



Universidade do Minho
Escola de Engenharia

Arlindo José de Brito Oliveira

**Integração de fatores de risco na avaliação
de cenários estratégicos no sistema elétrico
português**

Tese de Mestrado

Mestrado em Gestão de Projetos de Engenharia

Trabalho efetuado sob a orientação da

Professora Doutora Paula Varandas Ferreira

Outubro de 2017

DECLARAÇÃO

Nome: Arlindo José de Brito Oliveira

Endereço eletrónico: arlindoliveira.jb@gmail.com

Telefone: 964955499

Número do Bilhete de Identidade: 14387461

Título da dissertação: Integração de fatores de risco na avaliação de cenários estratégicos no sistema elétrico português

Orientadora: Professora Doutora Paula Varandas Ferreira

Ano de conclusão: 2017

Designação do Mestrado: Mestrado em Gestão de Projetos de Engenharia

1. É AUTORIZADA A REPRODUÇÃO INTEGRAL DESTA DISSERTAÇÃO APENAS PARA EFEITOS DE INVESTIGAÇÃO, MEDIANTE DECLARAÇÃO ESCRITA DO INTERESSADO, QUE A TAL SE COMPROMETE;

Universidade do Minho, ___/___/_____

Assinatura:

AGRADECIMENTOS

Gostaria de manifestar os meus agradecimentos a todos que de alguma forma permitiram o desenvolvimento deste trabalho e sem os quais esta etapa não se teria realizado.

Em especial, agradeço à orientadora Professora Doutora Paula Varandas Ferreira pelo apoio, a disponibilidade, as opiniões e as críticas importantes que ofereceu durante a dissertação, contribuindo de forma decisiva para o sucesso deste projeto.

Aos meus amigos agradeço o companheirismo e o apoio dado. Um sentido agradecimento ao Tiago por acreditar e me ter feito acreditar.

Às minhas amigas de infância, Fátima, Sandra e Rita, essencial para superar os desafios e dificuldades que surgiam durante o desenvolvimento deste trabalho.

Aos meus irmãos e à família mais próxima agradeço por me terem ensinado a reconhecer o mérito do esforço individual, mas acima de tudo o valor das pessoas que nos rodeia.

Por último, expresso a minha eterna gratidão aos meus pais pelo seu apoio incondicional.

RESUMO

O setor energético é intrínseco à sustentabilidade de um país, impresso intimamente na sociedade em que vivemos. No entanto, preocupações relacionadas com o futuro deste setor e o seu papel nas alterações climáticas têm surgido nos últimos anos, resultando numa crescente incorporação das energias renováveis no sistema elétrico nacional. Além da problemática ambiental associada aos combustíveis fósseis, esta inclusão é motivada pelo potencial económico e a segurança de abastecimento claramente relacionada com a escassez de recursos.

Estas preocupações globais têm vindo a ser reconhecidas pelo governo e políticas Portuguesas. Contudo, a apresentação de um plano, que permita uma trajetória satisfatória para as várias componentes que se relacionam com o sistema elétrico, constitui um processo complexo, mas crucial para cumprir com as metas de sustentabilidade. E, com a introdução das energias renováveis, o risco no sistema tende a aumentar, pelo que a gestão dos riscos assume uma maior relevância no planeamento energético.

Nesse sentido, este trabalho procede à avaliação de cenários do sistema elétrico nacional, simulados pelo modelo EnergyPLAN para 2030. As simulações resultantes são sujeitas a uma análise crítica quanto à sua sustentabilidade, determinando quais os impactos esperados da integração de energias renováveis a longo prazo. Explorou-se o sistema numa ótica de mercado interligado, contemplando fatores de custo, de emissão de CO₂ e de risco da oferta de eletricidade. A influência da variabilidade das fontes de energia renováveis foi abordada através da combinação dos resultados obtidos por simulação de Monte Carlo no *software* @Risk e o modelo determinístico EnergyPLAN.

Os resultados evidenciam o impacto da variabilidade de energia injetada na rede, por parte das renováveis quando estas apresentam uma participação elevada no sistema. De acordo com os resultados obtidos, nas circunstâncias mais prováveis será de esperar que a integração das energias renováveis seja bem-sucedida, sendo até possível operar como um sistema próximo de 100% renovável em cenários otimistas. Contudo, num cenário de cuja produção correspondente a 36% da produção total, os resultados implicam um agravamento nos custos de 54% e a redução das emissões de CO₂ é apenas de 50% em relação ao cenário mais provável de ocorrer, colocando em causa as metas energéticas do país e da sua viabilidade económica.

Destaca-se a importância da interligação com Espanha, que se revela fundamental para a viabilidade técnica das soluções, especialmente em cenários extremos de escassez ou de excesso de eletricidade para o sistema elétrico. Quanto à esfera ambiental, nota-se que as emissões tendem a diminuir significativamente, mesmo em circunstâncias pessimistas de produção renovável as simulações apontam para um decréscimo das emissões comparativamente com a situação atual.

PALAVRAS-CHAVE

Planeamento energético; Fontes de Energia Renovável; Risco; Cenários; Sistema Elétrico Nacional

ABSTRACT

The energy sector is intrinsically related to the sustainability of a country and intimately linked to the society we live in. However, concerns related with the future of this sector and its role in climate change have appeared in the last years, resulting in a crescent incorporation of renewable energy sources on the national electricity system. Besides the environmental concerns related to fossil fuels, the inclusion of renewables is motivated by their economic potential and security of supply related to a shortage of resources.

These global concerns have been recognized by the Portuguese government and its policies. However, the creation of a plan, that allows a satisfactory trajectory for the various components related to the electricity system, is a complex but crucial process to meet sustainable goals. The introduction of renewable energy sources resulted in an intensification of risks in the electricity system, and therefore risk management is becoming increasingly relevant for the success of energy planning.

In this sense, this work proposes to evaluate scenarios of the national electricity system simulated by the EnergyPLAN model for 2030. The resulting simulations were critically evaluated in what concerns their sustainability, determining the expected impacts of the integration of renewable energies in the long term. This dissertation addressed the influence of risks in the electricity system, highlighting the variability of renewable energy sources. For this, a combination of deterministic results and simulation with *@Risk software* was proposed. The interconnected market perspective was considered, cost and CO₂ emission factors were estimated.

The results show the impact of the variability of energy injected into the grid for scenarios with a large share of renewables. Under the most likely circumstances, the expectations were for a successful integration of renewable energies and, in some periods, the system would be operating almost as a 100% renewable system, under the optimistic scenario. However, in the case of a 36% renewable production can lead to a serious deterioration of costs of 54% and reduction emissions of 50% compared to the scenario most likely to happen, undermining the country's energy goals and economic viability.

The outputs highlight the importance of interconnection with Spain, which is fundamental for the technical feasibility, especially for extreme scenarios of scarcity or excess electricity for the electrical system. As for the environmental sphere, it is noted that CO₂ emissions tend to decrease significantly and even under the pessimistic scenario of renewable production, a reduction of emissions is expected.

