otimização	Modelos econométricos ou modelos de simulação
Cobertura geográfica	Global Regional Nacional Local	Nacional Local	Nacional Local	Nacional
Cobertura sectorial	Todos os sectores	Sector de energia	Sector de energia	Sector de energia
Horizonte temporal	Médio ou longo prazo	Curto, médio ou longo prazo	Médio ou longo prazo	Curto ou médio prazo
Requisitos de dados	Dados quantitativos Dados agregados ou desagregados	Dados quantitativos Dados desagregados	Dados quantitativos Dados desagregados	Dados quantitativos

3.2 A Ferramenta EnergyPLAN

O software utilizado para o caso de estudo foi o EnergyPLAN [22], desenvolvido pelo professor Henrik Lund da Universidade de Aalborg, na Dinamarca, com o objetivo de analisar sistemas de energia, com recurso a um modelo computacional. O software foi criado em 1999 e sofreu diversas alterações ao longo do tempo até chegar à versão 12.5, disponível atualmente, e utilizada nesta dissertação. O principal objetivo do programa é ajudar no planeamento de estratégias energéticas de um país ou de uma dada região, com base na realização de análises técnicas e económicas resultantes da implementação de diferentes tipos de sistemas de energia e dos respetivos investimentos. A Figura 3 apresenta o menu inicial do software, onde pode ser observado um esquema básico de funcionamento da ferramenta.

Trata-se de um típico modelo *input/output* que permite a obtenção de uma análise horária durante um período de um ano. As grandezas aplicadas à entrada (*input*) estão associadas ao consumo, fontes de energias renováveis, capacidades nominais das centrais, custos associados,

económicos, incluindo lucros, taxas e custos associados a emissões de dióxido de carbono;

- Estudos de viabilidade – Estes estudos são realizados através dos custos totais anuais do sistema sobre diferentes modelos e estratégias de regulação. Nesta fase, os inputs são os custos associados ao investimento e manutenção, tempo de vida da tecnologia e taxas de juro, de forma a determinar as consequências socioeconómicas da geração e encontrar a solução economicamente mais viável. Os custos considerados são os custos de combustível, custos variáveis de operação, custos de investimento, custos fixos operacionais, custos de troca de eletricidade e os seus benefícios, e pagamentos associados a emissões de dióxidos de carbono.

Esta ferramenta tem vindo a ser aplicada em diversos projetos de investigação que abordam temas como o planeamento energético, análise de sustentabilidade técnica e económica de sistemas 100% renováveis ou com elevada penetração de energia com origem em fontes renováveis, sempre com resultados muito coerentes e valorizados pela comunidade científica.

Em 2010, foi publicado um artigo no qual se pretendeu estudar estratégias de desenvolvimento sustentável num sistema energético 100% renovável tendo como cenário escolhido, a Dinamarca [2]. O EnergyPLAN serviu para o desenvolvimento de um balanço energético por hora, durante um ano, tendo em conta a natureza intermitente das fontes energéticas, limitações tecnológicas e consumos dos serviços auxiliares. Os resultados mostraram que o principal desafio seria o estabelecimento de um equilíbrio entre o consumo de biomassa e a elevada quantidade de eletricidade necessária para uso direto ou para o desenvolvimento de combustíveis sintéticos. Foi apresentada uma estimativa para esse mesmo equilíbrio e concluiu-se que a mudança de um sistema elétrico convencional para um sistema elétrico renovável promove muitas vantagens sociais e económicas, a partir de investimentos que visam poupanças futuras, menores gastos em combustíveis e benefícios relacionados com a saúde da população. Além disso, estimou-se um aumento da empregabilidade devido ao aumento de exportação energética, o que contribui para o crescimento económico associado à implementação de fontes renováveis na produção de eletricidade.

Em 2012, outro artigo fez um estudo de viabilidade de um sistema elétrico 50% e 100% renovável para a Macedónia, para os anos de 2030 e 2050, respetivamente [3]. O software mencionado foi mais uma vez utilizado para o fornecimento de análises técnicas, de mercado e um estudo de viabilidade, o que implicou um elevado número de dados de entrada, tanto a nível populacional, regiões climáticas específicas e distribuição horária de temperatura. Os resultados das análises demonstraram que, para que o sistema elétrico 100% renovável para 2050, é

necessário um elevado desenvolvimento de tecnologias de armazenamento de energia, nomeadamente para as elevadas quotas de energia proveniente de biomassa, energia eólica e energia solar. Concluiu-se também que o sistema elétrico 50% renovável apresenta uma solução bastante viável tendo em conta a tecnologia à disposição nos dias de hoje, enquanto que a meta 100% renovável será possível com o recurso a novas medidas de eficiência energética, o que levará a uma diminuição do consumo, e com o auxílio de técnicas mais eficientes aplicadas nas centrais de produção de energia solar.

Foi publicado um estudo semelhante em 2011, desta vez tendo em conta o sistema elétrico da Croácia [4]. Neste caso, embora a independência total de combustíveis fósseis não tenha sido alcançada, devido à sua importância em vários sectores de atividade, os resultados obtidos em relação à diminuição das emissões de gases de efeitos de estufa, relacionados com o aumento da produção de energia proveniente de fontes renováveis, que chegou a corresponder a 74,8% da energia total produzida, foram bastante promissores.

Outro estudo realizado foi o planeamento dos primeiros passos de uma Irlanda “renovável” [5]. De acordo com o artigo referido, existem vários métodos para que tal seja possível, tais como a redução na energia necessária com medidas de aumento de eficiência energética e uma implementação correta de tecnologias renováveis. O estudo alerta para a necessidade de uma análise de alternativas antes da realização de grandes reformas que possam comprometer o sistema elétrico Irlandês.

Pode-se assim definir o EnergyPLAN como uma ferramenta capaz de otimizar os sistemas de energia com recurso ao funcionamento técnico dos seus diversos componentes, com o objetivo de reduzir as restrições financeiras presentes em cenários estabelecidos, com base numa análise de alternativas tendo em conta uma perspectiva futura.

De seguida são apresentadas algumas razões para a decisão final em relação à escolha da ferramenta.

- O software pode ser utilizado de forma gratuita;
- A sua utilização é relativamente simples e o período de formação pode variar entre alguns dias alguns meses, dependendo do grau de exigência, precisão e complexidade. De forma a facilitar a sua aprendizagem, são disponibilizados vários exercícios de treino.
- Permite uma integração em larga escala de diferentes combinações de energia de origem renovável;
- A esmagadora maioria das publicações no âmbito da simulação energética com integração de fontes renováveis recorreram ao EnergyPLAN para a respetiva modelação do sistema energético. Tal facto é importante não só pelas conclusões positivas obtidas

nesses mesmo artigos já mencionados, mas também pela maior facilidade em encontrar a informação adequada ao objetivo proposto.

4. Simulação do Sistema Elétrico Português

Neste capítulo é apresentada a simulação energética do Sistema Elétrico Português com recurso ao EnergyPLAN, para o seu cenário atual. O cenário considerado é descrito de acordo com os critérios adotados e é feita uma análise dos resultados obtidos com a ferramenta mencionada.

As metas nacionais e europeias relacionadas com o aumento da integração de energias renováveis no planeamento energético leva à elaboração de cenários de estudo que consistem na simulação do sistema energético atual para posterior comparação com outros cenários de estudo que englobem uma maior percentagem de recursos renováveis na produção energética. Nesse sentido, o presente capítulo consiste na elaboração de uma simulação de um cenário energético que seja o mais representativo possível do Sistema Energético presente em Portugal Continental, durante o ano de 2016, com recurso ao programa EnergyPLAN, tendo em vista uma análise técnica e uma perspectiva económica, relacionada com a dependência energética e emissões de dióxido de carbono.

4.1 Sistema Elétrico Atual

O primeiro cenário elaborado consiste num modelo fiel ao atual sistema energético existente em Portugal Continental, no ano de 2016. Trata-se assim de um modelo de referencia que servirá de base aos cenários seguintes.

O software necessita de receber como input uma distribuição horária com um total de 8784 valores ao longo de um ano para os parâmetros de cálculo, nomeadamente consumo e geração por fonte, para cada hora do ano. As 8784 coincidem com o numero de horas de 2016, que é um ano bissexto. No entanto, o programa só aceita ficheiros de distribuição com 8784 entradas para a elaboração de qualquer cenário. O facto de serem consideradas mais 24 horas na distribuição de cenários correspondentes a anos não bissextos não altera os resultados de saída de forma significativa [34].

Estas distribuições foram elaboradas com recurso aos diagramas de carga disponibilizados pela REN, onde é possível obter os valores do consumo total, da geração por tipo de central ou o rácio importação/exportação para cada quarto de hora do dia. A própria REN publicou também informação relativa aos dados técnicos de 2016 [24], de onde foi também possível retirar informação relacionada com a capacidade instalada em cada tipo de central, assim como informação relacionada com as redes de transporte.

Com base na informação recolhida, Portugal apresentou, no ano de 2016, um consumo anual de 49,269 TWh. (Menu *Electricity Demand* - Figura 4) [24].

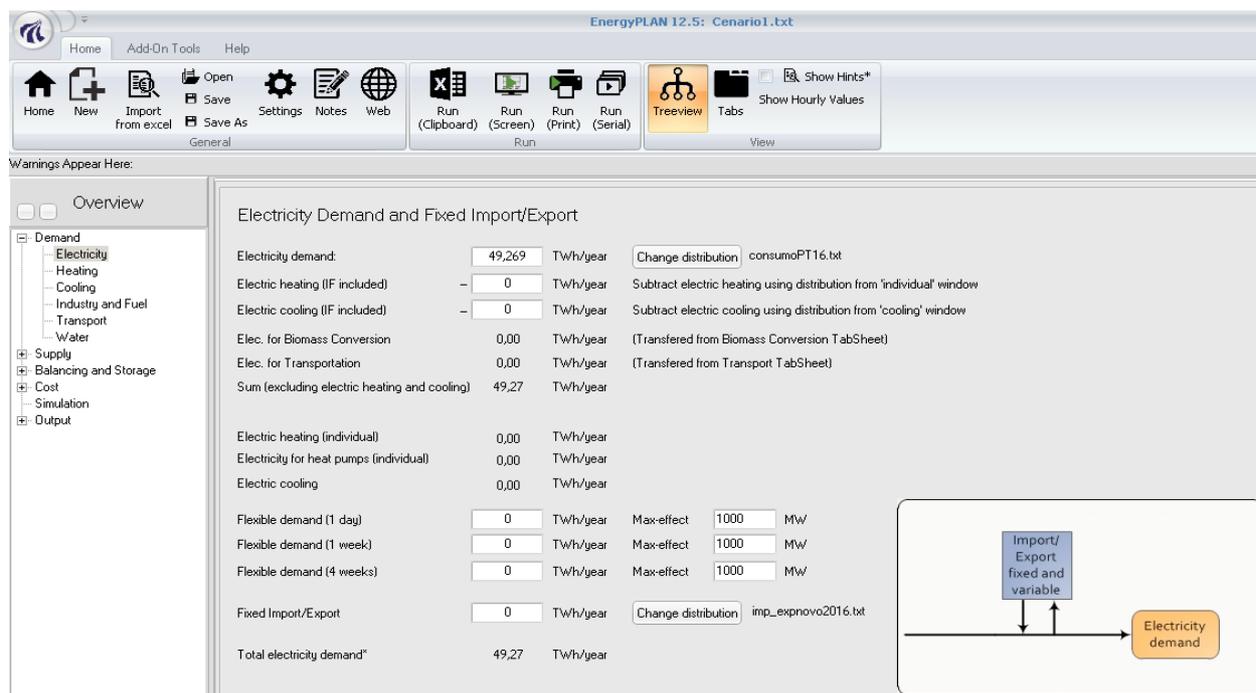


Figura 4 – Menu *Electricity Demand*

No que ao sistema electroprodutor diz respeito, os respetivos valores de potência instalada podem ser retirados dos relatórios de Dados Técnicos da REN [24]. Assim a potência instalada nas Centrais Termoelétricas que utilizam carvão é de 1756 MW enquanto que a potência instalada das centrais que utilizam gás natural com recurso a ciclo combinado perfaz um total de 3829 MW. A capacidade das centrais a biomassa sem cogeração é de 262 MW. Já no que diz respeito às centrais que recorrem a processos de cogeração, o sistema electroprodutor nacional possui 828 MW de potência instalada que utiliza gás natural e 353 MW que utiliza biomassa.

É necessário ter em conta as diferenças de eficiência entre as centrais termoelétricas que utilizam gás natural com ciclo combinado e as centrais termoelétricas que recorrem a gás e a processos de cogeração. Uma vez que a análise dos resultados se baseia numa análise elétrica, não é necessário considerar a eficiência energética do ciclo térmico nas centrais que recorrem a cogeração. Desta forma, e assumindo os valores típicos de rendimento de uma Central Termoelétrica de ciclo combinado (58%) e de uma Central Termoelétrica que funciona com ciclo simples (33%) foi possível diferenciar os dois tipos de centrais que recorrem a gás natural como matéria prima para produção de eletricidade. Para o caso das centrais que utilizam biomassa, foi realizada uma análise semelhante, uma vez que existem centrais que utilizam processos de cogeração.

Assim, foi definida uma eficiência de 35% para as centrais, a biomassa sem cogeração e 33% para a centrais a biomassa com cogeração, uma vez que o ciclo térmico não é considerado. Foi então introduzida na entrada PP1 (Menu *Supply – Heat and Electricity* – Figura 5) a capacidade total de produção, 7088 MW com uma eficiência de 46,6 %. Esta eficiência foi calculada através de uma média pesada pela potência instalada, da eficiência de cada tipo de central, tendo em conta as diferenças de eficiência mencionadas.

The screenshot shows the EnergyPLAN 12.5 software interface. The main window is titled "EnergyPLAN 12.5: Cenario1.txt". The interface is divided into several sections:

- Toolbar:** Contains icons for Home, New, Import from excel, Save, Save As, Settings, Notes, Web, Run (Clipboard), Run (Screen), Run (Print), Run (Serial), Treeview, and Tabs. There are also checkboxes for "Show Hints*" and "Show Hourly Values".
- Warnings Appear Here:** A section for displaying warnings.
- Overview:** A tree view on the left showing the project structure, including Demand (Electricity, Heating, Cooling, Industry and Fuel, Transport, Water), Supply (Heat and Electricity, Electricity Only, Heat Only, Fuel Distribution, Waste, Liquid and Gas Fuels, CO2), Balancing and Storage (Electricity, Thermal, Liquid and Gas Fuel), and Cost.
- Boilers Configuration:**

Thermal Capacity	0	0	MJ/s
Boiler Efficiency	0,9	0,9	Percent
Fixed Boiler share	0	0	Percent
- Combined Heat and Power (CHP) Configuration:**

CHP Condensing Mode Operation*			
Electric Capacity (PP1)	7088		
Electric Efficiency (PP1)	0,466		
CHP Back Pressure Mode Operation*			
Electric Capacity	0	0	MW-e
Thermal Capacity	Auto	0	MJ/s
Electric Efficiency	0,4	0,4	Percent
Thermal Efficiency	0,5	0,5	Percent
- Schematic Diagram:** A flow diagram showing energy sources (Fuel, Solar thermal) feeding into CHP and Boiler units. These units supply energy to a Heat pump/electric boiler, which then feeds into Heat storage and finally Heat demand. Other components like Electrolyser and Industry are also shown in the diagram.

Below the schematic, a note states: "CHP plants are modelled as a combination of CHP back pressure and condensing plants so the Max CHP3 is the PP1 Capacity, which is:"

Figura 5 – Menu *Heat and Electricity*

No menu *Electricity Only*, pode ser introduzida informação relativa às hídricas com albufeiras, nomeadamente em relação à capacidade instalada, produção anual, armazenamento, bombagem e eficiência, mas também toda a informação relacionada com as diversas fontes de geração renovável, nomeadamente a potência instalada e valores de produção. Esta informação foi retirada e calculada dos diagramas de carga e Dados Técnicos da REN [24]. O respectivo menu e valores considerados podem ser observados na Figura 6.

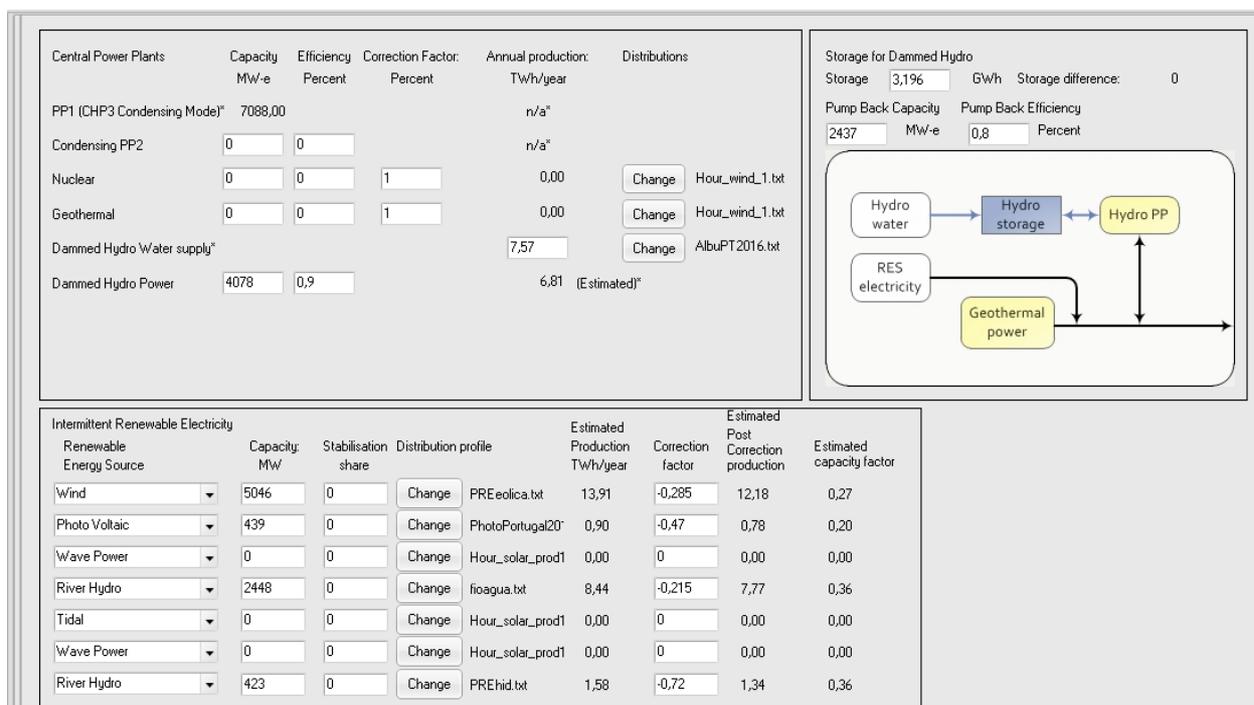


Figura 6 – Menu *Electricity Only*

A Tabela 2 apresenta os valores considerados para a potência instalada e eficiência para as centrais termoelétricas.

Tabela 2 – Potência instalada e eficiência para as Centrais Termoelétricas instaladas em Portugal

Centrais Termoelétricas	Potência (MW)	Eficiência
Carvão	1756	33%
Gás Natural de Ciclo Combinado	3829	58%
Gás Natural de Ciclo Simples	828	33%
Biomassa sem cogeração	262	35%
Biomassa com cogeração	353	33%
Outras fontes sem cogeração	13	33%
Outras fontes com cogeração	47	33%

A produção total com origem em recursos hídricos, nomeadamente da Hídrica com Albufeira, Hídrica Fio-de-Água e Mini-Hídrica em Regime Especial, foi de 15,41 TWh no ano de 2016. No que diz respeito à potência instalada, a Grande Hídrica com Albufeira deteve um total de 4074 MW, com 2437 MW de capacidade de bombagem, com uma eficiência de 90%. É possível obter a percentagem de armazenamento total das albufeiras em cada dia do ano com as informações diárias da REN, pelo que se pode calcular a quantidade de energia máxima que pode ser armazenada, sendo esta 3206 GWh. Foram criadas duas entradas *River Hydro*, onde foi incluída a capacidade instalada da Hídrica Fio de Água e da Mini-Hídrica, 2448 MW e 423 MW, respetivamente. Com recurso aos dados de produção em Regime Ordinário e em Regime Especial, disponibilizados pela REN, foi calculada a sua distribuição horária para todas as horas

do ano. A energia Eólica detinha 5046 MW enquanto que a fotovoltaica 439 MW. A capacidade das linhas de interligações com Espanha foi de 3000 MW em ambos os sentidos.

A informação relativa à produção de origem renovável e a distribuição anual de cada a fonte intermitente, calculada para cada hora do ano, foi colocada também no menu *Electricity Only*. Cada um dos valores de potência inseridos no programa necessitam de um ficheiro de texto que contenha a respetiva distribuição da produção com recurso a cada uma das fontes energéticas. Essa informação é disponibilizada pela REN através de um ficheiro de Excel para cada dia do ano que contém a distribuição relativa à produção de eletricidade para cada quarto de hora do dia. Para que o software aceite um ficheiro de texto foi necessário realizar o cálculo individual da média dos quatro quartos de hora, de cada hora, de forma a obter o valor final para cada hora do ano. Desta forma, os resultados obtidos devem ser o mais próximo possível dos valores reais registados para o ano de 2016.

A Tabela 3 apresenta os dados relativos ao consumo e potência instalada no Sistema Elétrico Português. Na Figura 7 está apresentada a proporção das fontes energéticas relativas à potência instalada. A potência instalada de origem renovável é de 67 %, enquanto que a restante percentagem recorre a combustíveis fósseis. De acordo com cálculos efetuados pelo software, foram produzidos 30,82 TWh com recurso a fontes renováveis durante o ano de 2016, o que totaliza aproximadamente 62,5 % do consumo total anual.

Tabela 3 – Dados relativos ao consumo e à potência instalada no Sistema Elétrico Português

Consumo Anual	49,2 TWh/ano
Capacidade de Bombagem	2437 MW
Eficiência da Bombagem	80%
Armazenamento Máximo em Albufeira	3206 GWh
Potência Instalada das centrais Hídricas com Albufeira	4074 MW
Eficiência das centrais Hídricas com Albufeira	90%
Potência instalada das centrais Mini-Hídricas (PRE)	423 MW
Potência Eólica instalada	5046 MW
Potência Fotovoltaica instalada	439 MW
Potência Instalada das Centrais Hídricas de Fio de Água	2448 MW

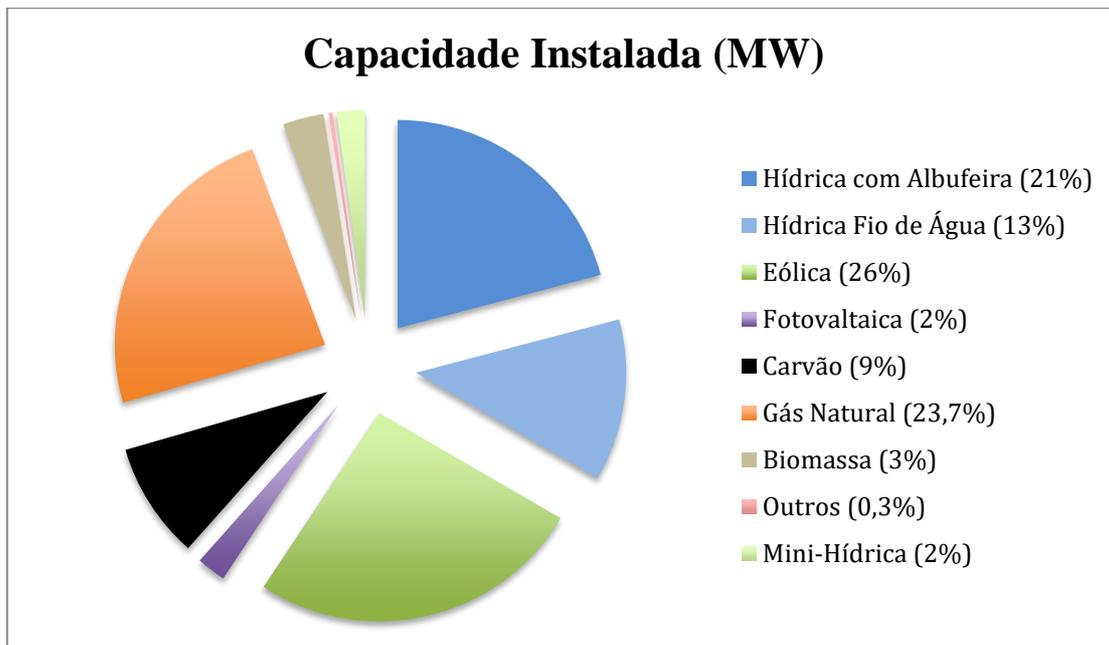


Figura 7 – Percentagens de potência instalada

4.2 Resultados

Depois de obtidos os valores de produção mensal calculados pelo EnergyPLAN, foi realizada uma comparação com os valores de produção reais, disponibilizados pelo Centro de Informação da REN [25]. De forma a avaliar a fidelidade do sistema, foi calculada a percentagem de divergência entre a geração de energia anual calculada pelo programa e a geração de energia anual real, mas também da produção proveniente de cada fonte renovável. A comparação do consumo pode ser observada na Tabela 4. A Figura 8 mostra uma comparação gráfica.

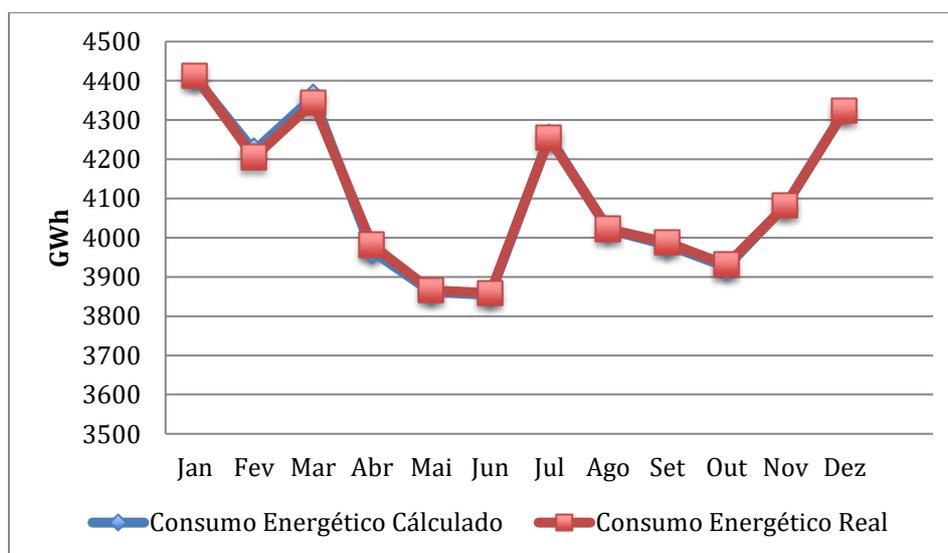


Figura 8 – Comparação entre a geração energética mensal real de 2016 e a geração mensal calculada pelo EnergyPLAN

Tabela 4 – Comparação entre os valores mensais de consumo energético real e calculado pelo EnergyPLAN

Mês	Real (GWh)	EnergyPLAN (GWh)
Janeiro	4413	4408
Fevereiro	4205	4221
Março	4344	4359
Abril	3981	3966
Mai	3866	3862
Junho	3859	3854
Julho	4254	4257
Agosto	4022	4020
Setembro	3988	3981
Outubro	3931	3925
Novembro	4081	4082
Dezembro	4324	4323
Total Anual	49268	49258
Divergência (%)	0,02 %	

A divergência entre o consumo real e calculado pelo EnergyPLAN foi calculada com recurso à comparação da soma dos consumos mensais, tendo o resultado sido praticamente nulo. A divergência de produção de cada fonte renovável também foi calculada tendo em conta a geração mensal, pelo que os resultados obtidos foram de 0,05%, 0,2%, 0,3%, - 5% e - 5%, para a produção Eólica, Fotovoltaica, Mini-Hídrica em Regime Especial, Hídrica Fio de Água e Grande Hídrica com Albufeira, respetivamente. O Anexo 2 apresenta uma comparação mais detalhada relativamente à produção renovável.

Após a comparação entre os dados relativos ao consumo real, assim como a produção energética associada a cada uma das fontes renováveis, com os respetivos valores calculados pelo EnergyPLAN, verifica-se uma divergência muito baixa para todos os casos. Essa pequena divergência está associada aos arredondamentos que podem ocorrer na criação dos diversos ficheiros de distribuição energética, mas também aos que ocorrem no processo de cálculo efetuado pelo programa. Assim, a ferramenta permitiu a construção de uma simulação fiel ao sistema elétrico português, pelo que os seguintes cenários de simulação terão este mesmo cenário como referência, servindo assim de base para as alterações futuras.

5. Simulação de Cenários Futuros

No quinto capítulo foram elaborados quatro cenários que foram simulados pelo EnergyPLAN, sendo os cenários baseados em previsões relacionadas com o aumento do aproveitamento renovável do Sistema Elétrico. Assim, os cenários simulados possuem uma percentagem crescente de consumo energético proveniente da produção com recurso a fontes renováveis, e uma redução de produção proveniente de combustíveis fósseis.

Os valores de consumo anual para cada um dos cenários foram estimados de acordo com a revisão do PNAER de 2020. As estratégias elaboradas no âmbito do cumprimento das metas do programa tiveram em conta a recessão económica que Portugal atravessou, devido à grave crise económica. Durante a crise, verificou-se uma redução significativa do consumo até ao ano de 2015 de 2015 a 2016 foi registado um aumento pouco significativo do consumo. Como o cenário de referência corresponde ao ano de 2016, foi considerado um crescimento linear tanto para o cenário de 2020, como para os restantes cenários [26]. Esse crescimento foi de aproximadamente 0,5 TWh por ano.

Na Tabela 5 pode ser observada a evolução percentual de geração proveniente de fontes renováveis em função do aumento da potência instalada no Sistema Elétrico Português, desde do cenário de referência, elaborado anteriormente, até um cenário 100% renovável, previsto para o ano de 2040.

Tabela 5 – Evolução do consumo, potência instalada e produção renovável para os cinco cenários elaborados

Ano	2016	2020	2025	2030	2040
Consumo (TWh)	49,27	51,32	53,88	56,44	61,55
Eólica (MW)	5046	5476	6120	6765	7800
Hídrica com Albufeira (MW)	4078	6057	6157	7370	7557
Hídrica Fio de Água (MW)	2448	2448	2448	3000	3400
Mini-Hídrica (MW)	423	423	423	600	850
Fotovoltaica (MW)	439	740	1628	3900	6990
Biomassa (MW)	615	679	679	679	950
Produção Renovável (TWh)	30,75	35,55	39,59	48,2	66,27
% Produção Renovável	62,4%	69,3%	76,6%	89,8%	107,7%

Na Figura 9 pode ser observada a evolução da potência instalada em cada fonte renovável. Os pormenores da elaboração dos quatro cenários estão descritos nas secções 5.1, 5.2, 5.3 e 5.4, para os cenários de 2020, 2025, 2030 e 2040, respetivamente. O Anexo 3 apresenta os gráficos da evolução da produção renovável de cada fonte ao longo dos cenários.

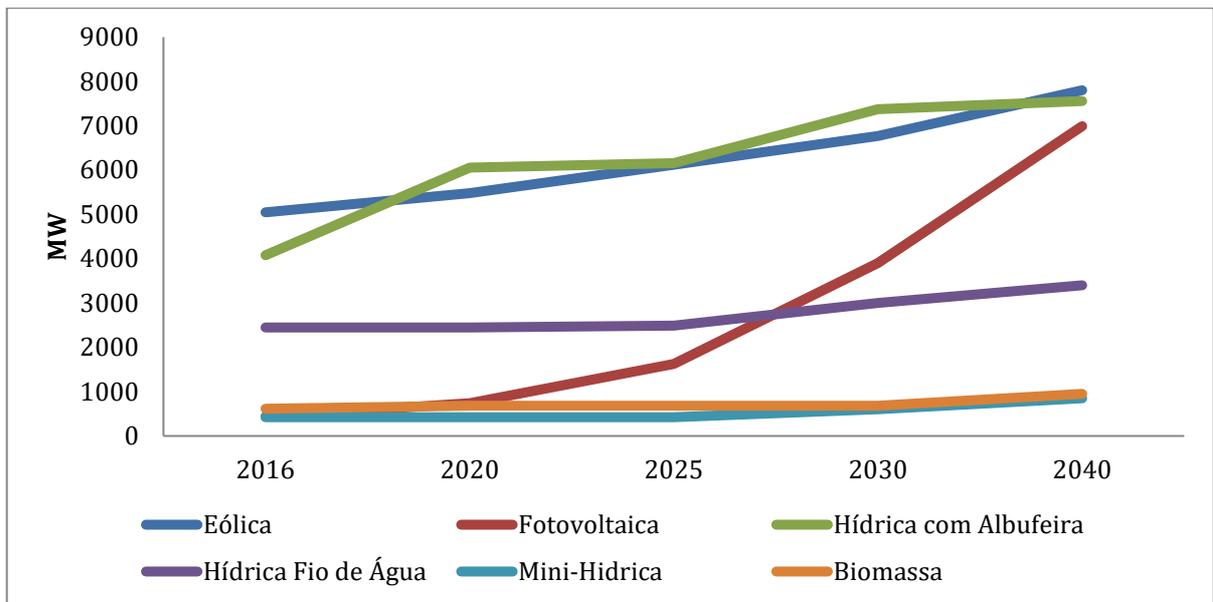


Figura 9 – Evolução da potência instalada de origem renovável para os cinco cenários elaborados

5.1 Cenário para 2020

O segundo cenário, projetado para o ano de 2020, tem como referência os valores apresentados pela revisão do PNAER, que visa propor linhas orientadoras no que diz respeito às energias renováveis, assentando em princípios como a redução da dependência energética do país e apontando para uma maior sustentabilidade do sistema energético. Essa mesma revisão foi efetuada em 2012, devido a contextos macroeconómicos, nomeadamente devido à redução do consumo, excesso de oferta e restrições no financiamento, relacionado com a crise que Portugal atravessou.

As previsões realizadas em 2010 apontavam para um aumento do consumo de energia de forma gradual até 2020. No entanto, devido à conjuntura económica, aconteceu exatamente o oposto, ou seja, o consumo decresceu gradualmente e só foi verificado um ligeiro aumento no ano de 2015 [26]. Assim, os incentivos recentes à construção de centrais, quer em meios baseados em fontes de energia renovável, quer em centrais de ciclo combinado a gás natural, conduziram a um desequilíbrio entre a capacidade total de produção e o consumo de energia. No entanto, a aposta nas fontes de energia renovável não deve ser descontinuada.