KEYWORDS

Energy planning; Renewable Energy sources; Risk; Scenarios; Electricity System

ÍNDICE

Agradecimentos.....	iii
Resumo.....	v
Abstract	vii
Índice de Figuras	xiii
Índice de Tabelas.....	xv
Lista de Abreviaturas, Siglas e Acrónimos	xvii
1. Introdução	1
1.1 Âmbito.....	1
1.2 Objetivos e Metodologia	2
1.2.1 Metodologia de Investigação	3
1.3 Estrutura da dissertação	4
2. Perspetivas no setor energético.....	5
2.1 Introdução.....	5
2.2 Produção Elétrica.....	6
2.3 Política Energética.....	8
2.3.1 Política energética na UE.....	9
2.3.2 Principais estratégias de apoio às FER.....	10
2.3.3 Política energética em Portugal.....	11
2.4 Panorama do sector elétrico português.....	12
2.4.1 Estrutura	12
2.4.2 MIBEL	13
2.4.3 Procura	14
2.4.4 Oferta.....	15
2.5 Considerações finais	17
3. Fontes de Energia Renováveis	19
3.1 Introdução.....	19
3.2 Caracterização	19
3.2.1 Hídrica.....	19
3.2.2 Eólica.....	20

3.2.3	Solar	21
3.2.4	Oceanos	21
3.2.5	Biomassa	22
3.2.6	Geotérmica	23
3.3	Riscos associados às FER.....	23
3.4	Considerações finais	26
4.	Planeamento energético	27
4.1	Introdução	27
4.2	Modelação de sistemas energéticos	28
4.2.1	Objetivos do modelo	29
4.2.2	Estrutura do modelo	30
4.2.3	Método analítico.....	30
4.2.4	Tipo de metodologia.....	31
4.2.5	Abordagem matemática.....	32
4.2.6	Cobertura geográfica	32
4.2.7	Cobertura Setorial	33
4.2.8	Horizonte temporal e escala de tempo	33
4.2.9	Dados.....	34
4.3	Modelo EnergyPLAN.....	34
4.3.1	Classificação.....	35
4.3.2	Aplicação.....	36
4.3.3	Metodologia	37
4.3.4	Outros modelos de análise ao sistema energético	39
4.4	Considerações finais	40
5.	Aplicação ao caso do sistema elétrico português.....	41
5.1	Caso de referência - Cenário A.....	41
5.1.1	Pressupostos e Dados	41
5.1.2	Validação do modelo.....	44
5.2	Cenário B.....	46
5.3	Cenários C e D.....	50
5.4	Caraterização Económica	52

6. Resultados	55
6.1 Análise técnica.....	55
6.2 Análise Económica e Ambiental	63
7. Conclusão.....	67
7.1 Futuras investigações.....	69
Referências Bibliográficas	71
Anexo I – Excerto da distribuição horária (Dados REN).....	75
Anexo II – Índices de produtividade.....	77
Anexo III - Produção	79
Anexo IV – Distribuição de Probabilidades.....	81
Anexo V - Custos Económicos	83

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 – Plano de investigação.....	3
Figura 2 – Procura de energia primária no Mundo	5
Figura 3 – Participação energética, por fonte, na produção elétrica mundial em 2012, alínea a), e 2040, alínea b)	7
Figura 4 – Evolução do consumo final, em Portugal	Erro! Marcador não definido.
Figura 5 – Participação energética em 2015, por sector, em Portugal.....	Erro! Marcador não definido.
Figura 6 – Evolução da oferta, por tipo de fonte, em Portugal	Erro! Marcador não definido.
Figura 7 – Participação decomposta por fonte, agrupada em renovável e não renovável do ano 2015, em Portugal	Erro! Marcador não definido.
Figura 8 – Evolução da capacidade instalada nacional, por tecnologia, em Portugal.....	Erro! Marcador não definido.
Figura 9 - Estrutura geral dos procedimentos de análise ao sistema energético do modelo EnergyPLAN.....	39
Figura 10 – Validação dos consumos mensais.....	45
Figura 11 – Validação dos perfis de carga horária. a) Produção REN e EnergyPLAN (PRE) b) Produção REN e EnergyPLAN (PRO).....	46
Figura 12 – Investimentos de referência com um intervalo de alcance baixo e alto, por tecnologia (Carlsson et al., 2014).....	54
Figura 13 – Custos de operação e manutenção fixos de referência com intervalo de alcance baixo e alto. (Carlsson et al., 2014).....	54
Figura 14 – Consumo e Produção dos cenários A e B.....	55
Figura 15 – Confronto da produção FER, dos cenários de 2030.	56
Figura 16 – Estratégia de resposta de consumo	58
Figura 17 – Estratégia de priorização térmica.....	58
Figura 18 – Fatores de capacidade	59
Figura 19 – Integração FER, por cenário	61
Figura 20 – Diagramas de carga sazonal.....	61
Figura 21 – Custo médio e marginal dos diferentes cenários	64
Figura 22 – Decomposição de custos anuais por cenário.....	64
Figura 23 – Análise de sensibilidade aos custos de operação e manutenção	65
Figura 24 – Análise de sensibilidade aos custos de combustíveis	66

Figura 25 – Emissões de CO₂, por cenário..... 66

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 – Classificação do modelo EnergyPLAN.....	35
Tabela 2 – Caraterização tecnológica do modelo EnergyPLAN.....	36
Tabela 3 – Capacidade instalada: 2014	42
Tabela 4 – Eficiência das centrais térmicas de produção de eletricidade, das albufeiras e bombagem.....	43
Tabela 5 – Validação dos dados anuais.....	44
Tabela 6 – Potencia total instalada prevista para 2030	48
Tabela 7 – Data de entrada ao serviço e desclassificação das centrais térmicas.....	49
Tabela 8 – Reforços Hidroelétricos.....	49
Tabela 9 – Determinação do Armazenamento.	50
Tabela 10 – Produção média mensal (MW), para cada tecnologia, do percentil 0,15 e 0,95 ..	51
Tabela 11 – Dados tecno-económicos.....	53
Tabela 12 – Balanço importação-exportação	57
Tabela 13 – Correlação entre as energias renováveis intermitentes.....	62
Tabela 14 – Excerto das distribuições de potências (MW) horárias REN do SEN em 2014...	75
Tabela 15 – Índice de produtibilidade Hídrica.....	77
Tabela 16 – Índice de produtibilidade Eólico	77
Tabela 17 – Produção dos respetivos cenários, simulados no EnergyPLAN (TWh/ano).....	79
Tabela 18 – Distribuição de probabilidades por tecnologia intermitente de Janeiro a Junho ..	81
Tabela 19 – Distribuição de probabilidades por tecnologia intermitente de Julho a Dezembro	82
Tabela 20 – Custos de Investimento por cenário (M €/MW).....	83
Tabela 21 – Custos de O&M variáveis por cenário (M €/MWh).....	84
Tabela 22 – Custos de O&M fixos por cenário (M €/MWh).....	84
Tabela 23 – Custos de combustível por cenário (M €/MWh)	85
Tabela 24 – Emissões de CO ₂ por cenário (M ton).....	85
Tabela 25 – Custos de emissões de CO ₂ por cenário (M €/ton).....	85
Tabela 26 – Custos marginais por cenário (M €/MWh).....	86
Tabela 27 – Custos médios por cenário (M €/MWh).....	87
Tabela 28 – Custo Médio por tecnologia (%)	87
Tabela 29 – Custo Médio por tecnologia (€/MWh)	88

LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E ACRÓNIMOS

- CAES – *Compressed Air Energy Storage* (Armazenamento de energia em ar comprimido)
- CCGT – Ciclo Combinado a Gás Natural
- CEEP – *Critical Excess Electricity Production* (Excesso crítico de produção de eletricidade)
- CSP – Concentrated Solar Power (Energia solar concentrada)
- DGEG – Direção-Geral de Energia e Geologia
- EDP – Energias de Portugal
- EEEP – *Exportable Excess Electricity Production* (Excesso de exportação de produção de eletricidade)
- ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
- FER – Fonte de Energia Renovável/Fontes de Energia Renováveis
- FIT – *Feed-in tariffs* (Tarifa de alimentação)
- GEE – Gases de efeito de estufa
- GWh – Gigawatt-hour
- IEA – *The International Energy Agency* (Administração de Informação de Energia)
- MIBEL – Mercado Ibérico de Eletricidade Integrado
- MWh – Megawatt-hour
- MW Megawatt
- OCDE – Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico
- OMIP – Operador do Mercado Ibérico de Energia, Polo Português
- OMIE – Operador del Mercado Ibérico de Energia, Polo Espanhol
- O&M – Operação e Manutenção
- PCI – Poder calorífico inferior
- PNAEE – Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética
- PNAER – Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis
- PNBEPH – Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico
- PRE – Produção em regime especial
- PRO – Produção em regime ordinário
- PV – Photovoltaic (Fotovoltaico)
- REN – Redes Energéticas Nacionais
- RMSA-E – Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2017-2030

RSU – Resíduos Sólidos Urbanos

SEN – Sistema Elétrico Nacional

TCMA –Taxa de crescimento média anual

UE – União Europeia

1. INTRODUÇÃO

1.1 Âmbito

O setor energético é primordial para a estabilidade económico-social de uma nação, sendo por isso fundamental garantir um sistema competitivo, seguro e sustentável (Pina, Silva, & Ferrão, 2013). Para que seja exequível operar sob estas premissas, é necessário uma estratégia que considere os diversos parâmetros e variáveis com os quais o setor interage, tais como a oferta e procura de energia, desenvolvimento tecnológico, potenciais mercados associados às energias renováveis, ambiente e a sociedade (Prasad, Bansal, & Raturi, 2014). Consequentemente, a gestão dos fatores acima referidos é fulcral para o fornecimento de energia de forma consistente e acessível a todos, na segurança de aprovisionamento e no combate às alterações climáticas.

Numa perspetiva a longo prazo, o equilíbrio entre as várias vertentes e a conjugação do sistema implementado atualmente com a redução das emissões dos gases de efeito de estufa (GEE), geradas pelos serviços de energia, é um dilema urgente que precisa de ser resolvido. Deste modo, surge a necessidade de mudança do presente modelo energético para um mais eficiente, criando espaço para a investigação na procura de novas soluções. Tendo em conta estas circunstâncias, as fontes de energias renováveis (FER) apresentam-se vantajosas, assumindo um papel estratégico mundialmente. Este novo paradigma pressupõe o desenvolvimento de formas de incentivo ao investimento neste tipo de tecnologia, de maneira a garantir uma transição para um sistema energético mais sustentável (Mignon & Bergek, 2016).

As FER contribuem com a mitigação do aquecimento global através da diminuição das emissões de CO₂ e outras partículas nocivas ao ecossistema. Além de proteger o ambiente e melhorarem a saúde dos cidadãos, também se apresentam como motores de crescimento económico, com a criação de emprego, reforçam a segurança de abastecimento e possibilitam o acesso de eletricidade em lugares remotos.

Assiste-se assim à permuta de um sistema dependente em combustíveis fósseis para um baseado maioritariamente em energias renováveis. Contudo, a integração bem-sucedida de FER na infraestrutura existente é um processo delicado, devido ao comportamento inerente das FER que se encontra fora do controlo do Homem. A variabilidade temporal e espacial cria incertezas da quantidade de energia injetada na rede a cada instante, um aspeto preocupante no futuro. As alterações climáticas e as suas implicações podem agravar as dificuldades técnicas, que a par com as barreiras socioculturais, económicas e geopolíticas induzem a riscos de impacto significativos. Estes novos problemas carecem de medidas interventivas, como novas tecnologias de armazenamento ou investimento em interligações internacionais que assegurem a capacidade de exportar e importar energia entre países vizinhos (Santos, Ferreira, & Araújo, 2016b). Estas medidas defensivas atacam as incertezas e os riscos, e revelam-se mais eficazes se forem combinadas, viabilizando uma maior estabilidade no balanço entre a procura e a oferta, um dos pontos-chave no sucesso de um planeamento energético e de um sistema eficiente.

Em 2001 foi criado o Mercado Ibérico de Eletricidade Integrado (MIBEL) com a intenção de facilitar a concorrência, explorar os sistemas interligados e aumentar a produção por FER. No ano de 2007 o sistema português começou a licitar sistematicamente no mercado MIBEL operado pela OMEL (Amorim, Vasconcelos, Abreu, Silva, & Martins, 2013). Embora o sistema elétrico espanhol tenha uma dimensão muito superior à do português, quando sujeito a restrições ambientais rigorosas, o potencial das FER do sistema português pode inverter a situação atual e tornar-se num exportador (Amorim et al., 2014).

O aparecimento das diversas influências a que o sistema está hoje exposto, traduz-se num aumento na dificuldade em deliberar resoluções governativas firmes, seguras e otimizadas. Interessa aos agentes responsáveis criar um plano energético que sirva de suporte ao desenvolvimento sustentável, delineando metas e requisitos a cumprir. De acordo com Cormio, Dicorato, Minoia, e Trovato (2003) o planeamento energético consiste em decretar as ações necessárias de modo a satisfazer a procura prevista do consumo de energia, num determinado período de tempo. Deve ter em atenção aspetos políticos, sociais e ambientais, mas também dados históricos recolhidos de planos energéticos anteriores estudados para a mesma localização.

O planeamento energético por norma é um procedimento complexo pela dinâmica política e as diferentes fontes de incertezas e riscos. Para contornar esta situação é importante o conhecimento de técnicas e ferramentas que facilitem a tomada de decisões. A criação de cenários é um dos principais instrumentos de ajuda para explorar respostas às perguntas “o quê?”, “como?” e “se?” um certo caminho é viável para atingir objetivos predefinidos (Santos, Ferreira, & Araújo, 2016a). Podem ser empregues modelos de planeamento energético, cujas características variam consoante os objetivos pretendidos, para simular resultados sob condições específicas.

Na investigação realizada por Østergaard (2015) foi caracterizada a aplicação da ferramenta EnergyPLAN, um modelo determinístico com utilização recorrente, aplicado a nível nacional ou regional. Este *software* otimiza a operação de um sistema energético durante um ano e, numa resolução horária, executa análises de dados com um sistema input/output permitindo estimar consequências económicas e ambientais (Mathiesen, Lund, & Karlsson, 2011).

No entanto, modelos determinísticos não consideram explicitamente incertezas e riscos, nomeadamente o valor do risco do investimento em tecnologias energéticas. Esta simplificação pode gerar ações positivas, mas que no futuro representam opções erradas e obsoletas (Prasad et al., 2014). Desta forma, a colaboração de modelos estocásticos pode ser benéfica, por serem capazes de incorporar elementos probabilísticos. Value-at-Risk é uma ferramenta que assim o propicia através da análise e desenvolvimento de informações sobre potenciais oscilações nas respetivas variáveis e, por meio de uma análise Monte Carlo, é possível incorporar todas as influências simultaneamente, resultando numa distribuição probabilística de resultados possíveis (Jackson, 2010).

O sistema energético nacional assume um papel estruturante, integrador e fundamental na sociedade e na economia portuguesa (Parlamento Europeu, 2009), pelo que assegurar um planeamento energético eficiente é essencial. Tendo em atenção a tendência de desenvolvimento das FER em Portugal, e no mundo, mas também os riscos que acarretam os investimentos no setor elétrico, importa abordar esta temática no planeamento energético estratégico de longo prazo. Este processo exige uma investigação sobre as suas particularidades, pelo que se deve examinar diferentes estruturas de funcionamento de mercado. Neste contexto, é essencial a avaliação de potenciais cenários com a ponderação dos riscos, recorrendo a modelos de planeamento para caracterizar e avaliação de impactos de cenários de longo prazo.

1.2 Objetivos e Metodologia

O objetivo principal desta dissertação de mestrado é contribuir para a delimitação de um planeamento energético resiliente para Portugal, que tenha em consideração os riscos associados aos investimentos na tecnologia FER. Para tal, é necessário a análise e caracterização de cenários de longo prazo e avaliação do impacto esperado, suportadas por modelos de planeamento.

Os objetivos específicos deste projeto de investigação são:

- ✓ Seleção e caracterização de cenários renováveis no sistema elétrico Português.
- ✓ Análise probabilística do risco associado aos diferentes mixes energéticos.
- ✓ Avaliação dos diferentes cenários numa ótica de mercado interligado, contemplando os fatores de custo, emissões e risco.

1.2.1 Metodologia de Investigação

O propósito desta investigação foi explorar o impacto a nível nacional da integração de energias renováveis, refletindo os riscos intrínsecos a este processo. A Figura 1 ilustra a metodologia de pesquisa para o trabalho.