A versão do documento publicado não reúne toda a informação necessária à modulação do novo cenário, pelo que foi necessário estimar alguns dados com recurso a cálculos baseados no cenário de referencia [26].

De acordo com a revisão do PNAER, a previsão da procura de energia para 2020 é de 51,32 TWh, sendo assim ligeiramente superior à procura registada em 2016. Para o mesmo ano, foi também prevista uma capacidade instalada total de origem renovável de 15.823 MW. Esse

mesmo aumento deriva da instalação de mais 5.056 MW de centrais de origem renovável, entre os anos de 2011 e 2020. Assim, foi necessário ter em conta a potência instalada no cenário de referencia, uma vez que grande parte dessa potência foi instalada entre 2010 e 2016. Verificou-se assim uma previsão de um aumento de capacidade de 1.979 MW para a Grande Hídrica com Albufeira, 301 MW para a produção Fotovoltaica, 430 para produção Eólica e 64 MW de Biomassa com Cogeração, face ao cenário correspondente ao ano de 2016 [27].

Com o aumento da capacidade que recorre a Biomassa, foi considerado que metade da potência que recorre a Carvão em 2016 já foi desativada. Foi necessário alterar a eficiência da Entrada PP1, uma vez que se aumentou a percentagem de Biomassa com Cogeração e que se decresceu a percentagem de Carvão que, por consequência, vai fazer variar o rendimento conjunto das centrais. A factor de correção da geração renovável foi devidamente ajustado para manter a geração proporcional ao aumento da capacidade instalada. Está também previsto um aumento da capacidade de bombagem para 3.950 MW, assim como um aumento da capacidade da interligação com Espanha de 3.000 MW para 3.200 MW [29].

No que às fontes de energia diz respeito, a capacidade instalada de origem renovável prevista é de 71%, face aos 67% do cenário anterior. Da geração total anual, 35,95 TWh provêm de geração renovável, o que contabiliza aproximadamente 70% de todo o consumo de 2020. A Figura 10 apresenta a proporção de geração proveniente das diversas fontes renováveis.

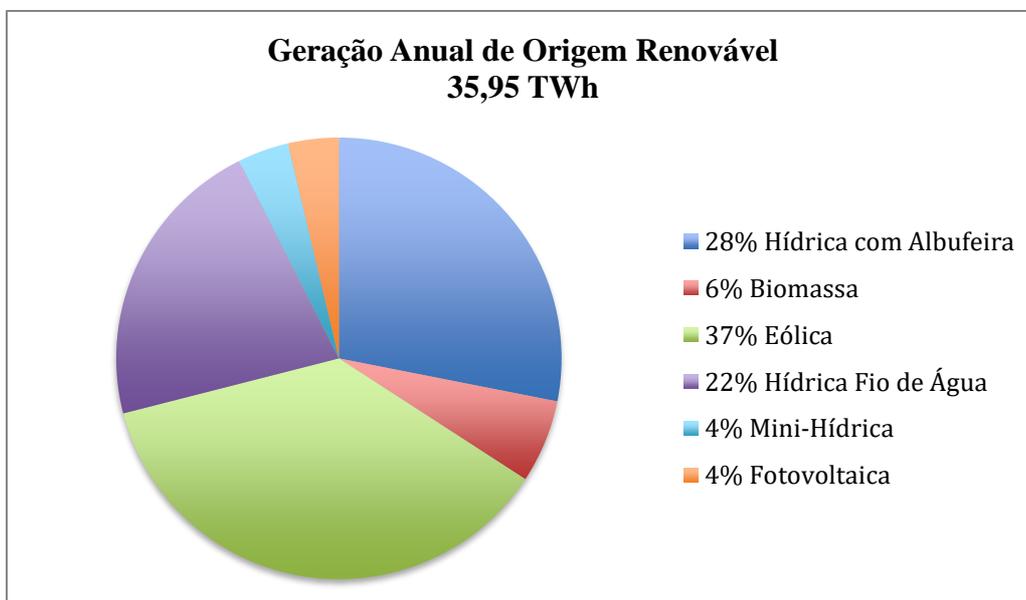


Figura 10 – Proporção das diversas fontes energéticas relativas à geração de energia de origem renovável em 2020 – 69,3 % do consumo anual

5.2 Cenário para 2025

O seguinte cenário de simulação baseia-se numa perspetiva de evolução do Sector Electroprodutor Português para 2025. Devido à ausência de grande parte das variáveis necessárias para a simulação, foi necessário assumir a maioria dos dados com base nos objetivos

energéticos a longo prazo, nomeadamente o aumento da geração elétrica proveniente de fontes renováveis [28]. O crescimento do consumo energético foi calculado seguindo a linearidade do crescimento previsto na revisão do PNAER, pelo que foi assumido um valor anual de 53,88 TWh.

Assim, para além do aumento da procura de energia, é esperada uma alguma aposta nas tecnologias renováveis relacionadas com o sector Hídrico e Eólico. No entanto, a maior aposta é esperada na geração Fotovoltaica, pois devido à redução de custo e ao baixo potencial aproveitado atualmente, espera-se que esta seja a tecnologia responsável pela maior parte dos investimentos energéticos a longo prazo. Em relação à Biomassa, não está previsto um aumento significativo, pelo que o valor do cenário anterior será mantido constante. Está previsto um aumento da capacidade de bombagem das Albufeiras para um total de 5050 MW. A capacidade da grande Hídrica com Albufeira apresentou um crescimento de 500 MW, totalizando um total de 6557 MW. A aposta nas fontes intermitentes e a redução da potência disponibilizada pelas Centrais Termoelétricas deve ser acompanhada de um aumento da capacidade Hídrica, de forma a preencher os intervalos de produção renovável reduzida, ou mesmo nula.

À medida que a implementação de potência proveniente de fontes renováveis se torna mais significativa, os valores de exportação têm tendência para aumentarem, devido aos períodos de elevada geração. Essa geração em excesso não é totalmente aproveitada e não pode ser armazenada na totalidade nas albufeiras. Nesse sentido, é importante que o sistema consiga realizar trocas com o exterior, de forma a escoar a energia em excesso. A capacidade de interligação instalada manteve-se no 3200 MW, conforme as previsões dos relatórios da REN [29].

Tal está também alinhado com a posição defendida pela APREN, que apresenta uma aposta crescente nas tecnologias Eólica e Fotovoltaica [28], com um aumento de aproximadamente 11% de produção proveniente de geradores eólicos e um aumento para aproximadamente o dobro ou o triplo de produção fotovoltaica, face ao ano de 2020. De forma a garantir uma percentagem mais significativa de geração renovável, foram também considerados aumentos de 320 MW para a Hídrica Fio de Água e de 87 MW para a Mini-Hídrica, totalizando assim 2750 MW e 510 MW de potência instalada, respetivamente.

De acordo que estas exigências de produção, foi ajustada a potência instalada, assim como o seu factor de carga. Assim, o terceiro cenário possui uma produção de aproximadamente 14,78 TWh de origem eólica e 2,90 TWh de origem fotovoltaica, com uma potência instalada de 6.120 MW e 1.628 MW, respetivamente.

Quanto às Centrais Termoelétricas, foi assumido que, em 2025, já não vão existir centrais a carvão em operação em Portugal. Assim, a capacidade existente de 1.756 MW, considerada no

cenário de referência, foi retirada à capacidade total das centrais e a eficiência conjunta foi novamente calculada com base numa média pesada das potências instaladas das centrais que recorrem a Gás Natural e a Biomassa, que se mantiveram idênticas às dos cenários anterior.

Com estas alterações é esperada uma maior percentagem de energia de origem renovável. Do consumo anual de 53,88 TWh, uma percentagem de 76,6% provêm de fontes renováveis. As proporções de geração proveniente das diversas fontes renováveis podem ser observadas na Figura 11.

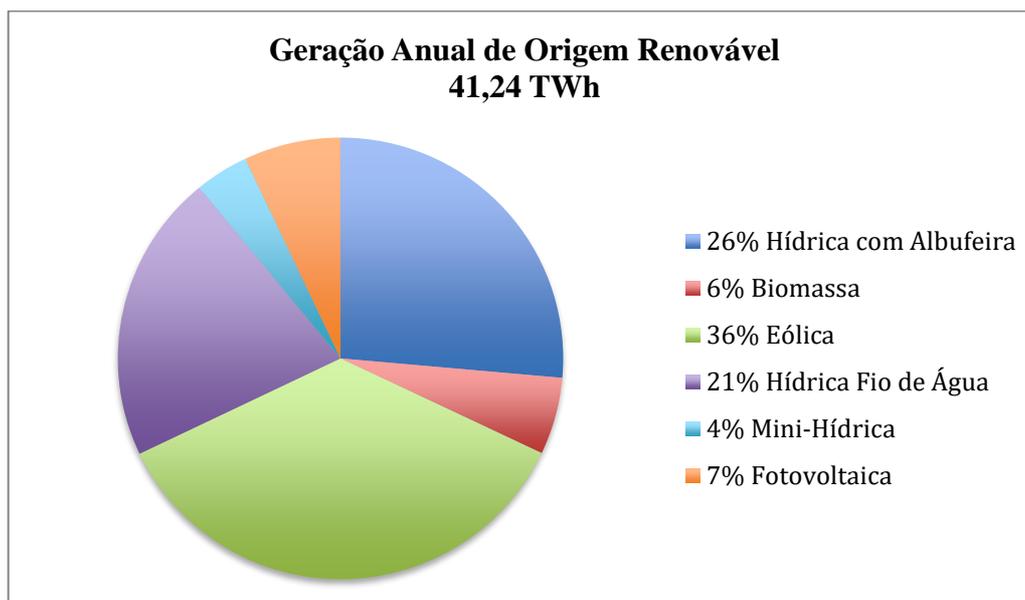


Figura 11 – Proporção das diversas fontes energéticas relativas à geração de origem renovável em 2025 – 72,4% do consumo anual

5.3 Cenário para 2030

Tal como no cenário anterior, a elaboração de um cenário para 2030 baseou-se sobretudo no aumento da produção Eólica e Fotovoltaica e na desativação de alguma da potência instalada das Centrais Termoelétricas. A produção que utiliza Cogeração Fóssil não apresenta alterações significativas, assim como a produção Hídrica.

De acordo com o Relatório da Segurança de Abastecimento da DGEG, o Sector Elétrico Português deverá ser capaz de realizar uma melhor conjugação entre a capacidade de geração que provêm de recursos renováveis e a procura total de energia. Foi então tido em conta um aumento de 500 MW da capacidade da Hídrica com Albufeira e um aumento da quantidade disponível de água em reservatório de armazenamento e de produção por bombagem de 1.294 GWh, totalizando 7.057 MW de potência instalada e uma capacidade de armazenamento de 4.500 GWh, respetivamente [29].

Os valores do consumo anual deverão acompanhar o crescimento linear considerado para os cenários anteriores, pelo que foi assumido um valor de 56,44 TWh. Devido ao novo investimento na tecnologia Eólica e Fotovoltaica, a produção prevista é de 16,33 TWh e de 6,96 TWh, respetivamente. Devido à inexistência de carvão como matéria prima para produção de eletricidade e devido à redução de aproximadamente 45% de utilização de gás a ciclo combinado, foi necessário voltar a calcular os valores de potência instalada, assim como da eficiência conjunta das centrais em operação através de uma média pesada das eficiências dos diferentes tipos de centrais, conforme realizado durante a elaboração de cenários posteriores.

O cenário elaborado permite a obtenção de uma maior percentagem da de geração de energia de origem renovável. O aumento da capacidade e da produção renovável e a redução da utilização de quantidades consideráveis de combustíveis fósseis permitem uma geração com aproximadamente 89,8% de renováveis. As proporções de geração proveniente das diversas fontes renováveis estão representadas na Figura 12.

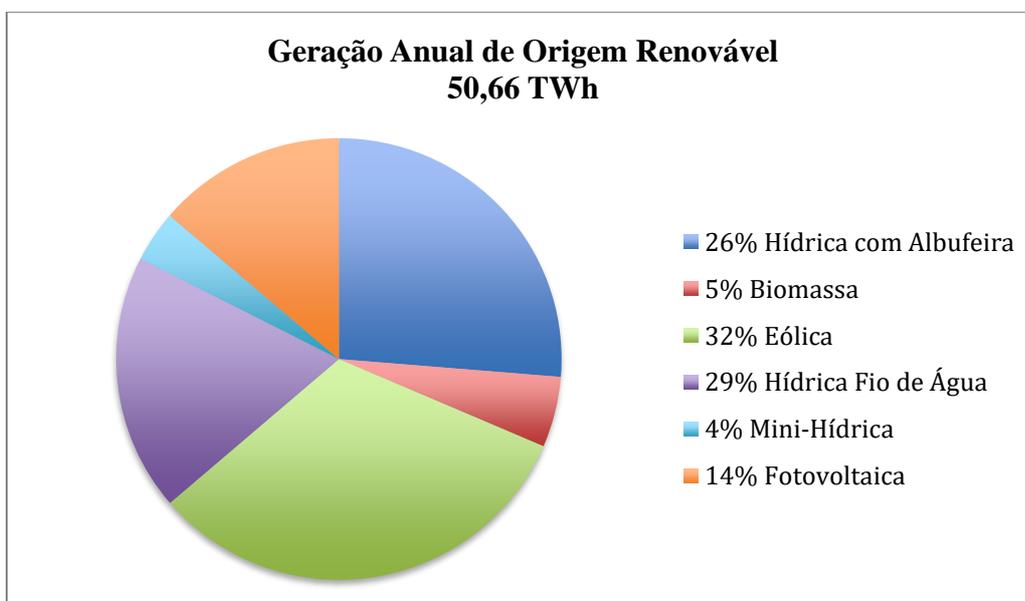


Figura 12 – Proporção das diversas fontes energéticas relativas à geração de energia de origem renovável em 2030 – 85,1% do consumo total

5.4 Cenário para 2040

O quinto e último cenário foi elaborado com a finalidade de assegurar uma geração elétrica 100% renovável e capaz de satisfazer o consumo total português no ano de 2040.

O aumento da procura energética teve em conta a linearidade considerada anteriormente, pelo que foi estimado um valor de 61,55 TWh. O total de geração prevista proveniente de tecnologia Fotovoltaica e Eólica é de aproximadamente 12,47 TWh e 18,83 TWh, respetivamente. Neste cenário, todas as centrais elétricas que recorrem a carvão, gás natural e outros combustíveis fósseis foram desativadas, existindo apenas 950 MW de potência instalada

que recorre a Biomassa como matéria prima. De forma a continuar a garantir a geração elétrica nas horas de baixa produção renovável, é fundamental assegurar um maior aproveitamento dos recursos hídricos, nomeadamente da hídrica com capacidade de armazenamento em Albufeira com recurso a bombagem hidroelétrica, pelo que foi utilizado o seu potencial máximo. Caso contrário, a intermitência da elevada percentagem de geração irá causar importações significativas. A proporção da geração renovável é apresentada na Figura 13.

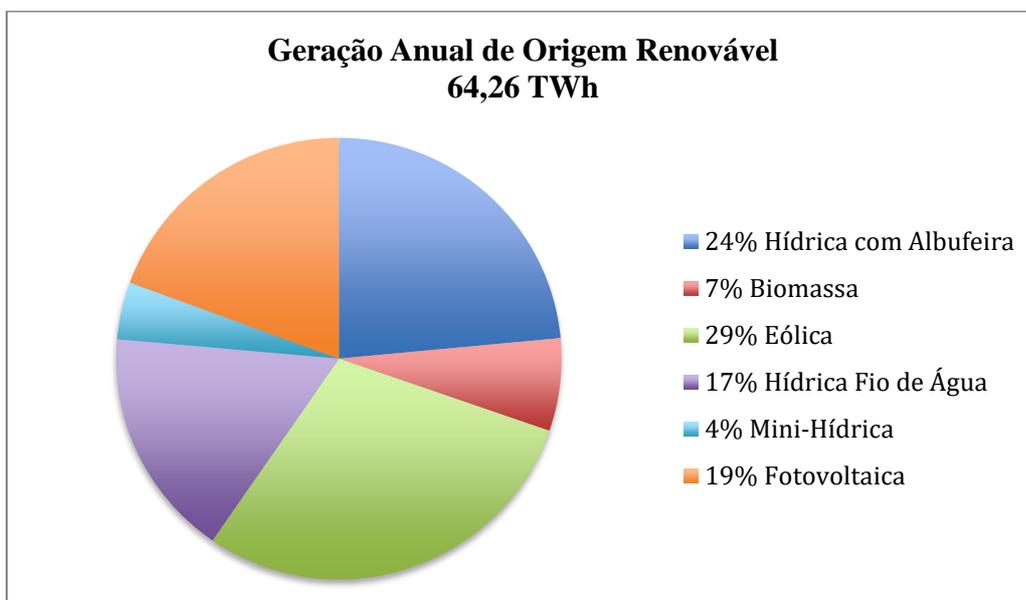


Figura 13 – Proporção das diferentes fontes energéticas relativas à geração de energia em 2040

5.5 Emissões de Dióxido de Carbono

Foi realizada uma comparação ambiental entre os cinco cenários elaborados, de acordo com as quantidades de dióxido de carbono emitidas por unidade de combustível fóssil queimada, estipuladas por defeito pelo EnergyPLAN, apresentadas na Tabela 6. As emissões relacionadas com a queima de biomassa não foram consideradas, uma vez que a absorção de dióxido de carbono por processos naturais da própria planta acabará por compensar esse valor de forma significativa.