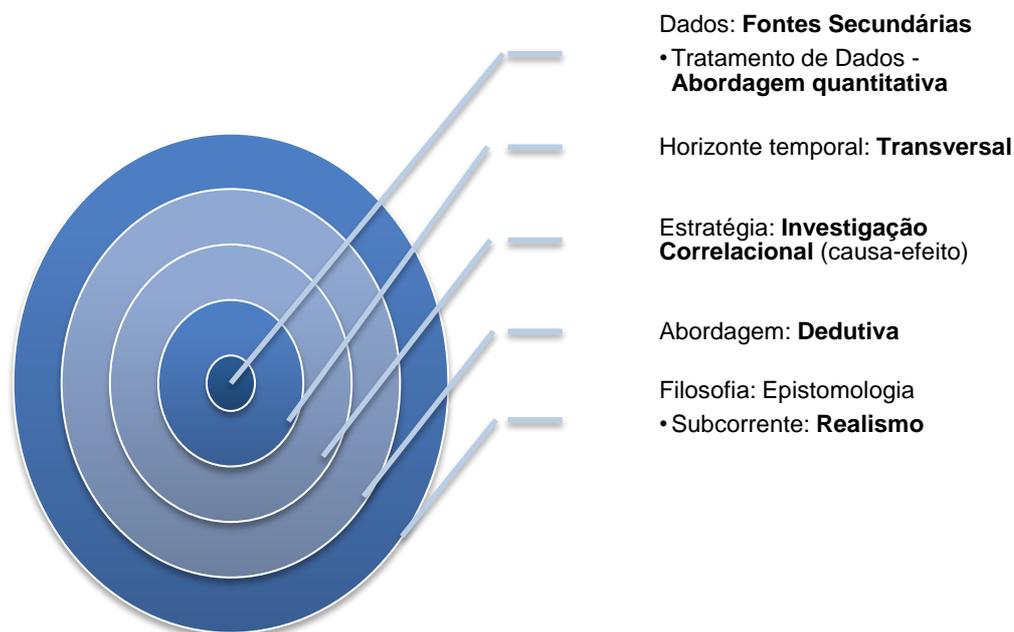


Figura 1 – Plano de investigação

Este trabalho aborda o desenvolvimento de um sistema elétrico, baseado numa produção renovável em Portugal, reconhecendo fatores de risco e incerteza associados à oferta de eletricidade.

Foi realizada uma revisão da literatura científica, relatórios nacionais e internacionais para a construção da base teórica deste trabalho. Após esta fase foram caracterizados os cenários (longo-prazo), de acordo com instituições nacionais (REN e DGEG), com a descrição do mix/portefólio de tecnologias do sistema elétrico português continental, microprodução não incluída. Nas previsões aplicou-se uma análise probabilística do risco da oferta de eletricidade recorrendo ao *software* @Risk, com o objetivo de a análise dos dados obtidos permitir gerar séries de probabilísticas de curto prazo (dados horários), que reflitam a incerteza associada às FER.

Fundamentados os cenários, foi possível correr a simulação destes no programa EnergyPLAN. Os resultados otimizados tecnicamente permitiram validar o modelo de acordo com dados reais relativos a um ano funcionando e realizar simulações para cenários futuros. Os resultados obtidos para cada cenário foram tratados em Excel e analisados economicamente. Esta informação foi usada para avaliação do risco em critérios de custo, emissões, dependência

energética e excesso de produção nos cenários estratégicos considerados. É complementada a uma análise de sensibilidade de forma a observar o impacto do risco da estimação e variação de custos no mercado.

1.3 Estrutura da dissertação

A composição do trabalho é segmentada na sedimentação dos conceitos teóricos e exposição de informação pertinente aos objetivos estipulados, na construção de cenários e na análise crítica aos resultados das simulações efetuadas. A organização da dissertação é exposta no conjunto de 7 capítulos.

O capítulo 2 enquadra o setor energético no mundo e qual a direção a que é guiado, com projeções maioritariamente baseadas em publicações de organizações ou instituições internacionais com foco no papel da UE no desenvolvimento e integração das FER e a sua influência nos países membros. Destaca também a política energética em Portugal, que aspira em grande parte dos mesmos interesses europeus. Ainda neste capítulo é incluído o esclarecimento dos elementos estruturais do setor energético e quais as principais relações existentes no setor energético português, finalizando com uma breve apresentação do panorama do consumo e das diversas fontes de produção de energia elétrica.

No capítulo 3 procede-se à caracterização do núcleo das FER, centrada no princípio de funcionamento e comportamento no tempo e espaço. Além disso, também são retratados sumariamente quais os motivos que acionaram o interesse nestas tecnologias, bem como as oportunidades que a sua implementação traz. Durante esta fase realiza-se a categorização e descrição de riscos negativos às FER, que funcionam como barreiras à entrada ao sistema elétrico.

O capítulo 4 visa trazer uma maior compreensão do planeamento energético, acompanhado de uma revisão à classificação de modelos e ao procedimento de escolha ao modelo energético adequado. Nesta secção foi apresentada a ferramenta computacional selecionada, complementada por referências a estudos prévios ao *software* e diferentes abordagens efetuadas por distintos autores.

A construção dos cenários é explicada e esquematizada no capítulo 5, com base a relatórios e informação disponível das identidades REN e DGEG. O primeiro serve de referência aos subsequentes, objetos de estudo. Dois dos cenários estão associados a um risco probabilístico determinado pelo @Risk, método adaptado de estudos anteriores para combinar o risco da variabilidade das FER à sua produção. A caracterização dos cenários divide-se na parte técnica, dados utilizados no modelo energético, e a parte económica, informação auxiliar depois aplicada aos dados de simulação do EnergyPLAN, numa análise em Excel.

Os resultados obtidos pela otimização do *software* são apresentados na análise técnica do capítulo 6, separados da análise económica e ambiental. A fase da discussão de resultados compara, avalia e confronta a viabilidade dos cenários, numa ótica de mercado interligado com Espanha. Contempla o comportamento de produção e estratégias adotadas, ao mesmo tempo que reflete fatores de custo, ambientais e de risco.

A conclusão encerra os capítulos, relacionando os tópicos mais significativos no decorrer da dissertação aos principais resultados. Termina com sugestões para futuras investigações no âmbito do trabalho.

O presente documento é complementado por Anexos de apoio à sua leitura.

2. PERSPETIVAS NO SETOR ENERGÉTICO

2.1 Introdução

Ao longo das últimas décadas tem-se presenciado a uma transformação no mundo que nos rodeia, em particular na área da tecnologia. Esta área não só é uma das principais impulsionadoras do desenvolvimento económico e social, como tem um impacto na forma de agir e de pensar do ser-humano. Ao mesmo tempo, o estado económico corrente e o crescimento populacional culminam numa necessidade cada vez mais exigente de serviços energéticos. Cabe ao mercado de energia conseguir adaptar-se às mudanças e encontrar um novo equilíbrio, que tenha em consideração a procura, assim como as preocupações ambientais, o desenvolvimento científico e a implementação de novas tecnologias.

A Figura 2 ilustra a procura de energia primária para 2012 e previsões para 2040, por região e em Mtoe, num cenário central concebido pela The International Energy Agency (IEA). Atualmente, os autores das grandes frações energéticas consumidas concentram-se num núcleo pequeno de países. A China e os Estados Unidos lideram com procura bastante superiores do que os outros países, seguidos pela Índia, Japão e Rússia.

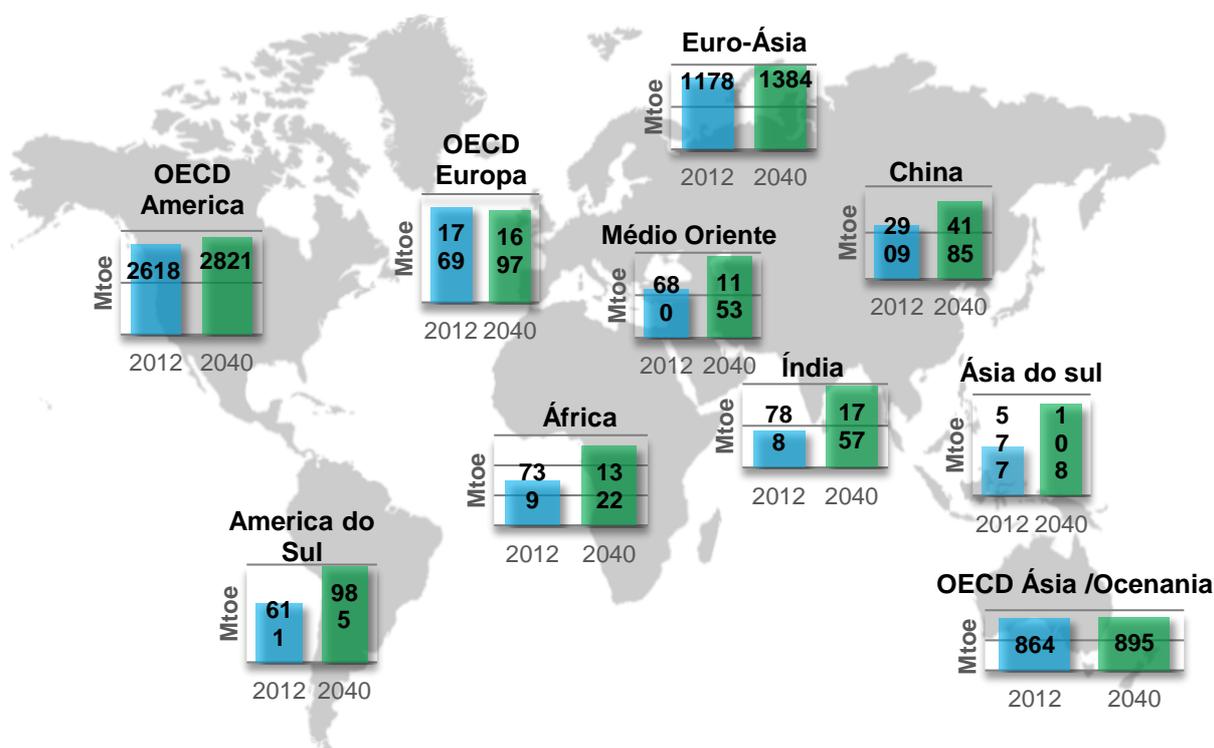


Figura 2 – Procura de energia primária no Mundo. Fonte: Elaboração do autor. Dados IEA (2014)

É antecipado um crescimento na procura de 37% entre 2012 e 2040, o que irá no futuro afetar drasticamente a distribuição global da procura de energia. Os membros da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico (OCDE) contribuíram com quantidades de energias semelhantes às de hoje em dia, enquanto países fora desta organização serão praticamente os únicos responsáveis pelo aumento do consumo, deslocando o centro de gravidade dos mercados de energia da América do Norte e Europa. Exclusivamente, a Ásia

contribuirá em 60% do consumo energético, com a China a ser a força principal para este fenómeno nas próximas décadas.

O motivo pelo qual o peso redistribui-se pelos diferentes locais reside no comportamento singular dos países desenvolvidos e em desenvolvimento. Os países da OCDE ascenderam a uma estabilidade demográfica, com a Europa a dar indícios de declínio que, em conjunto a um aumento da eficiência pela cadeia de serviços energéticos, amortecem o crescimento da procura no futuro. Mas as economias emergentes, em destaque no mapa, têm a sua evolução fomentada pela expansão do número de habitantes nos seus países, o seu desenvolvimento dinâmico e eletrificação dos seus territórios.

A relevância ganha pelo setor de energia amplifica a urgência de fontes de suprimento energético confiáveis e acessíveis a todos. Porém, a instabilidade política no médio oriente, e os conflitos entre a Rússia e Ucrânia, despertam preocupações sobre a segurança de abastecimento. O aquecimento global apresenta outro desafio adicional que deverá ser tido em conta.

2.2 Produção Elétrica

O potencial de melhoria de eficiência energética ao longo da cadeia de energia e implementação de energias renováveis permite reduzir o consumo de combustíveis fósseis. Especificamente a eficiência, em grupos tecnológicos de grandes dimensões o seu aumento teria um impacto expressivo na redução da poluição. Existe espaço para eventuais melhorias, nomeadamente na exploração do gás e petróleo, de 20% para 50%, em centrais a carvão, de 34% para 46%, e em edifícios, expectativas de poupanças de 40% em vez dos anteriores 20% (World Energy Council, 2013). É na produção elétrica que será mais evidente o apoio à redução das emissões de GEE, uma vez que representa a maior fonte de emissões de CO₂ e o setor com maior potencial, devido ao número das tecnologias de baixa emissão disponíveis (Amorim et al., 2014).

A produção de eletricidade aumentará 69%, de 21,60 triliões kWh em 2012 para 36,50 triliões kWh em 2040 (U.S. Energy Information Administration (EIA), 2016). Conforme a Figura 3 demonstra, há claramente um domínio por parte dos combustíveis fósseis na produção elétrica, tendência global que não se desvanecerá nas próximas décadas. Todavia, há uma queda destes, oriunda da diminuição do aproveitamento de carvão e petróleo. Excluindo a percentagem hídrica, a participação FER é irrisória até 2012. Espera-se uma transformação apreciável desse aspeto num novo mix tecnológico mais renovável, em virtude de esforços de vários países industrializados pertencentes à OCDE a implementar políticas apropriadas. As FER participarão em 33% na produção elétrica mundial em 2040, superior aos 21% de 2012, derivado ao aumento de produção de 175% contra o ganho fóssil de 44%.

Apesar das credenciais negativas que o carvão apresenta no ecossistema, 2040 é assombrado por projeções de 31% de energia elétrica produzida por este tipo de fonte. Ao mesmo tempo que vários países da OCED, especialmente europeus, se distanciam do seu consumo, qualquer redução é suplantada pelas regiões em desenvolvimento, principalmente a Ásia. Apenas a China e Índia contam com 69% das projeções de aproveitamento do carvão para produção de eletricidade (U.S. Energy Information Administration (EIA), 2016). Esta predominância é explicada pelo fácil acesso, em grandes quantidades, a custos relativamente baixos. Também contribui o facto de países pobres, particularmente da Ásia e Africa do Sul, possuírem vastas reservas que colocam o carvão numa posição crucial para um futuro próspero e de erradicação de pobreza (World Energy Council, 2013).

As FER estão estabelecidas por todo o mundo, impulsionadas a crescer cada vez mais por diversas razões, como a melhoria na competitividade dos custos das tecnologias, iniciativas políticas, melhores acessos a financiamento, questões de segurança e ecológicas (REN 21, 2017). As FER, na geração de eletricidade, produção de calor e transporte, deverão reduzir as emissões de CO₂ globalmente em 7,2 Gt em 2040 (IEA, 2014). Outra vantagem espelhou-se nos 9,8 milhões de pessoas empregadas no setor em 2016 (REN 21, 2017).

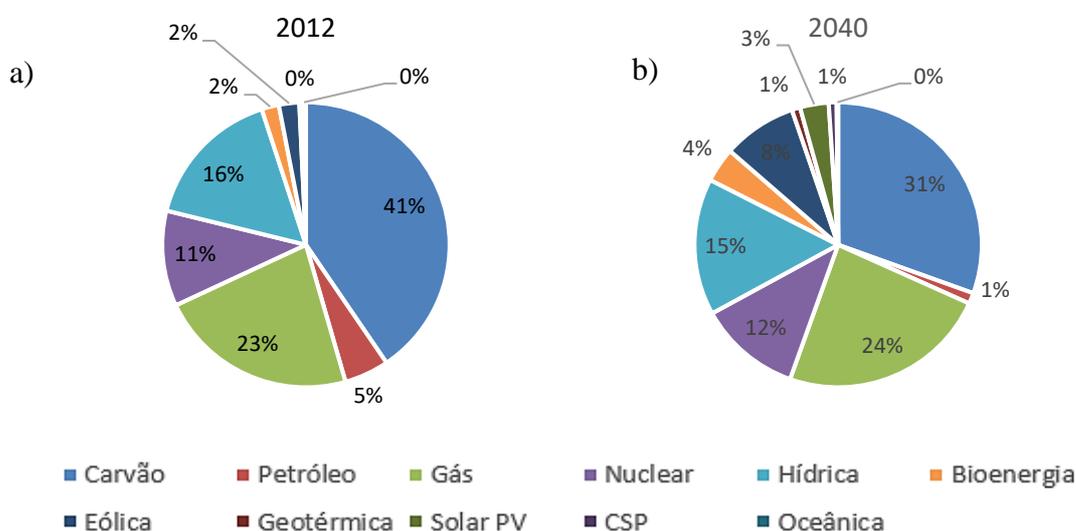


Figura 3 – Participação energética, por fonte, na produção elétrica mundial em 2012, alínea a), e 2040, alínea b). Fonte: Elaboração do autor. Dados IEA (2014)

Existiu um notável crescimento das energias renováveis nos recentes anos, porém tecnologias produção variável, característica a estas tecnologias, levanta preocupações sobre os possíveis desafios que irão surgir com a integração de grandes participações de geração de eletricidade desta natureza, no sistema com a atual estrutura.