Tabela 6 – Quantidade de emissões por unidade de combustível fóssil

Combustível	CO₂ (kg / GJ)
Carvão	95
Gás Natural	56,7
Diesel	74

A Figure 14 apresenta uma comparação gráfica dos cinco cenários. A quantidade de emissões mencionadas refere-se às emissões associadas à geração de energia elétrica, não contabilizando emissões relacionadas com outras áreas, como a indústria ou os transportes. As reduções são muito significativas, mas devem ser acompanhadas com reduções também na área dos transportes e na indústria, de forma a cumprir os protocolos internacionais.

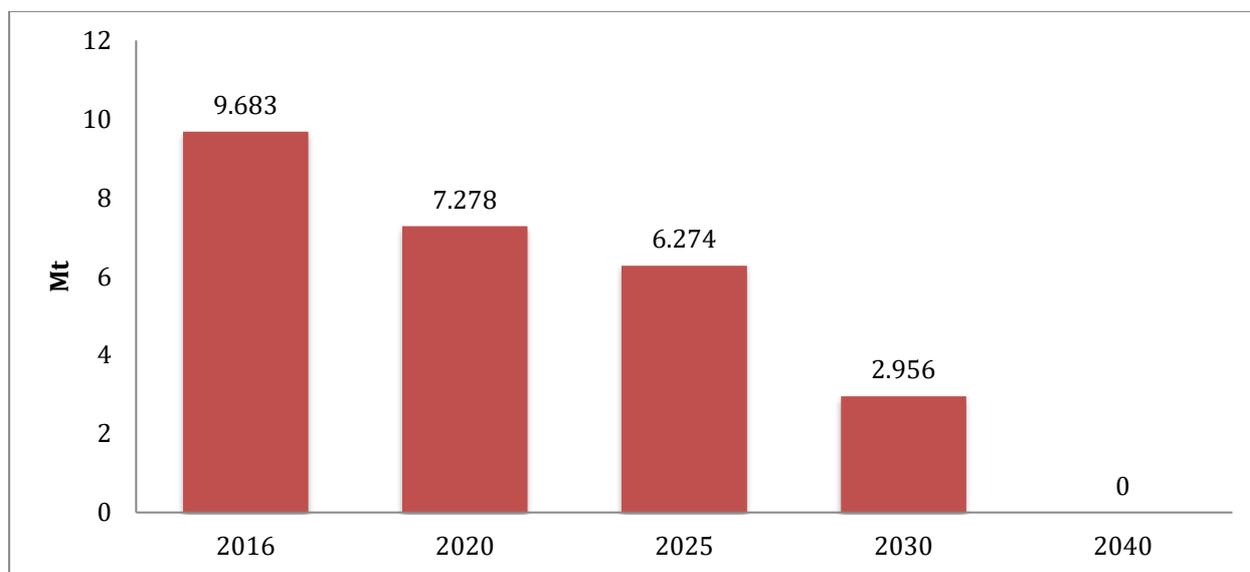


Figure 14 – Evolução das Emissões de CO₂ ao longo dos cenários elaborados

6. Análise de Estabilidade do Sistema

Quando há uma elevada percentagem de geração proveniente de fontes renováveis há problemas para assegurar a fiabilidade sistema, devido à variabilidade de produção que ocorre durante o ano, não sendo assim possível encontrar uma conjugação perfeita entre as diferentes tecnologias. Existem tecnologias que são despacháveis, como a biomassa e as hídricas, mas a pouca capacidade instalada em centrais de biomassa não é suficiente para garantir a satisfação da procura nas horas de reduzida produção renovável e são centrais de reduzida flexibilidade. A produção da Grande Hídrica com Albufeira, apesar do crescimento considerável ao longo dos cenários, não consegue assegurar a base mínima de geração necessária nas horas de menor geração das fontes intermitentes.

Há assim a necessidade de importações elevadas, para assegurar o consumo nas horas de baixa geração. O mesmo ocorre relativamente às exportações, que têm tendência para aumentar, uma vez que existe geração excessiva nas horas mais favoráveis à geração renovável. Assim, seria necessária uma capacidade de interligações bastante elevada e haver complementaridade de recursos relativamente a Espanha, o que não acontece devido à semelhança de recursos. Surge assim a necessidade de recorrer a sistemas de armazenamento de energia, capazes de armazenar a energia de origem renovável que é produzida em excesso nas horas mais favoráveis, de forma a continuar a satisfazer a procura nas horas de geração mais reduzida.

O EnergyPLAN permite avaliar as exportações e importações de energia através da introdução de uma capacidade de interligação válida tanto para o total de energia importada como para o total de energia exportada. Durante a elaboração dos cenários, a capacidade de interligação considerada teve como base a informação do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional [29]. A capacidade de interligação tem o propósito de oferecer a capacidade ao sistema de gerir o aumento da geração renovável, permitindo assim a realização de trocas energéticas com Espanha, consoante as necessidades de ambos os países, trazendo benefícios não só para o abastecimento energético nacional, como também possíveis benefícios económicos.

No que à energia exportada diz respeito, o software utilizado faz uma distinção entre dois tipos de energia:

- EEEP (*Exportable Excess Electricity Production*) – Trata-se do total de energia que pode efetivamente ser exportada, devido à capacidade suficiente das linhas de interligação com o exterior;

- CEEP (*Critical Excess Electricity Production*) – Trata-se do total de energia em excesso face à procura que fica retida no sistema, devido à inexistência de capacidade de interligação suficiente.

Enquanto a EEEP pode fazer parte do projeto de elaboração do modelo energético, se alguns dos objetivos tiverem em conta a troca de energia com outros sistemas, a CEEP não oferece benefício algum, sendo energia desperdiçada, que na prática, poderá até originar o colapso do sistema.

A Tabela 7 apresenta os valores de importações e exportações, a EEEP e CEEP, a capacidade das linhas de transmissão e as percentagens de importação e exportação face à procura e à geração de energia respetivamente. É possível observar o aumento das exportações ao longo dos cenários, resultado da aposta em geração renovável, devido aos picos de produção. Com o aumento progressivo da procura, o valor da importação anual aumenta de forma mais lenta, devido às necessidades de potência de base durante as horas de reduzida produção renovável. Os aumentos de importações e exportações são mais significativos no quinto cenário, que possui a maior procura energética e uma geração 100% renovável.

É também possível observar uma pequena quantidade de energia que não consegue ser exportada, devido à falta de capacidade de interligação do sistema, que não é suficiente para exportar toda a produção em excesso. É importante referir que, apesar dos três primeiros cenários simulados apresentarem valores nulos de importações, o mesmo poderá não acontecer na realidade, uma vez que a análise técnica do EnergyPLAN só considera a necessidade de importar se não existirem recursos energéticos suficientes. Na prática, a gestão económica do próprio sistema pode levar a situações de importação, mesmo em situações em que seria possível aumentar a geração por parte das Centrais Termoeletricas.

Tabela 7 – Grandezas relativas às importações e exportações dos cenários elaborados

Cenário	Importações (TWh)	Exportações (TWh)	EEEP (TWh)	CEEP (TWh)	Importações (%)	Exportações (%)	Cap. Transmissão (MW)
2016	0	2,04	2,04	0	0 %	3,98 %	3000
2020	0	2,31	2,31	0	0 %	4,31 %	3000
2025	0	3,52	3,52	0	0 %	6,13 %	3200
2030	0,15	5,90	5,90	0	0,27 %	9,46 %	3200
2040	5,90	8,60	7,50	1,10	9,59 %	13,38 %	3200

6.1 Trocas de energia com o exterior

A REN e a REE têm em marcha projetos que possibilitarão uma capacidade de interligação entre Portugal e Espanha superior aos 3000 MW, em ambos os sentidos, de forma a

aumentar as trocas comerciais entre os países [29]. Nesse sentido, é possível concluir que a prioridade energética portuguesa não deverá passar pela tentativa de assegurar internamente a totalidade da gestão do sistema. Pelo contrário, o sistema elétrico deverá ser capaz de participar no mercado europeu de eletricidade, movido não apenas pela necessidade de obter ou despachar energia nas horas de menor ou maior geração, mas também de forma a alcançar possíveis benefícios económicos. É certo que, pelo menos numa fase inicial, Portugal não terá as mesmas vantagens dos países localizados no centro da Europa, que deverão ser capazes de participar no mercado de forma mais competitiva devido à proximidade entre países vizinhos, diferente distribuição de fontes intermitentes e às tecnologias adoptadas no seu próprio sistema elétrico.

O software utilizado permite a elaboração de uma análise económica que por tem por base uma distribuição de preços relacionados com as horas de importação e exportação. No entanto, como uma determinação precisa dos mesmos está sujeita a uma verificação frequente dos custos baseados na lei da oferta e da procura, dependendo também da variação da geração e do consumo em Espanha (e não, numa simples repetição dos preços passados), foi feita apenas uma análise dos valores das importações e exportação para o cenário de 2040. Em função da procura anual, o software privilegia a realização de trocas com o exterior face à utilização do único sistema de armazenamento presente no cenário, nomeadamente à utilização da bombagem, desde de que a capacidade estipulada de interligação o permita [35]. Ou seja, a EEEP não é vista como energia que deva ser armazenada, mas sim como representando um possível benefício económico através da sua exportação.

A Figura 15 apresenta uma comparação entre os valores calculados de importações e exportações mensais para o cenário de 2040. É possível observar uma maior quantidade de exportações durante a primeira metade do ano, devido à elevada quantidade de potência eólica instalada e à maior predominância de vento nesta fase do ano.

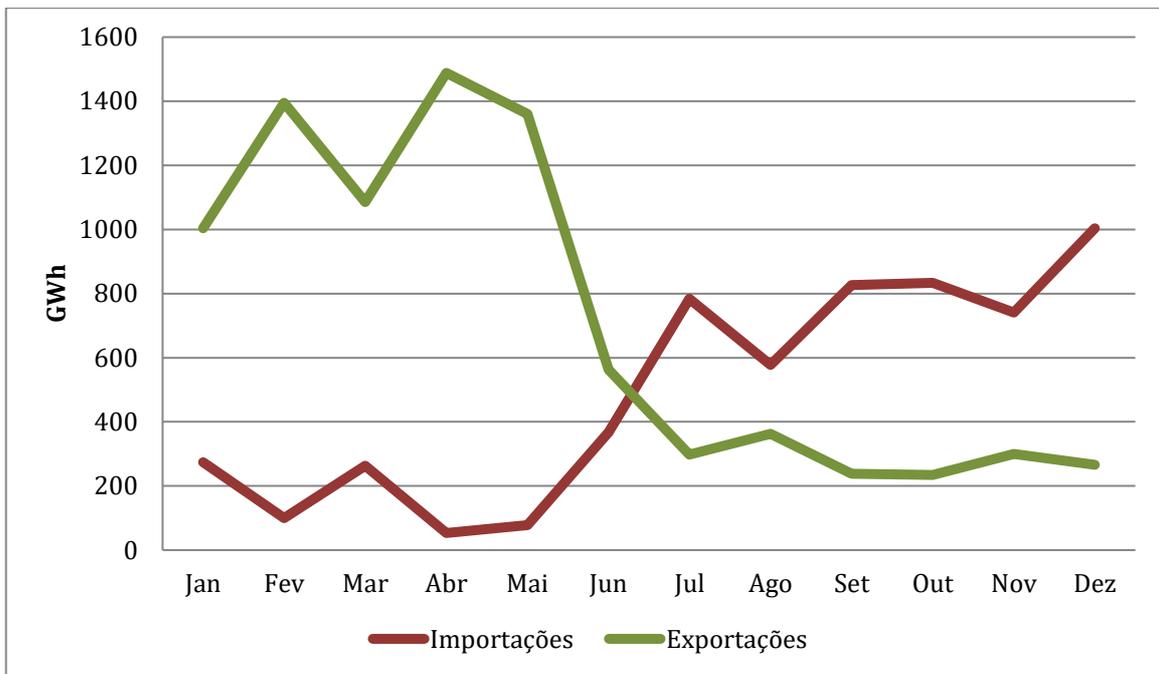


Figura 15 – Importações e Exportações de 2040

A Figura 16 apresenta a oscilação da produção eólica durante todo o ano de 2040, sendo visível a maior predominância de valores elevados de geração durante os primeiros meses do ano. Nesta figura também se pode observar as grandes oscilações de geração, que são também a causa principal das necessidades de importação até Maio, pois tais importações são maioritariamente causadas pela necessidade de compensar quedas bruscas de produção eólica durante algumas horas.

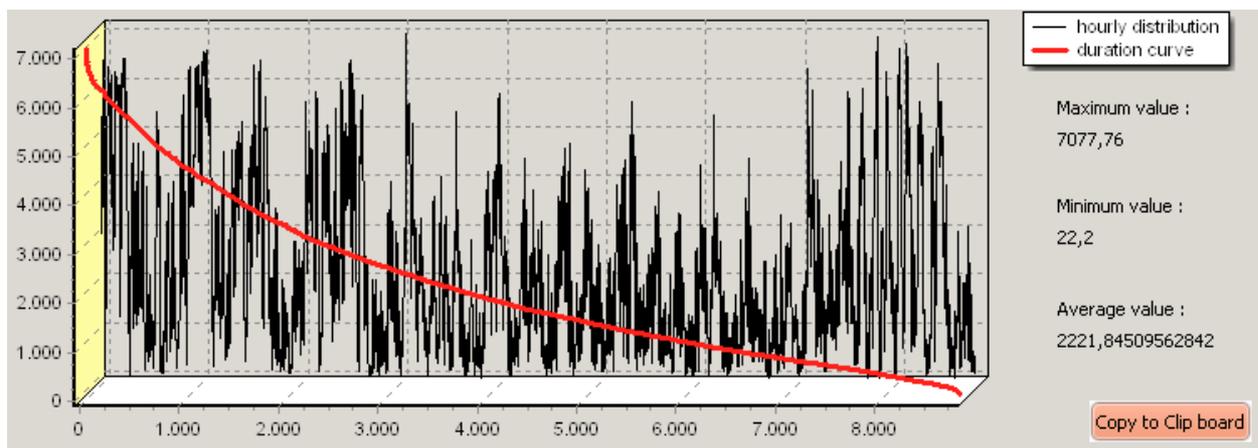


Figura 16 – Produção eólica em MW por hora durante 2040

A partir de Maio, é possível observar um equilíbrio entre os valores de importação e exportação, devido à elevada capacidade fotovoltaica instalada e ao consequente aumento de produção. A produção fotovoltaica é apresentada na Figura 17.

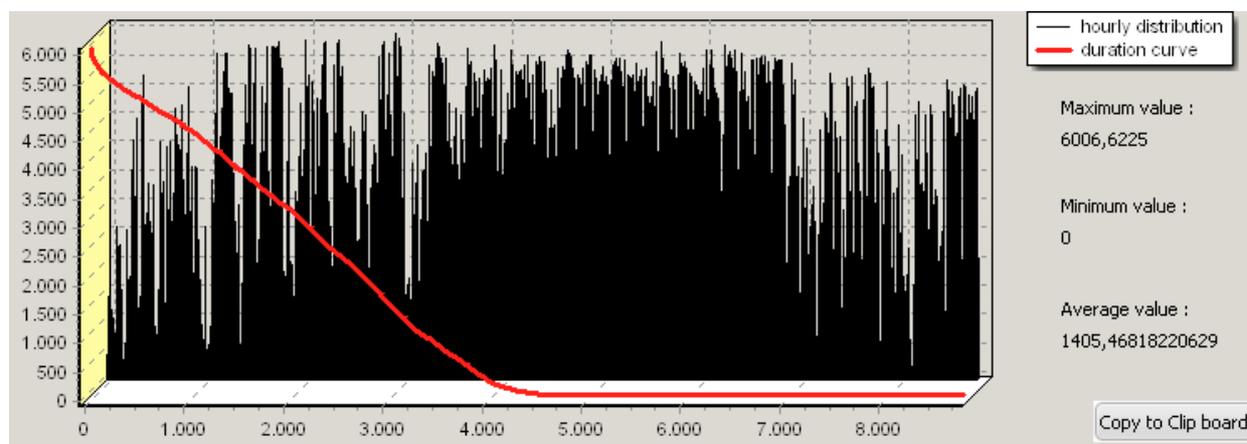


Figura 17 – Produção Fotovoltaica em MW por hora durante 2040

Contudo, verificou-se um aumento dos valores de importação após Maio, devido à maior dependência do sistema elétrico da produção fotovoltaica, que atinge os seus picos de produção durante as horas de maior disposição solar, tendo uma produção mais reduzida durante as restantes horas e nula durante a noite. A produção eólica sofreu um decréscimo acentuado devido à menor disponibilidade de vento a partir do início de Junho, diminuindo os picos de produção e consequentemente, a energia produzida em excesso.

Os problemas relacionados com as horas de reduzida produção eólica e fotovoltaica poderiam ser minimizados com investimento na Hídrica com Albufeira, nomeadamente ao nível da capacidade de bombagem e em reservatórios de armazenamento de água. No entanto, o potencial hídrico português é de 15 TWh/ano, pelo que não foram considerados valores de produção superiores com recurso à Hídrica com Albufeira, tendo em conta que em 2040 estará já atingido o seu potencial de geração. A outra solução passaria pelo aumento da capacidade das Centrais Termoelétricas que recorrem a biomassa. No entanto, esse aumento estaria dependente da aprovação de medidas de produção de biomassa florestal, dada a necessidade de elevadas quantidades de biomassa que seria necessária para preencher os vazios de intermitência renovável e esse aumento seria sempre muito limitado, face às necessidades. Assim, surge como principal opção a adoção de tecnologias de armazenamento em larga escala, nomeadamente de baterias.

6.2 Sistema de Armazenamento A

O EnergyPLAN permite fazer uma simulação básica de um sistema de armazenamento de energia elétrica. No menu *Balancing and Storage* existem algumas possibilidades associadas ao controlo das transferências de energia com o exterior e à estabilidade do sistema elétrico. A simulação do sistema de armazenamento tem em conta os valores de potência de bombagem e potência da turbina, associadas à transferência de energia entre o sistema elétrico e uma capacidade de armazenamento estipulada, mas tais parâmetros podem ser utilizados para qualquer tecnologia de armazenamento, substituindo a potência de bombagem e da turbina pela potência de carga e descarga.

As ferramentas de armazenamento disponíveis no EnergyPLAN permitem apenas controlar a quantidade de energia que não pode ser exportada (CEEP), favorecendo trocas de energia com sistemas elétricos externos [35]. Se o objetivo for reduzir o CEEP em pequenas quantidades, o processo de bombagem das Albufeiras seria suficiente. No entanto, a ferramenta disponível no meu *Balancing and Storage* permite a modelação de diversas tecnologias como baterias ou sistemas de ar comprimido, uma vez que permite controlar a capacidade de carga e descarga, assim como os respetivos rendimentos dos processos e a capacidade de armazenamento.

Para o cenário de 2040, foi criado o modelo de um sistema de bateria de iões de lítio capaz de armazenar a capacidade em excesso que não pode ser exportada, para que fosse aproveitada para consumo. As principais características que justificaram a escolha desta tecnologia foram o seu elevado rendimento e a perspetiva de evolução do seu desempenho (nomeadamente a vida útil) e custos [36]. Os dados técnicos para a criação do sistema de armazenamento do cenário de 2040 tiveram como base o exemplo da construção de 8 unidades de sistemas de armazenamento de baterias de iões para a rede nacional do Reino Unido [31] assim como outros projetos mas com uma capacidade menos significativa, sendo adoptado um rácio de 4 entre a capacidade total de armazenamento e a potência do conjunto das baterias de iões de lítio [32][33]. A simulação foi realizada tendo em conta o decréscimo significativo do custo por unidade de energia esperado das baterias de iões de lítio para os próximos anos [34]. O projeto do sistema de armazenamento foi elaborado tendo em conta a análise da simulação do aproveitamento de um sistema de armazenamento de elevada capacidade por parte do sistema elétrico. De acordo com esse aproveitamento, são então dados os valores máximos de capacidade a considerar de forma a aproveitar toda a CEEP.

Foi assim simulado um conjunto de baterias de 90,5 GW com uma capacidade de armazenamento de 362 GWh e um rendimento cíclico de 93,5%. A Figura 18 apresenta as variáveis introduzidas para o modelo do sistema de armazenamento.

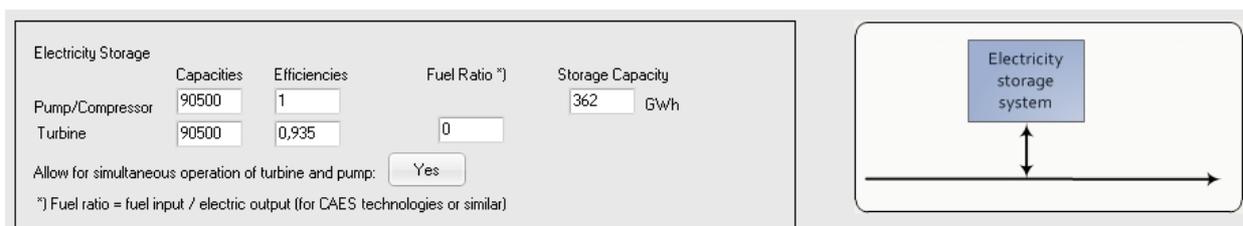


Figura 18 – Menu *Balancing and Storage*

A Figura 19 apresenta os valores médios mensais da carga e descarga das baterias. Os 1,10 TWh de energia, cuja capacidade de interligação não permitiu que fossem exportados, foram armazenados pelo conjunto de baterias e reintroduzidos no sistema elétrico conforme apresentado na Figura 19

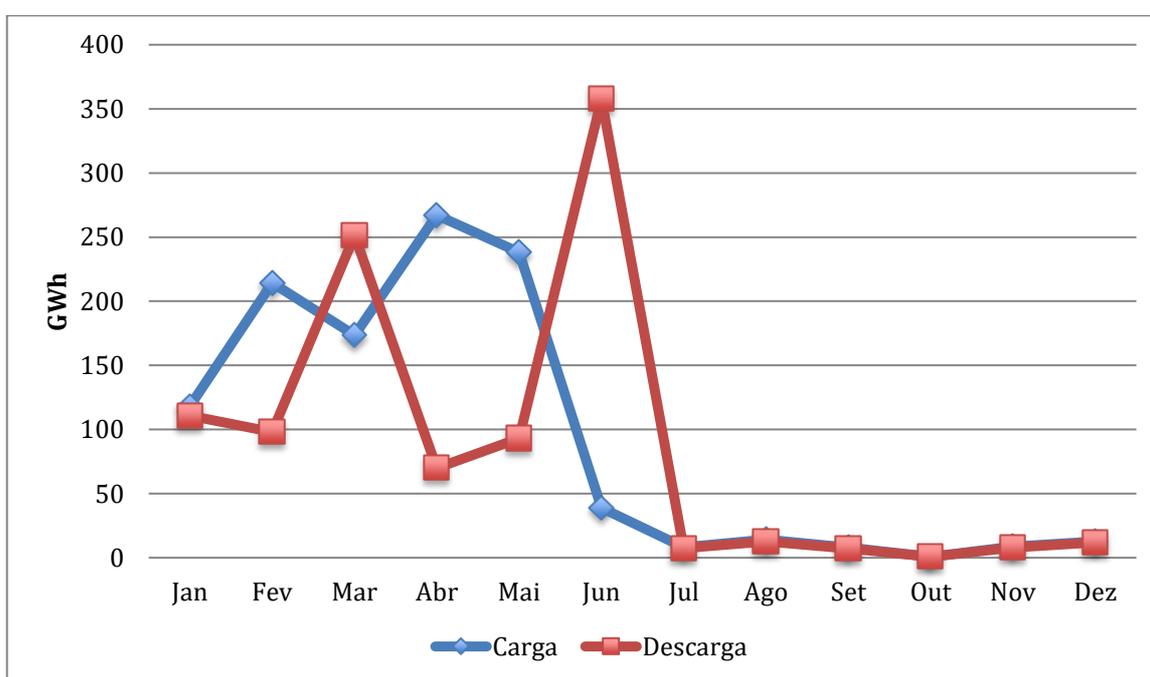


Figura 19 – Carga e descarga mensal das baterias de íões de lítio

A quantidade de energia armazenada ao longo do ano foi toda reintroduzida no sistema, através do processo de carga e descarga das baterias. A oscilação do excesso de energia é superior na primeira metade do ano devido às flutuações de geração eólica, associadas à sua intermitência. A Tabela 8 apresenta uma comparação entre as importações e exportações anteriores e posteriores à implementação do sistema de armazenamento, assim como o valor de CEEP anterior. É possível observar a variação entre os valores de importação e exportação à medida que a CEEP varia.

Tabela 8 – Comparação entre trocas energéticas sem e com Sistema de Armazenamento

2040	Importações (TWh)	Exportações (TWh)	CEEP (TWh)
Sem Armazenamento	5,90	8,60	1,10
Com Armazenamento	5,04	7,50	0

Nos meses de predominância de geração eólica, é mais visível a diminuição das exportações e das importações, devido ao armazenamento da CEEP. A partir do fim de Julho, o valor das importações é superior ao valor das exportações e não há CEEP, pelo que os valores de importação e exportação acompanham os valores obtidos antes da implementação do sistema de armazenamento. Assim, o efeito do conjunto de baterias foi notório nos meses de maior geração eólica, permitindo um controlo eficaz no aproveitamento da energia em excesso para a diminuição das importações. De notar também que o Sistema Elétrico só necessitou de realizar importações significativas no mês de Junho, um mês depois do que aconteceria sem o sistema de baterias. Tal deveu-se ao aumento de descarga que ocorreu em Maio, devido à elevada quantidade de energia armazenada durante a primeira metade do ano, como pode ser observado na Figura 20.

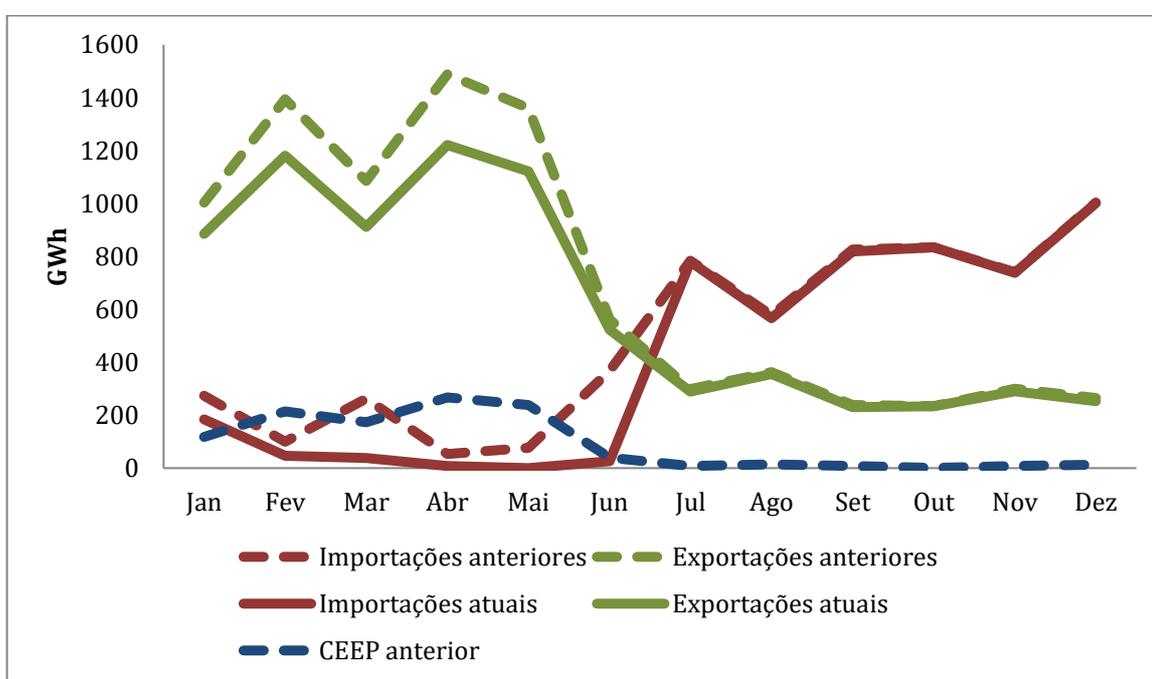


Figura 20 – Evolução das trocas energéticas sem e com o Sistema de Armazenamento

No que aos custos diz respeito, as previsões de evolução do custo de um sistema de baterias de íões de lítio, já com a eletrónica de potência associada ao seu funcionamento, podem ser observadas na **Error! Reference source not found.** As previsões de custo médio para 2040 apontam para um decréscimo superior a 50% face custo atual por kWh de armazenamento, pelo que foi tido em conta o custo de 250 USD/kWh (219 €/kWh) [33].

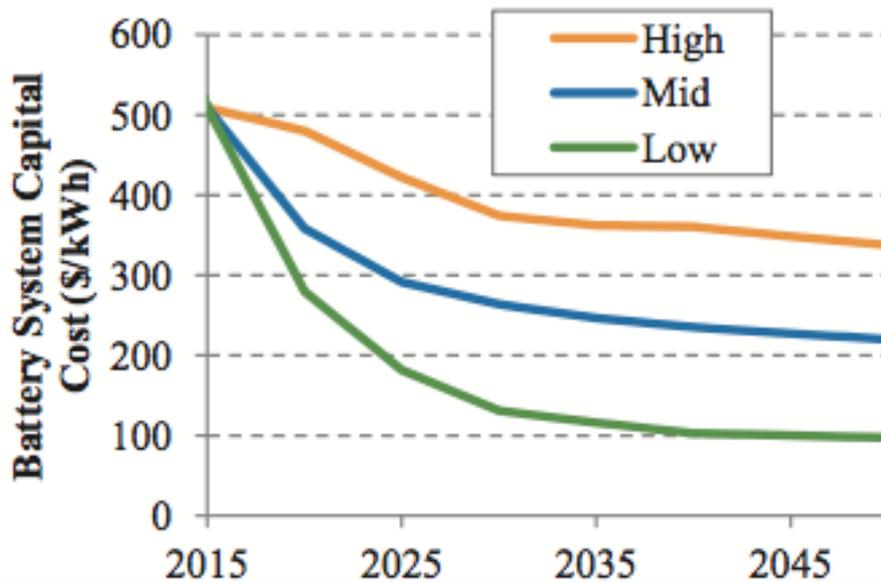


Figura 21 – Previsão de evolução de custos de sistemas de baterias de iões de lítio

Com o armazenamento considerado de 362 GWh, o sistema de baterias terá um custo total de 78,7 mil milhões de euros. De forma a calcular o custo por unidade de energia armazenada foi tida em conta a esperança média de vida do conjunto de baterias, assim como a energia total armazenada durante o ano. Considerando um tempo de vida útil de 20 anos (atendendo que na maioria dos dias a profundidade de descarga será baixa) para o conjunto de baterias de iões de lítio [36] e o valor de energia anual armazenada de 1,03 TWh/ano, calculado multiplicando a CEEP pela eficiência cíclica (total de energia reintroduzida no sistema), foi efetuado o cálculo de acordo com a formula (1).

$$Custo\ kWh_{Armazenado} = \frac{Custo\ Total\ do\ Investimento}{Anos\ de\ Vida \times Energia\ Anual\ Armazenada} \quad (1)$$

O custo por kWh armazenado foi assim de 3,8 €/kWh. Se for realizada uma comparação com o preço médio da energia atualmente no MIBEL (entre 0,03 e 0,10€/kWh), é possível concluir que este sistema de armazenamento, projetado de forma a aproveitar toda a CEEP para consumo energético, não apresenta viabilidade económica. Trata-se de um sistema que foi elaborado a pensar na absorção dos maiores picos de geração em excesso, associados à variabilidade da geração renovável. No entanto, esses valores de pico ocorrem com pouca frequência, criando um subaproveitamento muito significativo da capacidade de armazenamento total, tornando o custo da energia armazenada muito elevado. O facto do funcionamento do sistema de armazenamento só ser mais notório na primeira metade do ano também contribui para

o elevado custo de energia armazenada, uma vez que a sua capacidade não é aproveitada nos meses seguintes.

6.3 Sistema de Armazenamento B

Devido ao elevado custo do sistema de armazenamento analisado anteriormente, foi considerado outro sistema de armazenamento que visa aproveitar grande parte dos valores médios da CEEP, mas não a sua totalidade, de forma a apresentar um custo de operação mais reduzido. Para tal, procedeu-se ao reforço da capacidade de interligação em 600 MW de forma a reduzir os valores máximos da CEEP. A Tabela 9 mostra os valores de importação, exportação e CEEP as capacidades de interligação de 3200 MW e 3800 MW.

Tabela 9 - Comparação entre trocas de energia com reforço de linhas

Capacidade de interligação (MW)	Importações (TWh)	Exportações (TWh)	CEEP (TWh)
3200	5,90	8,60	1,10
3800	5,88	8,71	0,63

Com este reforço, a CEEP decresceu para 0,63 TWh. Para obter os valores médios de energia armazenada a colocar na capacidade de armazenamento do novo sistema, foi simulado um sistema de muito elevada capacidade, de forma a avaliar o valor médio armazenado durante todo o ano, tendo-se obtido um valor médio de 18,2 GWh. Tendo em conta o rácio de 4 entre a capacidade de armazenamento e a potência considerado no Sistema de Armazenamento A, foi então elaborado um sistema de armazenamento constituído por um conjunto de bateria de iões de lítio com uma potência de 4.550 MW, uma capacidade de armazenamento de 18,2 GWh e uma eficiência cíclica de 93,5% (Figura 22). O investimento total do sistema de armazenamento foi de 3,96 mil milhões de euros.

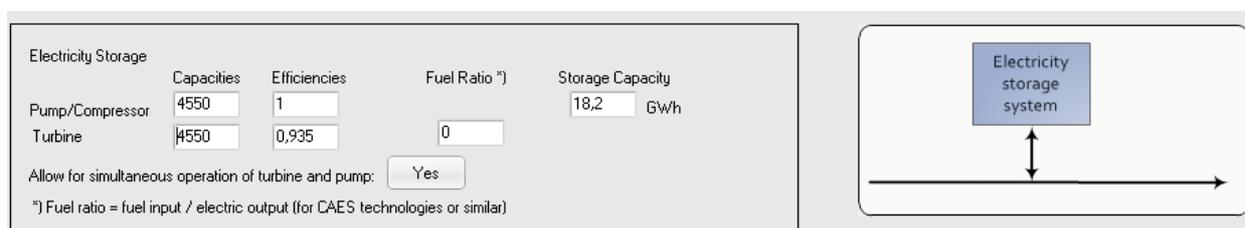


Figura 22 – Menu Balancing and Storage para o segundo sistema de armazenamento

As alterações das importações, exportações e CEEP podem ser observadas na Tabela 10. O sistema de armazenamento permitir diminuir a CEEP em cerca de 64% e ajustar os valores das importações e exportações.