Neste contexto, é necessário tomar medidas de modo a mitigar ou se possível eliminar estes obstáculos a uma inclusão próspera das energias renováveis. O REN 21 (2017) identifica três tipologias de tecnologias que permitem ajudar à integração das energias renováveis já existentes no mercado: armazenamento de energia, bombas de calor e veículos elétricos reconhecidos por EVs (electric vehicles). Embora nenhum destes tipos de tecnologia tenha sido iniciado a ser desenvolvido com intenção de inclusão das FER no sistema elétrico, estas permitem de uma forma ou outra ajudar a sua integração. Recentemente tecnologias de automação associadas à gestão dos serviços energéticos também desempenham um papel importante para a coexistência das energias renováveis no setor energético. Surge assim o conceito de rede inteligente, cujo termo está associado a uma rede elétrica modernizada que utiliza tecnologias de comunicação e informação analógica e digital, um ponto-chave para um uso otimizado e benéfico de recursos como a eólica ou PV solar (Hossain et al., 2016).

O relatório emitido pelo REN 21 (2017) estimou a capacidade de armazenamento conectada à rede elétrica a nível mundial em 156 GW, com a bombagem hidroelétrica a contabilizar com perto de 150 GW. Atualmente já há opções tecnológicas em mercado e em desenvolvimento, com uma ampla variedade de funções consoante as características em questão, nomeadamente o tempo de resposta, tempo de descarga, capacidade de *output* e eficiência. Além da bombagem hidroelétrica, tecnologia que já atingiu a maturidade, podem ser encontradas tecnologias de armazenamento térmico (ex. sal fundido), electro-mecânico (ex. ar comprimido) e electro-químico (ex. bateria). O documento também menciona a expansão da eletrificação do setor de transporte, destacando o desenvolvimeto do EVs, principalmente veículos de passageiros. Os

EVs tiveram uma participação de 1% das vendas globais de carros, contribuindo para que no final de 2016 existessem 2 milhões EVs em circulação. Mais complicado de estimar, é a presença das bombas de calor no mercado devido a ausência de informação agregada e disponível. Contudo a sua presença sobressai na EUA, China e Europa, com uma capacidade instalada em 2014 estimada em 50.3 GWth.

Uma alternativa para atenuar as consequências da poluição é a preferência pelo uso de combustíveis fósseis menos nocivos. Nesse sentido, o gás natural é, dentre todos, a escolha preferível por ser uma fonte menos poluente pela sua abundância, flexibilidade para a produção elétrica (World Energy Council, 2013) e, simultaneamente, por facilitar a introdução às FER pela maior flexibilidade das tecnologias a gás. Abona o facto de estar progressivamente associado à utilização de centrais de ciclo combinado a gás natural (CCGT), tecnologias de índices de conversão eficientes. Não obstante, os investimentos requeridos iniciais para extração, armazenamento, transporte e distribuição são elevados (World Energy Council, 2013). É conveniente uma coordenação entre a capitalização em infraestruturas de gás e a energia solicitada.

As projeções em IEA (2014) indicaram uma subida de investimentos totais de 1,17 trilhões de euros em 2012 para 2,48 trilhões de euros em 2040, ocasionando um aumento do custo médio em produzir eletricidade na maioria das regiões, ao longo do tempo. Regiões como Europa intensificam os seus serviços energéticos devido ao capital investido sobretudo em tecnologias renováveis. Por outro lado, locais como a China continuam a depender fortemente dos combustíveis fósseis, pagando conseqüentemente licenças de carbono elevadas (146 bilhões de euros no caso da China).

O mundo tem presenciado um ciclo de redução de custos nas energias renováveis, conduzido pelo desenvolvimento acelerado destas tecnológicas a uma melhoria drástica dos seus custos e não existe indicações para que a competitividade destas não continue a ganhar relevo (Amin, 2015). A energia hidráulica, geotérmica, eólica *onshore* e alguns tipos de biomassa têm-se tornado bastante competitivos com a produção de energia de combustíveis fósseis, onde existam bons recursos (REN 21, 2017). A eólica tem beneficiado ao longo do tempo de uma redução das despesas de instalação e melhoria de eficiência, tornando-se numa das fontes energéticas mais competitivas atualmente segundo Amin (2015). O autor também identificou a fotovoltaica como a tecnologia que experimentou maior declínio dos custos, derivado da redução dos preços dos módulos e equilíbrio no restante sistema.

2.3 Política Energética

As políticas energéticas têm um papel determinante no sucesso da mudança do sistema elétrico nacional, capazes de promover ou inibir o crescimento de soluções (Lee & Zhong, 2014). Nos últimos anos, o panorama mundial incide no progresso de um sistema sustentável, revisitando a legislação imposta para a atualizar perante o avanço tecnológico efetuado (Wing & Jin, 2015).

O relatório do estatuto global das renováveis (GSR), de 2017, reporta para 2016 que metas relativas às FER vigoram em 176 nações. A maioria converge na produção de eletricidade, com objetivos específicos de participação FER instituídos em 150 países e económicos em 89 estados. Entretanto metas para setores de aquecimento e arrefecimento (A&A) e de transporte são instituídos a um ritmo menor, em vigor apenas em 47 e 41 nações, respetivamente.

2.3.1 Política energética na UE

A política energética da União Europeia (UE) baseia-se em garantir a competitividade, segurança do abastecimento e sustentabilidade (da Graça Carvalho, 2012), expostas no Tratado de Lisboa. A UE ciente do desafio que os 3 pilares implicam, estipula políticas apropriadas que incluem medidas regulatórias e *design* de mercado, elementares no sucesso do desenvolvimento das FER e na sua integração eficiente (World Energy Council, 2016). O incentivo das renováveis ocorre pela Europa, não só por questões ambientais, mas também por questões de segurança, na tentativa de se tornar independente aos conflitos políticos dos países exportadores de combustíveis fósseis.

A Comissão Europeia está comprometida em assegurar que é líder global de energias renováveis, com o objetivo de até 2050 reduzir cerca de 80-95% da atual emissão de GEE (European Commission, 2010). Neste âmbito, têm vindo a ser definidas políticas que promovam o desenvolvimento de energias renováveis pela UE, estabelecendo para 2020 o objetivo que 20% do consumo final de energia seja proveniente de FER, de reduzir 20% das emissões de GEE relativamente aos níveis de 1990 e um aumento de 20% da eficiência energética (European Commission, 2016c). Em 2030 vincula-se uma meta de 27% de participação de FER no consumo final de energia, no conjunto dos países da EU (Sisodia, Soares, & Ferreira, 2016).

A estratégia concebida pela EU foca em 5 prioridades (European Commission, 2010):

- ✓ Alcançar uma Europa mais eficiente, com esforços direcionados a cada etapa desde a extração, a produção, transmissão, distribuição e consumo final de energia. A melhoria de eficiência pretende oferecer mais serviços para a mesma entrada de energia ou a mesma quantidade de serviços para menor consumo energético, acrescentando valor à cadeia de energia. Proporciona oportunidades de reduzir a procura de energia e emissões, reforçar segurança, estimular competitividade, criar empregos e tornar energia mais acessível a todos.
- ✓ Construir um mercado de energia europeu verdadeiramente integrado. O intuito é trazer concorrência aos mercados de forma aos cidadãos beneficiarem de preços mais confiáveis e competitivos. A livre circulação de energia pela Europa compreende uma legislação oportuna e uma estrutura financeira adequada.
- ✓ Capacitar consumidores e alcançar o nível mais alto de satisfação e segurança. Para que os consumidores estejam satisfeitos e não se transformem em obstáculos, são precisas medidas que solidifiquem a confiança dos consumidores e que os protejam. A difusão sobre os seus direitos e envolve-los no mercado interno é recomendado pela Comissão Europeia. Johansson (2013b), numa breve visão sobre os aspetos de segurança de energia, menciona que novas interdependências aparecerão e terão de ser tratadas dentro dos futuros quadros institucionais internacionais e bilaterais.
- ✓ Expandir a liderança tecnologia e inovação energética. The Strategic Energy Technology Plan (SET-Plan) é o pilar tecnológico da política energética e climática da UE (Carlsson et al., 2014), cuja finalidade é acelerar o desenvolvimento e implantação de tecnologias com baixa emissão de carbono. Contudo, dada a escala de tempo para agir, existe pressão sob mercados europeus a trazer com urgência novas tecnologias de baixo carbono e alta eficiência. Com o SET-Plan previsto acabar em 2020, a UE precisa de rever esta iniciativa, de maneira a estabelecer um quadro político eficaz na estimulação da inovação e promoção de tecnologias de baixa emissão de carbono (Ruester, Schwenen, Finger, & Glachant, 2014).

- ✓ Fortalecer a dimensão externa do mercado de energia da UE, consolidando parcerias internacionais e conexões robustas a países vizinhos dispostos a adotar o mesmo modelo de mercados. A comissão europeia tenciona diversificar as fontes e rotas de importação por meio de fornecedores-chaves.

Recentemente foi adotado o primeiro acordo climático a nível mundial, juridicamente vinculativo, mais conhecido por Acordo de Paris, aprovado em 12 de Dezembro de 2015, participando 195 países (European Commission, 2015). Ficou estipulado como objetivo determinar as ações necessárias para limitar o aquecimento global num valor inferior a 2°C acima dos níveis pré-industriais, ambicionando conseguir limitar esse valor em 1,5° C (European Commission, 2016a).

A União intervém numa visão global e abrangente, criando uma estrutura sólida e estável que permite cumprir coletivamente os objetivos estratégicos com a distribuição justa dos esforços individuais das nações. Ao agir ao nível da UE possibilita-se interceder em obstáculos a investimentos públicos ou privados, abordar a falta de coordenação entre vários órgãos de autorização e estimular a capacidade administrativa em planos e projetos transfronteiriços (European Commission, 2016c).

A Comissão Europeia reconhece que o empenho dissociado pelos seus membros é uma ameaça ao êxito de um caminho consciente e sustentável. A dessegregação da luta efetiva às alterações climáticas provavelmente levaria a distorções e fragmentação do mercado interno de energia, vindicando custos globais superiores e um decréscimo na instalação das FER (European Commission, 2016c).

Neste contexto, o modelo para planos de ação nacionais para energias renováveis da UE deve conter requisitos mínimos a superar e linhas orientadoras para os Estados-Membros seguirem aquando a definição dos próprios níveis de ambição, isto é, de trajetórias que correspondam às suas circunstâncias e preferências (Parlamento Europeu, 2009). De acordo com a Diretiva 28/2009/CE, estes planos têm de ser comunicados, supervisionados e verificados a compatibilidade às propostas de *design* de mercado (DGEG, 2017b).

2.3.2 Principais estratégias de apoio às FER

Mignon e Bergek (2016) referem que políticas energéticas estabelecem frequentemente incentivos económicos, que tornam a produção de energia a partir destas fontes mais competitivas no mercado, ou definem desempenhos ambientais mínimos e outros tipos de regulamentos, que condicionam o atual sistema. Os incentivos são importantes para atender todo o potencial das FER, na medida que motiva investimentos através de melhores perfis risco-recompensa, diminuição de gastos no governo e o público ainda logra de benefícios sociais (Lee & Zhong, 2014).

As políticas nacionais que promovem um ambiente promissor ao desenvolvimento das renováveis podem ser classificadas em três categorias que são: políticas de regulamentação, incentivos fiscais e financiamento público (Wing & Jin, 2015).

Na primeira classe, *feed-in tariffs* (FIT) é assinalada como uma das políticas mais eficazes para o desenvolvimento de energias renováveis, sendo as FIT determinadas consoante o grau de maturidade tecnológica do projeto (Couture & Gagnon, 2010). Tipicamente, a implementação de FIT garante um preço fixo na compra de energia produzida de FER (Butler & Neuhoff, 2008). Outras medidas regulatórias compreendem quotas de utilidade obrigatórias, *feed-in premiums* (FIP), pedidos de concursos, certificados verdes e certificados de energias renováveis, representado por todos os MWh gerados (Kitzing, Mitchell, & Erik, 2012).

No artigo de Lee et al. (2015) foi identificada uma subcategorização dos incentivos fiscais e financiamento público. O primeiro caso é materializado através de subsídios de capital, concessões e descontos, pagamentos de produção de energia e por último benefícios no imposto. Ao financiamento público, os autores decompõem-no em investimento públicos, empréstimos ou financiamento e licitações públicas competitivas.

O estudo elaborado por Mignon e Bergek (2016) refletiu a necessidade de projetar um portfólio de várias políticas (uma "combinação de políticas"), distintas entre si, para incentivar investimentos na produção de eletricidade renovável, de modo a atender o vasto leque de *stakeholders*.

2.3.3 Política energética em Portugal

Portugal, desde 2008, tem desenvolvido uma política energética que enfatiza fortemente a eficiência energética e a promoção das FER (IEA, 2016). Estas são os instrumentos governativos principais para combater as alterações climáticas e dependência das importações.

O país está bem direcionado a cumprir as políticas energéticas Europeias, com objetivos traçados mais ambiciosos do que a UE. O Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER) fixa metas nacionais para cada membro, relativas à quota de energia proveniente das FER consumida nos setores de transporte (FER-T), eletricidade (FER-E), aquecimento e arrefecimento (FER-A&A) em 2020 (DGEG, 2017b). Definiu-se que, até 2020, as FER devem representar 31% de energia final consumida, 60% da produção elétrica e 10% de energia consumida no setor de transportes (DGEG, 2009). Quanto ao Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE) também procura metas audaciosas na redução de 25% do consumo final de energia, 30% no caso do setor público (IEA, 2016).

Do ponto de vista das energias renováveis, o país está na dianteira, exemplo disso é a evolução dos principais indicadores energéticos (DGEG, 2017a): redução da dependência energética do exterior em 5,6% entre 2006 e 2014; aumento da produção doméstica de energia, que assegura um maior nível de segurança de abastecimento com 24% do consumo total de energia primária em 2015, contra 16,5% em 2006; e redução de 26,7% das emissões de GEE em 2014 face a 2005.

Uma série de instrumentos financeiros já foram criados pelo estado português em prol dos investimentos em energias renováveis, tal como as FIT, uma das maiores impulsionadoras. REN21 (2017), além das FIT, identificou pagamento premium, quotas de utilidade obrigatória, certificados de produção renovável e obrigações/mandato nos setores de transporte e aquecimento, como medidas regulatórias portuguesas. Mencionou ainda que os investimentos públicos estão a ser revisitados e a existência de redução de taxas nas FER. Outra estratégia adotada para o setor energético em Portugal é identificada por Pina et al. (2013) que refere a intenção de aumentar as importações de gás natural de diferentes regiões, em detrimento de fontes como combustíveis fósseis, garantindo um menor impacto ambiental e dependência nas importações de combustíveis fósseis.