Tabela 10 - Comparação das trocas energéticas para o segundo Sistema de Armazenamento

Cenário	Importações	Exportações	CEEP	Capacidade de Interligação
Sem Armazenamento	5,88	8,71	0,63	3800
Com Armazenamento	5,67	8,31	0,23	3800

A Figura 23 apresenta a evolução das trocas de energia.

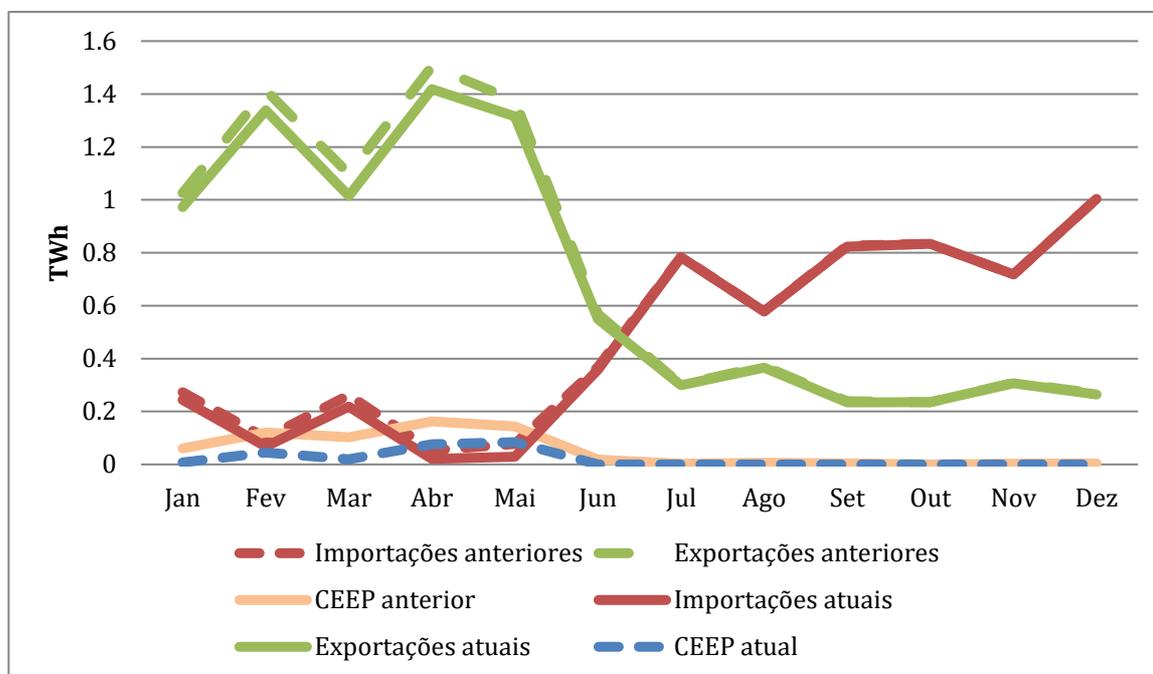


Figura 23 – Evolução das trocas energéticas para o segundo Sistema de Armazenamento

É possível observar uma variação de trocas de energia menos significativa do que a observada no primeiro sistema de armazenamento, devido à capacidade de armazenamento muito inferior. A necessidade de descarga de energia e a baixa capacidade de armazenamento das baterias não permite elevados níveis de carga, como pode ser observado na Figura 24.

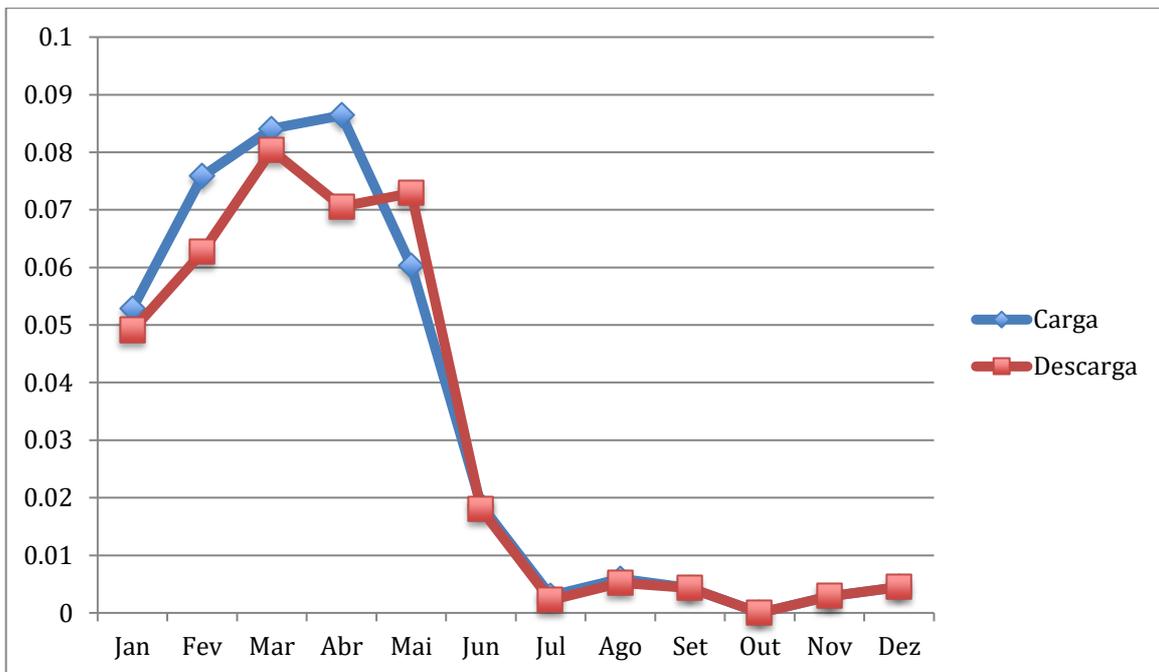


Figura 24 – Carga e Descarga para o segundo Sistema de Armazenamento

No cálculo do custo total do sistema, é necessário ter em conta o investimento na 600 MW no reforço das interligações, que permitiu escoar 0,47 TWh de energia em excesso. Foi assumido um valor de 20,5 milhões de euros por GW, com base no valor médio do custo do projeto promovido pela REN e pela REE [24]. Tendo em conta os 600 MW de reforço das linhas, o custo médio calculado foi de 12,3 milhões de euros. O cálculo foi realizado através da formula (2).

$$\begin{aligned}
 & \text{Custo } kWh_{\text{Armazenado}} \\
 &= \frac{\text{Custo Investimento}_{\text{Armazenamento}} + \text{Custo Investimento}_{\text{interligação}}}{\text{Vida Útil} \times (\text{Energia Anual Armazenada} + \text{Energia Exportada Adicional})} \quad (2)
 \end{aligned}$$

Assumido uma vida útil de 20 anos, uma energia exportada adicional de 110 GWh/ano (Tabela) e uma energia anual armazenada de 370 GWh/ano, calculada através do produto da eficiência do conjunto de baterias e a quantidade de CEEP absorvida, o custo calculado foi de 0,41€/kWh. A solução de armazenamento conseguiu assim reduzir uma quantidade muito significativa de CEEP, mas mesmo assim não se apresenta como uma solução viável do ponto de vista económico.

O investimento no reforço da interligação representa apenas 0,27%, quando comparado com o custo total de investimento, e permite escoar o dobro da CEEP, garantindo mais segurança ao sistema. No entanto, não interfere no aproveitamento da CEEP por parte do Sistema Elétrico, pois o controlo da CEEP para aproveitamento energético só é possível com sistemas de

armazenamento, no sentido em que aproveitam a energia produzida internamente para cobrir as necessidades de importações. No entanto, os sistemas de armazenamento simulados não apresentaram vantagens económicas.

Um reforço superior das interligações seria fundamental para satisfazer as necessidades de procura energética e de realizar benefícios económicos com a exportação. No entanto, Espanha, à semelhança de muitos países europeus, não apresenta soluções para a gestão de intermitência complementares à rede Portuguesa, pelo que vão ser necessários investimentos no reforço substancial das interligações com França, abrindo o mercado ibérico ao resto da Europa.

7. Conclusão e Trabalhos Futuros

7.1 Conclusão

A dependência energética baseada na importação de combustíveis fósseis e os problemas ambientais associados ao seu aproveitamento têm levado a uma crescente aposta na geração de energia baseada em fontes renováveis. Esse investimento, apesar de fomentar o aproveitamento energético de cada país e de contribuir para o cumprimento de metas ambientais, traz problemas relacionados com a impossibilidade de controlar totalmente a produção renovável devido à sua imprevisibilidade, tornando importante a implementação de medidas que visam ajustar a procura energética às variações de produção. A rápida evolução das tecnologias associadas à geração renovável e a sua crescente implementação nos sistemas elétricos realça ainda mais a importância da elaboração de previsões do seu impacto futuro. Essas previsões deverão ser realizadas com base em simulações do Sistema Elétrico de forma a avaliar os seus impactos técnicos e económicos. Para tal, poderão ser utilizadas ferramentas de modelação como o EnergyPLAN, utilizada no desenvolvimento desta dissertação, e que demonstrou elevada flexibilidade na simulação dos sistemas e na análise do seu comportamento técnico, económico e ambiental.

As simulações realizadas para os cinco cenários temporais permitem uma análise técnica do comportamento do Sistema Elétrico em função da penetração considerada de geração renovável e das necessidades do consumo. Foi possível observar o aumento percentual da geração renovável e a retirada gradual de funcionamento das Centrais Termoelétricas que recorrem a combustíveis fósseis, como o carvão e o gás natural. Contudo, com o aumento da geração renovável, foi também possível analisar os problemas associados à intermitência das fontes renováveis, nomeadamente a necessidade de exportar energia nos períodos de maior produção e renovável e de importar energia nos períodos de geração renovável reduzida e insuficiente capacidade de produção das Centrais Termoelétricas.

Apesar de um dos factores mais vantajosos da aposta na geração renovável ser a autossuficiência energética de um Sistema Elétrico, baseando a geração nos seus próprios recursos energéticos, as importações de energia são uma necessidade para assegurar o equilíbrio entre a oferta e a procura. No entanto, é necessário fazer uma comparação entre a energia efetivamente importada por parte de um sistema com elevada percentagem de geração renovável e a quantidade de combustíveis fósseis que é necessário comprar para produzir uma determinada quantidade de energia sem problemas de intermitência. A primeiro cenário elaborado, representativo do Sistema Elétrico que operou em 2016, registou uma produção de 22,43 TWh

proveniente das Centrais Termoelétricas. Dessa produção total, apenas 1,94 TWh foram produzidos a partir de Biomassa, sendo os restantes 20,49 TWh produzidos a partir de combustíveis fósseis importados e sujeitos a uma variabilidade de custo imprevisível, assim como à emissão de GEE.

As hídricas reversíveis conseguem oferecer equilíbrio ao Sistema Elétrico que opera atualmente. No entanto, o aumento das importações que acompanha a geração 100% renovável poderá oferecer novas exigências que, devido à pouca margem de evolução técnica, necessidade de disponibilidade hídrica e de espaço, os sistemas de bombagem hidroelétrica não oferecem todas as garantias. Adicionalmente, o potencial para aumentar a capacidade hídrica reversível é limitado. Assim, é necessário considerar outras soluções, nomeadamente a utilização de sistemas de armazenamento. Foi assim também simulada a utilização de sistemas de armazenamento, com recurso a baterias de íons de lítio, com o objetivo de assegurar a fiabilidade e equilíbrio entre a oferta e a procura no sistema.

O primeiro sistema de armazenamento em larga escala simulado para o cenário 100% renovável demonstrou a capacidade de controlar a energia em excesso de forma a diminuir as necessidades de importações. Tratou-se de um sistema com uma potência de 90,5 GW, com uma capacidade de armazenamento de 362 GWh e com um custo de investimento estimado de 78,7 mil milhões de euros. Apesar de ter demonstrado um funcionamento muito eficiente do ponto de vista técnico, não demonstrou um funcionamento viável do ponto de vista económico, tendo em conta a durabilidade do sistema e quantidade total de energia armazenada durante o ano.

A necessidade de um sistema com uma elevada capacidade de armazenamento, capaz de absorver os picos de maior geração renovável, foi a causa de um sistema subaproveitado, devido à predominância de geração eólica. A geração eólica apresenta elevados picos de geração durante a primeira metade do ano e é responsável pela maior parte das exportações, preenchendo grande parte da energia armazenada pelo sistema. No entanto, a queda de produção eólica durante a segunda metade do ano criou a necessidade de importações, esgotando a energia armazenada, que passou a ter um papel muito menos significativo. A elevada discrepância entre a capacidade utilizada pelo sistema durante os picos de geração eólica e a capacidade utilizada na segunda metade do ano tornou o sistema inviável economicamente. Assim, os sistemas de armazenamento constituídos por baterias deverão ter características específicas com base nos objetivos que pretendem atingir em termos de energia armazenada, de forma a aproveitarem a sua capacidade de armazenamento durante maior tempo possível, apresentado melhor viabilidade económica.

No segundo sistema de armazenamento, foi simulado um sistema com uma capacidade muito inferior, tendo por base os valores médios da exportação em excesso anual. O sistema

possui uma potência de 4.550 MW e uma capacidade de armazenamento de 18,2 GWh, pelo que mesmo neste caso a capacidade necessária é muito elevada. Foi realizado também um reforço das interligações com o exterior de 600 MW, o que totalizou 3.800 MW de capacidade em ambos os sentidos, que permitiu o escoamento da CEEP, sendo parte da restante reintroduzida no Sistema Elétrico. O investimento total do sistema de armazenamento foi de 3,96 mil milhões de euros, enquanto que o reforço das interligações teve um investimento estimado de 12,8 milhões de euros. O efeito na relação entre importações e exportações foi menos significativo face ao sistema simulado anteriormente, devido à menor capacidade instalada. De toda a redução da CEEP, 36,36% deveu-se ao sistema de armazenamento e 42,73% ao reforço de capacidade de interligação. A solução de armazenamento, apesar de apresentar um custo por unidade de energia muito inferior ao sistema simulado anteriormente, continua a não apresentar viabilidade económica, sendo o reforço de interligação um investimento muito menor, se o objetivo for apenas os benefícios económicos da exportação de energia, e não o aproveitamento dessa mesma energia para períodos de geração renovável mais baixa.

O investimento na capacidade de interligação com o exterior tem potencial para assegurar benefícios económicos. O *phase-out* nuclear de alguns países europeus e o pouco investimento de alguns países para o cumprimento das metas associadas ao aumento geração renovável trará oportunidades a Portugal de transferir produção em excesso para o resto de Europa. No entanto, devido ao isolamento comercial de energia do mercado ibérico, será necessário um reforço substancial nas interligações entre Espanha e França, para que Portugal consiga aproveitar o seu potencial de geração renovável.

7.1 Trabalhos Futuros

O planeamento energético assume um papel cada vez mais importante devido às crescentes alterações tanto em tecnologias de produção renovável, desenvolvimento de sistemas de armazenamento e a necessidade de avaliar rentabilidade económica dos investimentos e das trocas comerciais. A criação de simulações de sistemas de energia deve ser realizada com frequência permitindo prever os resultados técnicos e económicos dos investimentos de geração renovável com menor margem de erro possível. O investimento em tecnologia renovável deverá ser acompanhado de uma análise dos benefícios económicos do potencial de exportação renovável nacional. Assim, será importante realizar simulações de cenários futuros tendo em conta não só as previsões de capacidade renovável instalada e respetiva produção, mas também os custos de funcionamento dos vários tipos de Centrais Termoelétricas, os custos associados à competitividade no mercado de importações e exportações e os custos associados ao

investimento em diferentes sistemas de armazenamento, de forma a permitir uma melhor avaliação do mix de geração adotado, com o objetivo de assegurar a fiabilidade do Sistema Elétrico ao menor custo possível.

A simulação de cenários futuros deverá também ter em conta os avanços realizados nos mecanismos de controlo de energia, nomeadamente nos sistemas de armazenamento baseados nas baterias de iões de lítio, simulados nesta dissertação, mas também em baterias de sódio-enxofre, baterias de fluxo de redox de vanádio (VRB) e em sistemas de ar comprimido (CAES), que deverão ser alvo de uma análise técnica e económica, em função dos objetivos específicos que o seu investimento pretende cumprir. Adicionalmente, deverão ser avaliados sistemas com dimensão diferente, associados a opções distintas relativas à expansão das interligações. Outra opção importante para considerar no futuro é a avaliação do impacto de medidas de gestão da procura, capazes de adaptar a procura aos períodos de maior geração renovável.

O EnergyPLAN não permite apenas a simulação de sistemas elétricos, mas também simulações baseada tanto na procura de energia elétrica, como nos consumos associados à energia térmica proveniente dos processos de ciclo combinado das Centrais Termoelétricas, da produção Solar Térmica ou da queima de resíduos, dispondo também da capacidade de simulação de sistemas de armazenamento de calor e de sistemas de arrefecimento. O software permite também a simulação dos consumos associados ao sector do transporte, possibilitando uma análise de sistemas de transporte baseados em gás ou hidrogénio, e da tecnologia *Vehicle to Grid*, permitindo também uma análise de custos detalhada com base na rentabilidade das tecnologias implementadas e da movimentação do mercado de energia. Assim, os projetos futuros deverão basear-se num maior aproveitamento das possibilidades de ferramenta, tendo em conta o comportamento atual do sistema energético global e não apenas do sistema elétrico.

Referências Bibliográficas

- [1] Lund H, Renewable Energy A Smart Energy Systems Approach to the Choice and Modeling of 100% Renewable Solutions, Second Edition 2014.
- [2] Brian Vad Mathiesen, Henrik Lund, Kenneth Karlsson, 100% Renewable energy systems, climate mitigation and economic growth, Applied Energy, Volume 88, Issue 2, 2011, Pages 488-501, ISSN 0306-2619, <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2010.03.001>.
- [3] Boris Ćosić, Goran Krajačić, Neven Duić, A 100% renewable energy system in the year 2050: The case of Macedonia, Energy, Volume 48, Issue 1, 2012, Pages 80-87, ISSN 0360-5442, <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2012.06.078>.
- [4] Goran Krajačić, Neven Duić, Zlatko Zmijarević, Brian Vad Mathiesen, Aleksandra Anić Vučinić, Maria da Graça Carvalho, Planning for a 100% independent energy system based on smart energy storage for integration of renewables and CO emissions reduction, Applied Thermal Engineering, Volume 31, Issue 13, 2011, Pages 2073-2083, ISSN 1359-4311, <http://dx.doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2011.03.014>.
- [5] D. Connolly, H. Lund, B.V. Mathiesen, M. Leahy, The first step towards a 100% renewable energy-system for Ireland, Applied Energy, Volume 88, Issue 2, 2011, Pages 502-507, ISSN 0306-2619, <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2010.03.006>.
- [6] van Beddck, N.M.J.P., Classification of Energy Models, Tilburg University, 1999
- [7] EnergyPLAN, Other Tools <http://www.energyplan.eu/othertools/> Acedido a 20/03/2017
- [8] Ehsan Shafiei, Yadollah Saboohi, Mohammad B. Ghofrani, Impact of innovation programs on development of energy system: Case of Iranian electricity-supply system, Energy Policy, Volume 37, Issue 6, 2009, Pages 2221-2230, ISSN 0301-4215, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2009.02.013>.
- [9] Analyses of Energy Supply Options and Security of Energy Supply in the Baltic States, International Atomic Energy Agency, 2007
- [10] Cuba: A Country Profile on Sustainable Energy Development, International Atomic Energy Agency, 2008
- [11] Xiaoyu Yan, Roy J. Crookes, Reduction potentials of energy demand and GHG emissions in China's road transport sector, Energy Policy, Volume 37, Issue 2, 2009, Pages 658-668, ISSN 0301-4215, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2008.10.008>.
- [12] Georgios P. Giatrakos, Theocharis D. Tsoutsos, Nikos Zografakis, Sustainable power planning for the island of Crete, Energy Policy, Volume 37, Issue 4, 2009, Pages 1222-1238, ISSN 0301-4215, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2008.10.055>.

- [13] Jun Li, Towards a low-carbon future in China's building sector—A review of energy and climate models forecast, *Energy Policy*, Volume 36, Issue 5, 2008, Pages 1736-1747, ISSN 0301-4215, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2008.01.029>.
- [14] Monitoring and Evaluation of the RES directives implementation in EU27 and policy recommendations for 2020, Centre for Renewable Energy Sources (CRES: Greece), 12th June 2009
- [15] Bulteel, P., Belmans, R., Dolben, G., Garcia Madruga, M., Kallstrand, B., Lace, I., Livrieri, A., Nahon, C., Virkkala Nekhaev, E., Papageorgi, A., Saraiva, F., Stridbaek, U., Theis, K., Van Vliet, E. & Wunnerlich, M. *The Role of Electricity: A New Path to Secure, Competitive Energy in a Carbon-Constrained World*, Eurelectric, 2007
- [16] Capros, P., Kouvaritakis, N. & Mantzos, L. *Economic Evaluation of Sectoral Emission Reduction Objectives for Climate Change: Top-down Analysis of Greenhouse Gas Emission Reduction Possibilities in the EU*, National Technical University of Athens, 2001
- [17] Himri, Y., Boudghene Stambouli, A. & Draoui, B., *Prospects of wind farm development in Algeria*, *Desalination* 2009
- [18] Ahmad Hourri, *Solar water heating in Lebanon: Current status and future prospects*, *Renewable Energy*, Volume 31, Issue 5, 2006, Pages 663-675, ISSN 0960-1481, <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2005.08.003>.
- [19] M. EL-Shimy, *Viability analysis of PV power plants in Egypt*, *Renewable Energy*, Volume 34, Issue 10, 2009, Pages 2187-2196, ISSN 0960-1481, <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2009.01.010>.
- [20] G.C Bakos, M Soursos, N.F Tsagas, *Technoeconomic assessment of a building-integrated PV system for electrical energy saving in residential sector*, *Energy and Buildings*, Volume 35, Issue 8, 2003, Pages 757-762, ISSN 0378-7788, [http://dx.doi.org/10.1016/S0378-7788\(02\)00229-3](http://dx.doi.org/10.1016/S0378-7788(02)00229-3).
- [21] Emi Kikuchi, David Bristow, Christopher A. Kennedy, *Evaluation of region-specific residential energy systems for GHG reductions: Case studies in Canadian cities*, *Energy Policy*, Volume 37, Issue 4, 2009, Pages 1257-1266, ISSN 0301-4215, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2008.11.004>.
- [22] EnergyPLAN, www.energyplan.eu, Acedido a 3/03/2017
- [23] Moura P, *Planeamento Energético*, Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra – Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, Junho 2013
- [24] REN, *DADOS TÉCNICOS*, 2016
- [25] Centro de informação REN – <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoExploracao/Paginas/EstatisticaMensal.aspx>, Acedido a 4/03/2017

[26] Cabral, Pedro. O PNAEE 2026 e PNAER 2013-2020: Estratégias para a Eficiência Energética e Energias Renováveis. Direção Geral de Energia e Geologia, 2 de Maio de 2013, Lisboa.

[27] Renováveis - Estatísticas rápidas nº149. Direção Geral de Energia e Geologia, Março de 2017

[28] Costa, António Sá. Contribuição da Eletricidade Renovável para a Descarbonização da Economia – APREN – Associação de Energias Renováveis. 17 de Março de 2017, Lisboa

[29] DGEG, Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2013-2030 – Direção Geral de Energia e Geologia, Março de 2013, Portugal.

[29] ERSE, PDIRT 2016-2025, ERSE, Junho 2015

[30] Green Tech Media. <https://www.greentechmedia.com/articles/read/uks-national-grid-goes-big-into-energy-storage-with-201mw-of-fast-acting-ba> Acedido a 6/07/2017

[31] Energy Storage Exchange <http://www.energystorageexchange.org/projects/1413> Acedido a 2/07/2017

[32] Energy Storage Exchange <http://www.energystorageexchange.org/projects/1415> Acedido a 3/07/2017

[33] W. J. Cole, C. Marcy, V. K. Krishnan and R. Margolis, Utility-scale lithium-ion storage cost projections for use in capacity expansion models, 2016 North American Power Symposium (NAPS), Denver, CO, 2016, pp. 1-6. doi: 10.1109/NAPS.2016.7747866

[34] Henrik Lund, EnergyPLAN Advanced Energy Systems Analysis Computer Model Documentation Version 11.0, January 2015

[35] Ferreira, João. Análise Técnica de Tecnologias de Armazenamento de Energia Elétrica para Integração em Larga Escala de Geração Renovável Intermitente, Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra, DEEC. Fevereiro 2017, Coimbra

[36] ENTSOE ,Interconnection Portugal-Spain - Project 4, ENTSOE, 2016

Anexos

Anexo 1 – Ferramentas para elaboração de modelos energéticos.

MESSAGE

- Fundadores – International Institute for Applied System Analysis (IIASA) Austria 1980;
- Objetivos gerais – Analisar cenários;
- Objetivos específicos – Procura e oferta de energia, e impactos ambientais. O objetivo passa por planeamento de expansão de geração, análise de uso final, análise de política ambiental e política de investimento;
- Premissas – Descrição pormenorizada da utilização final de energia e das tecnologias associadas às energias renováveis;
- Top-Down vs. Bottom-up – Bottom-up;
- Metodologia – Otimização;
- Abordagem matemática – Programação dinâmica;
- Cobertura geográfica – Local e nacional;
- Cobertura sectorial – Sector energético;
- Horizonte temporal – Curto, médio e longo prazo;
- Requisitos de dados – Quantitativos, monetários e desagregados.

LEAP

- Fundadores – Stockholm Environmental Institute Bonton, USA
- Objetivos gerais – Exploração e análise cenários;
- Objetivos específicos – Procura, oferta, impactos ambientais. Abordagem integrada, onde o objetivo passa pela análise de política energética, análise de política ambiental, avaliação de uso de terra e biomassa, análise de projetos de pré-investimento, planeamento integrado de energia e análise completa do ciclo de combustível. Aplicável aos países industrializados, bem como aos países em desenvolvimento.
- Premissas – Do lado da procura, abrange um elevado grau de endogeneização e descrição de todos os sectores da economia. Do lado da oferta permite uma descrição simples das utilizações finais e das tecnologias de fornecimento, incluindo renováveis.
- Top-Down vs. Bottom-up – Bottom-up;

- Metodologia – Econométrica ou macroeconómica na procura e simulação no fornecimento;
- Abordagem matemática – Não disponível;
- Cobertura geográfica – Local, nacional, regional e global;
- Cobertura sectorial – Todos os sectores;
- Horizonte temporal – Médio e longo prazo;
- Requisitos de dados – Quantitativos, monetários, agregados e desagregados;

MARKAL/TIMES

- Fundadores – International Energy Agency (IAE)/ETAP;
- Objetivos gerais – Analisar cenários;
- Objetivos específicos – Fornecimento de energia com restrições. Inclui a análise e o planeamento da orientação de energia para determinados objetivos através de uma abordagem de menor custo;
- Premissas – Baixo grau de endogeneização. Foca-se apenas no sector energético e na descrição detalhada do uso e final de energia e das tecnologias renováveis.
- Top-Down vs. Bottom-up – Bottom-up;
- Metodologia – Modelos de optimização;
- Abordagem matemática – Programação dinâmica e programação linear;
- Cobertura geográfica – Local e nacional;
- Cobertura sectorial – Sector energético;
- Horizonte temporal – Médio e longo prazo;
- Requisitos de dados – Quantitativos, monetários e desagregados.

PRIMES

- Fundadores – National Technical University (Atenas) 1994
- Objetivos gerais – Analisar cenários e prever o futuro;
- Objetivos específicos – Desenvolvimento de modelos de procura e de oferta
- Premissas – Não disponível;
- Top-Down vs. Bottom-up – Não disponível
- Metodologia – Modelos de optimização;

- Abordagem matemática – Não disponível;
- Cobertura geográfica – Local e nacional e regional;
- Cobertura sectorial – Não disponível;
- Horizonte temporal – Médio e longo prazo;
- Requisitos de dados – Não disponível

RETscreen

- Fundadores – CEDRL/Natural Resources Canada 1996
- Objetivos gerais – Analisar cenários;
- Objetivos específicos – Fornecimento de energia, especialmente com recurso a tecnologias associadas às energias renováveis;
- Premissas – Descrição detalhada das tecnologias de fornecimento para a expansão das unidades geração;
- Top-Down vs. Bottom-up – Bottom-up;
- Metodologia – Spreadsheet/Toolbox;
- Abordagem matemática – Não disponível;
- Cobertura geográfica – Local e nacional;
- Cobertura sectorial – Sector energético;
- Horizonte temporal – Não disponível;
- Requisitos de dados – Quantitativos, monetários e desagregados.

Anexo 2 – Produção por Fonte para 2016

Produção Eólica em 2016

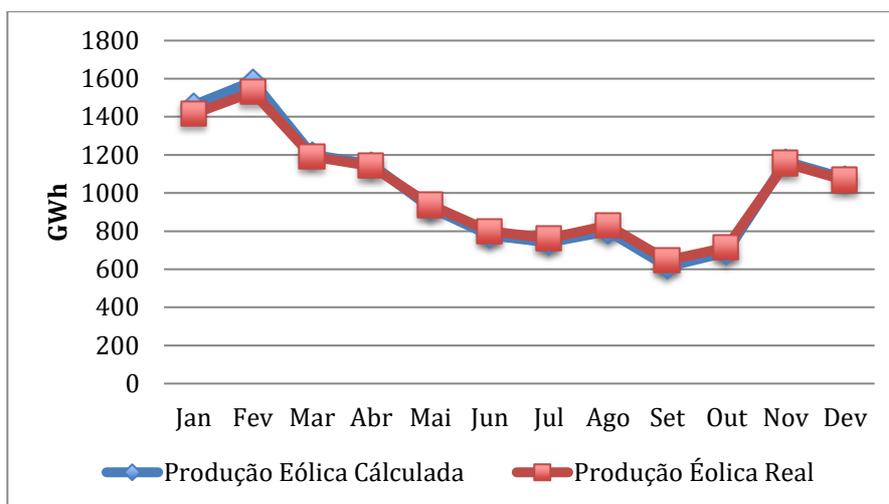


Figura 25 – Comparação entre a produção eólica real e calculada pelo EnergyPLAN

Tabela 7 – Produção Eólica mensal real e calculada pelo EnergyPLAN – Divergência

Mês	Real (GWh)	EnergyPLAN (GWh)
Janeiro	1416	1461
Fevereiro	1530	1586
Março	1192	1202
Abril	1141	1151
Mai	936	921,8
Junho	799	777,6
Julho	762	741
Agosto	830	799,8
Setembro	647	613,4
Outubro	714	688,2
Novembro	1156	1166
Dezembro	1067	1077
Total Anual	12190	12184
Divergência (%)	-0,05%	

Produção Fotovoltaica em 2016

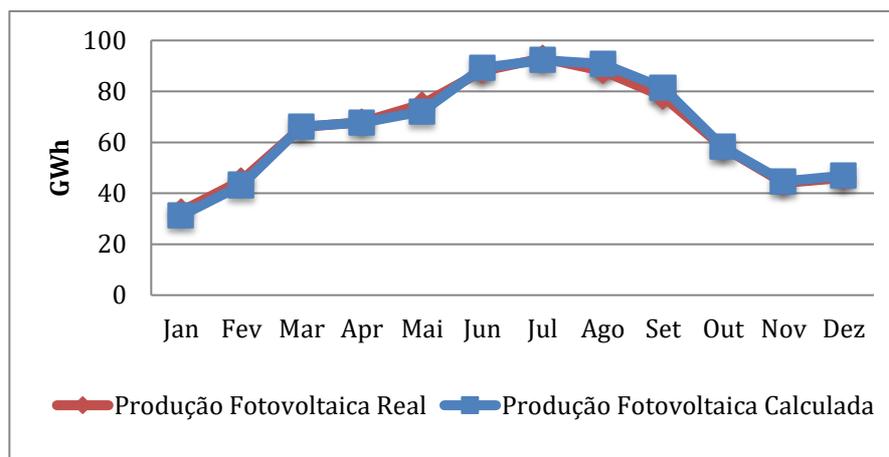


Figura 26 – Comparação entre a produção fotovoltaica real e calculada pelo EnergyPLAN

Tabela 8 – Produção Fotovoltaica real e calculada pelo EnergyPLAN – Divergência

Mês	Real (GWh)	EnergyPLAN (GWh)
Janeiro	33	31,25
Fevereiro	45	43,15
Março	66	66,22
Abril	68	67,68
Maio	75	72,17
Junho	88	89,28
Julho	93	92,26
Agosto	88	90,77
Setembro	78	81,36
Outubro	58	58,03
Novembro	44	44,64
Dezembro	46	46,87
Total Anual	782	783,68
Divergência (%)	0,2%	

Produção em Regime Especial com recurso à Mini-Hídrica em 2016

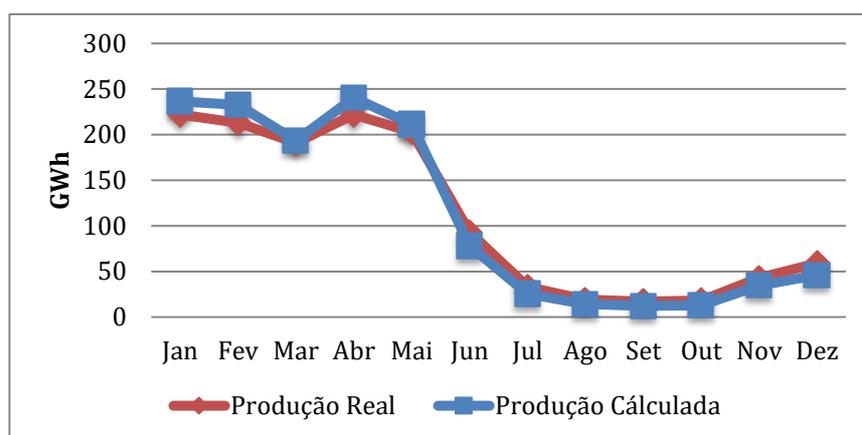


Figura 27 – Comparação entre a produção em PRE com recurso à Mini-Hídrica real e calculada pelo EnergyPLAN

Tabela 9 – Produção com recurso à Mini-Hídrica real e calculada – Divergência

Mês	Real (GWh)	EnergyPLAN (GWh)
Janeiro	222	236,6
Fevereiro	213	232,5
Março	191	193,4
Abril	222	240,5
Mai	203	211,3
Junho	93	77,76
Julho	33	25,3
Agosto	19	14,14
Setembro	17	12,24
Outubro	18	12,65
Novembro	43	34,56
Dezembro	59	46,13
Total Anual	1333	1337
Divergência (%)	0,3%	

Produção com recurso à Hídrica Fio de Água em 2016

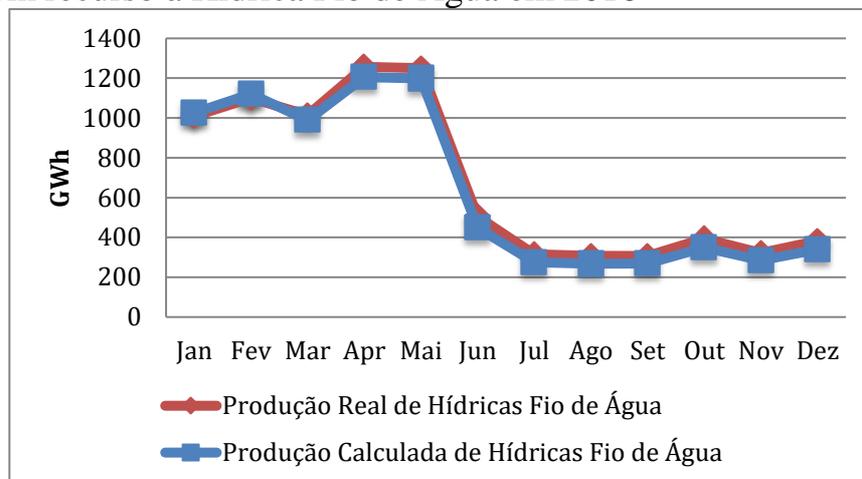


Figura 28 – Comparação entre a produção com recurso à Hídrica Fio de Água real e calculada pelo EnergyPLAN

Tabela 10 – Produção com recurso à Hídrica Fio de Água real e calculada – Divergência

Mês	Real (GWh)	EnergyPLAN (GWh)
Janeiro	1010	1026
Fevereiro	1099	1120
Março	1014	989,5
Abril	1257	1205
Maio	1251	1199
Junho	504	449,3
Julho	315	275,3
Agosto	308	267,84
Setembro	307	268,6
Outubro	394	348,9
Novembro	322	284,4
Dezembro	382	339,3
Total Anual	8163	7773
Divergência (%)	-5 %	

Produção com recurso à grande Hídrica com Albufeira em 2016

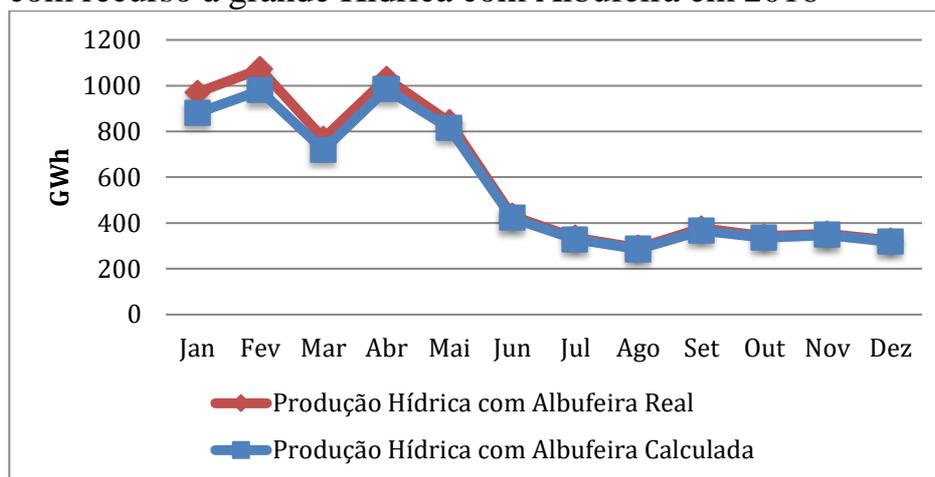


Figura 29 – Comparação entre a produção com recurso à Hídrica com Albufeira real e calculada pelo EnergyPLAN

Tabela 11 – Produção com recurso à Hídrica com Albufeira real e calculada – Divergência

Mês	Real (GWh)	EnergyPLAN (GWh)
Janeiro	971	880,9
Fevereiro	1072	978,6
Março	769	719,5
Abril	1032	984,2
Mai	840	814,7
Junho	430	421,2
Julho	336	328,9
Agosto	291	285,7
Setembro	377	366,5
Outubro	342	335,5
Novembro	352	347
Dezembro	325	317,7
Total Anual	7137	6780
Divergência (%)	- 5,26%	

Anexo 3 – Produção renovável dos cenários futuros

Produção Eólica

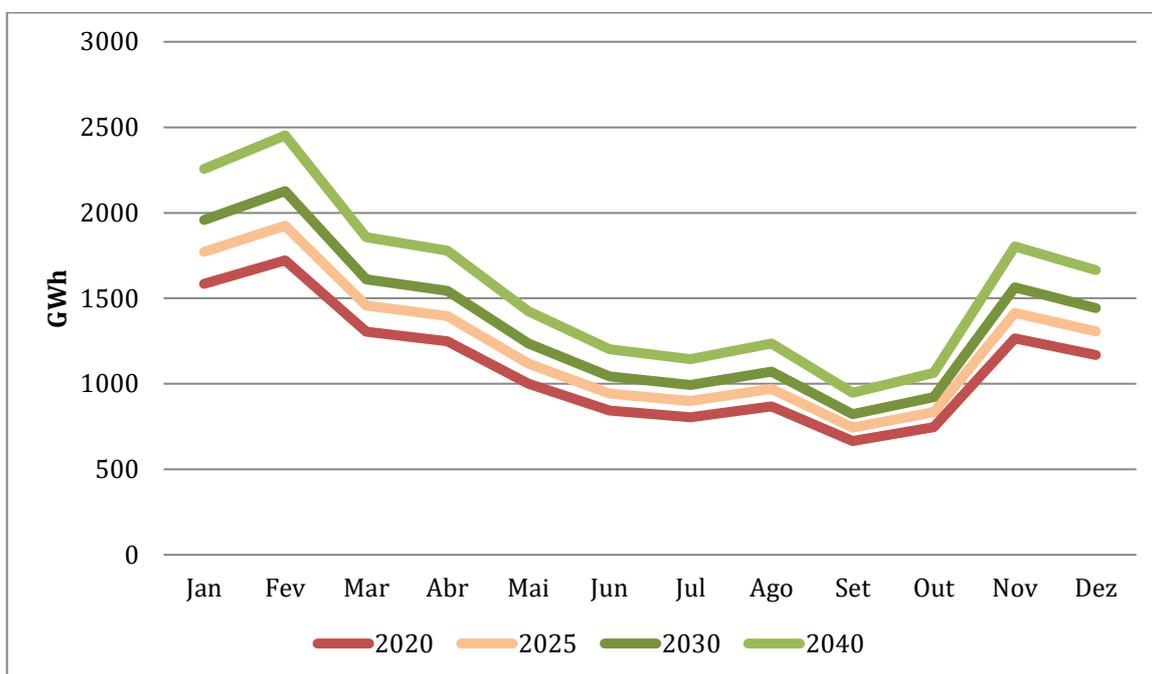


Figura 30 – Produção Eólica Futura

Produção Fotovoltaica

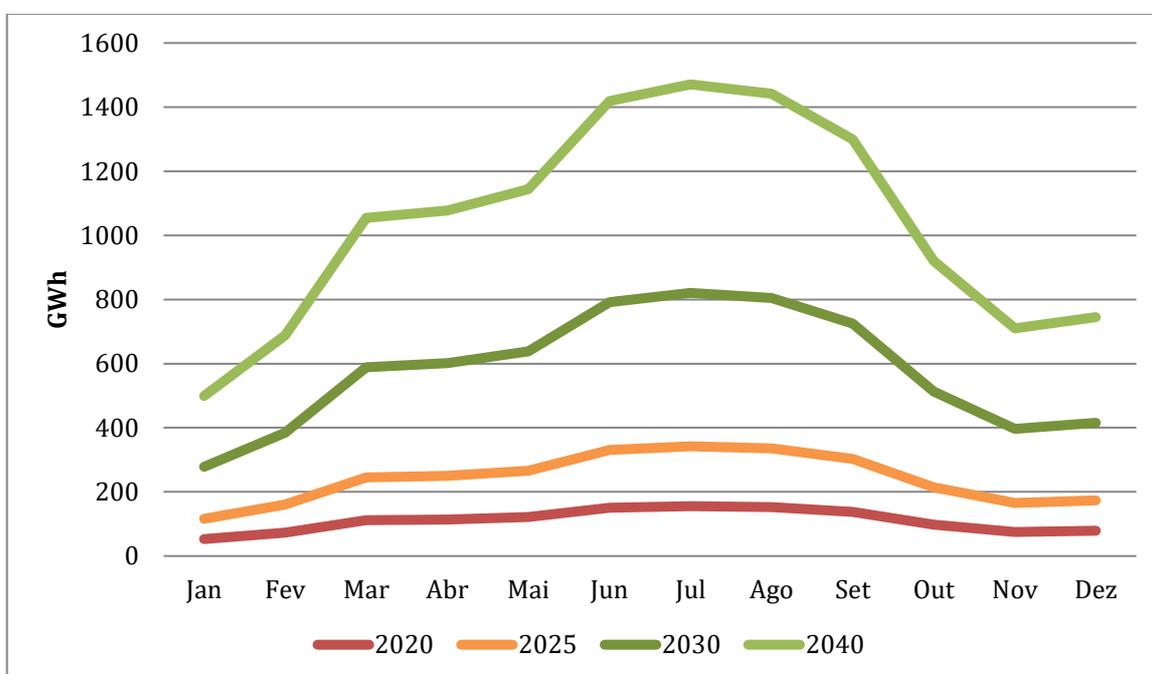


Figura 31 – Produção Fotovoltaica Futura

Produção da Mini-Hídrica

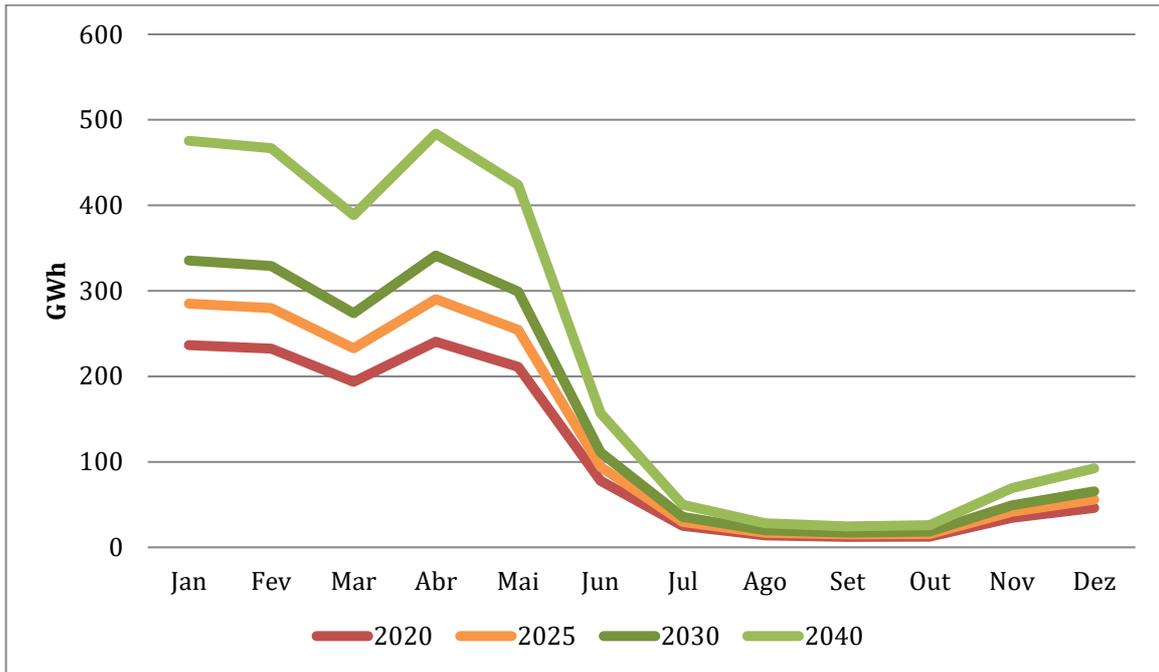


Figura 32 – Produção Futura da Mini-Hídrica

Produção da Hídrica fio de Água

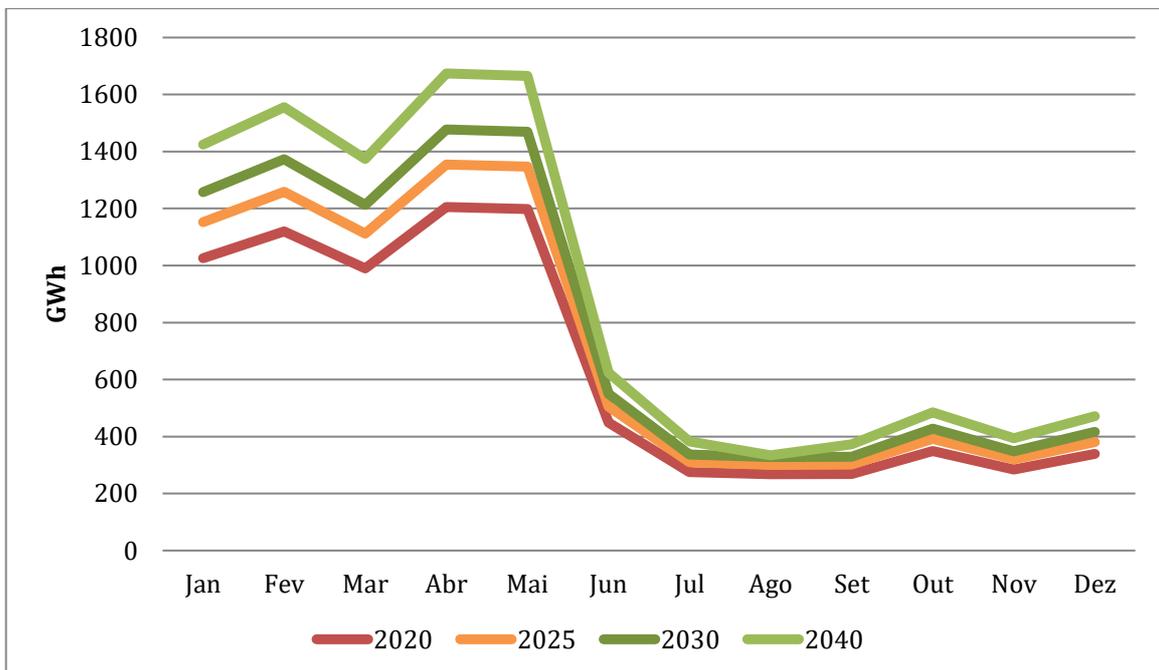


Figura 33 – Produção Futura da Hídrica Fio de Água

Produção da Hídrica com Albufeira

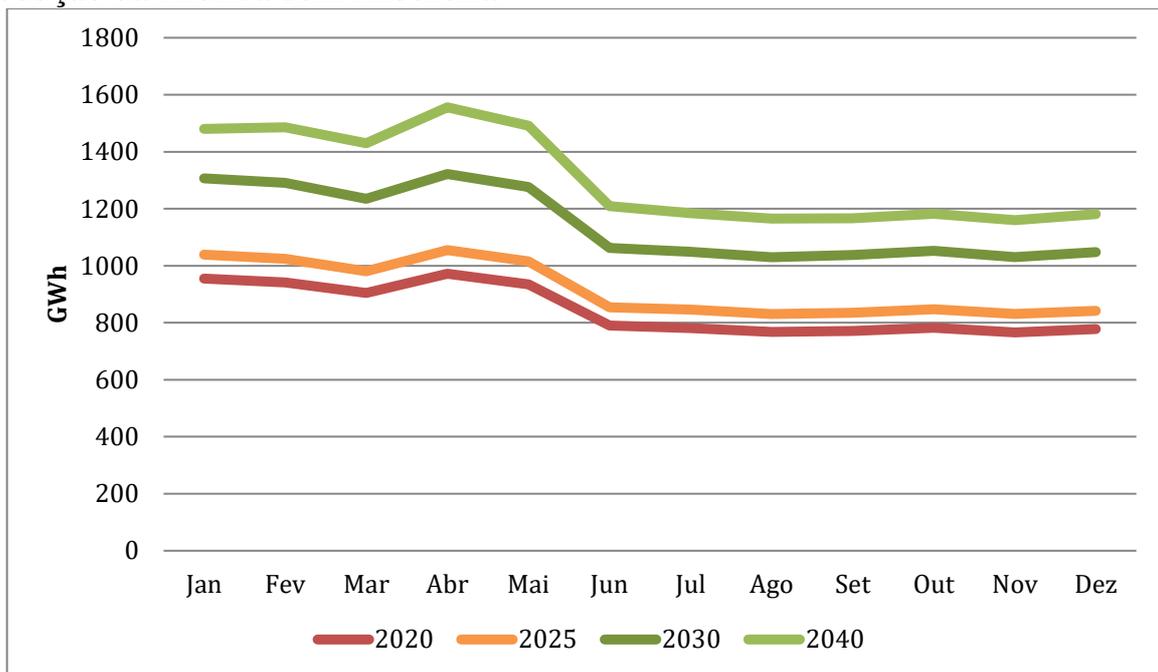


Figura 34 – Produção Futura da Hídrica com Albufeira