Tal como no caso da UE, e de acordo com DGEG (2017, pg 10), as FER contribuem para a economia portuguesa na “criação de toda uma nova fileira industrial e empresarial geradora de emprego, promotora do desenvolvimento regional, dinamizadora das exportações de bens e serviços, impulsionadora de inovação e investigação científica, capaz de captar investimento internacional e de estimular a internacionalização das empresas nacionais”.

2.4 Panorama do sector elétrico português

2.4.1 Estrutura

Amorim et al. (2013) menciona brevemente as profundas mudanças a que o setor energético português tem sido sujeito ao longo dos anos, cada vez mais liberalizado. Até 1995, o sistema elétrico era monopolizado pela Energias de Portugal (EDP), uma empresa estatal vertical e horizontalmente integrada. Após esse ano, o mercado de eletricidade foi reestruturado e convertido num mercado dual, isto é, os sistemas regulados (sistema de energia pública) e mercado livre (sistema de energia não vinculante) passaram a operar em paralelo. Em 2006 este *design* de mercado foi abolido em favor da abordagem de mercado livre.

Os setores do gás natural e de eletricidade são supervisionados pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE). O regulamento concentra-se tanto nas infraestruturas de transmissão e distribuição como nas atividades dos fornecedores. Cooperar ainda com a Autoridade da Concorrência Portuguesa (AdC) na supervisão do mercado grossista e retalhista nos setores cuja responsabilidade é lhe incumbida (IEA, 2016).

Compete à Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) a monitorização do desenvolvimento e implementação de políticas relacionadas à energia e recursos geológicos, dentro de um quadro de sustentabilidade e segurança de abastecimento de energia (DGEG, 2017b). É concedida aos governos regionais dos Açores e Madeira a supervisão do setor nos seus territórios.

Os principais elos da cadeia de valor no Sistema Elétrico Nacional são (EDP Distribuição, 2017): a produção; o transporte; a distribuição; e a comercialização. O Decreto-Lei nº 29/2006 define as bases gerais da organização e funcionamento do SEN, bem como o quadro legislativo coerente e articulado ao exercício das suas atividades principais, alterada depois pelo Decreto-Lei nº 215/2012 (DGEG, 2017b).

A produção de eletricidade é exercida em regime ordinário (PRO) ou em regime especial (PRE). O primeiro assenta numa produção em grandes centros electroprodutores hídricos e centros produtores por fontes de energia não renováveis, sobretudo o gás natural e carvão. O segundo regime é baseado na produção FER ou na cogeração, um processo de produção combinada de eletricidade e calor.

Atualmente existem incentivos à PRE, alvejando o combate dos impactes ambientais. Quanto às centrais ditas convencionais, devem cumprir os limites estabelecidos ao nível ambiental quer na fase de construção, como na de exploração (ERSE, 2017).

A atividade de transporte de eletricidade até às redes de distribuição é realizada em Alta e Muito Alta Tensão (EDP Distribuição, 2017), através da Rede Nacional de Transporte (RNT). Esta é exercida mediante a concessão à Rede Elétrica Nacional (REN), em regime de serviço público e exclusivo. Faz parte do reportório de funcionalidades da entidade o planeamento a construção, a operação e a manutenção da RNT. Abrange ainda o planeamento e a gestão técnica global do Sistema Elétrico Nacional para assegurar o funcionamento harmonizado das infraestruturas que o integram, assim como a continuidade de serviço e a segurança do abastecimento de eletricidade (REN, 2017b).

A distribuição opera por meio da exploração da Rede Nacional de Distribuição (RND), em Média e Alta Tensão e das Redes Municipais de Distribuição, em Baixa Tensão (EDP Distribuição, 2017). A RND é concessionada pelo Estado à EDP Distribuição, no caso de baixa tensão as redes de distribuição são operadas no âmbito de contratos de concessão estabelecidos entre os municípios e os distribuidores (REN, 2017b).

O último elemento na cadeia é a comercialização, atividade que opera em regime livre e está sujeita à atribuição de licenças pelo Estado Português. A chegada de novos agentes ao setor tem dinamizado a atual concorrência com uma competitividade mais agressiva, o que coloca as empresas mais suscetíveis a melhorar a eficiência o que, conseqüentemente, beneficia os consumidores. A sua entrada é facilitada pela compra e venda de eletricidade livre, com acesso às redes de transporte e distribuição submetida a tarifas reguladas (ERSE, 2017).

Os comercializadores acatam obrigações de serviço público no que respeita à qualidade, ao abastecimento contínuo de eletricidade e devem disponibilizar aos seus clientes acesso à informação de forma simples e compreensível (REN, 2017b). São opções para o consumidor a EDP Comercial, Endesa, Iberdrola ou Galp, por exemplo. Para os proteger, existe um comercializador de último recurso, intitulado por EDP Universal, cujo fim é salvaguardar o fornecimento de eletricidade, nomeadamente os mais frágeis em termos de condições de qualidade e continuidade de serviço (EDP Distribuição, 2017).

2.4.2 MIBEL

Da iniciativa conjunta de Portugal e Espanha, a criação do MIBEL revelou ser um marco importante na construção de um mercado interno de energia europeu (Simão, T., Castro, Simão, J., 2012). Ciente dos benefícios latentes na integração dos sistemas elétricos das duas partes, MIBEL projeta as seguintes metas (OMIP, 2017): beneficiar os consumidores de eletricidade dos dois países, através do processo de integração dos respetivos sistemas elétricos; estruturar o funcionamento do mercado com base nos princípios da transparência, livre concorrência, objetividade, liquidez, autofinanciamento e auto-organização; favorecer o desenvolvimento do mercado de eletricidade de ambos os países, com a existência de uma metodologia única e integrada, para toda a península ibérica, de definição dos preços de referência; permitir a todos os participantes o livre acesso ao mercado, em condições de igualdade de direitos e obrigações, transparência e objetividade; favorecer a eficiência económica das empresas do sector eléctrico, promovendo a livre concorrência entre as mesmas.

A constituição do Conselho de Reguladores decorre do artigo 11º do Acordo de Santiago de Compostela, formada por entidades portuguesas, ERSE e a Comissão do Mercado de Valores Mobiliários (CMVM), e espanholas, Comissão Nacional de Energia (CNE) e a Comissão Nacional do Mercado de Valores (CNMV).

O modelo de funcionamento do MIBEL assenta numa estrutura bipolar interligada na gestão dos mercados organizados. O Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIP), Polo Português, atua como entidade gestora do mercado a prazo. O Operador del Mercado Ibérico de Energia (OMIE), Polo Espanhol, como entidade gestora do mercado *spot* de contratação à vista, mediante cumprimento prévio da legislação vigente na Parte em cujo território têm a sua sede (ERSE, 2006). O OMIE gere a contratação diária e uma componente de ajustes intradiários (OMIP, 2017), onde instituem programas de venda e de compra de eletricidade para o dia seguinte ao da negociação.

Simão, T., Castro e Simão, J., (2012) distinguiram no seu artigo o mercado dia-a-dia como parte integrante do mercado grossista, capaz de lidar com transações de eletricidade no dia seguinte através da apresentação de vendas de eletricidade e ordens de compra por parte dos participantes. O mercado ibérico intradiário segue, na sua essência, a mesma estratégia, a única dicotomia é o número de sessões ao longo de uma sequência de horizontes temporais sucessivos de curto prazo, que permite ajustes e, por sua vez, flexibilizar a operação e otimização do portfólio dos agentes (Conselho de Reguladores do MIBEL, 2009).

2.4.3 Procura

A evolução do consumo de eletricidade em Portugal está alinhada com o que foi dito previamente, a energia é vital à coexistência da sociedade como a conhecemos. O peso do fluxo elétrico, em termos globais, têm vindo a aumentar ao longo do tempo, como é possível constatar na Figura 4. No início do século XXI o consumo final de energia foi de 38821 GWh, número bastante inferior quando comparado com os 46860 GWh consumidos em 2015. Não obstante, registou-se entre o período 2006-2015 uma taxa de crescimento média anual (TCMA) negativa de -0,4%. No ano último ano visualizou-se pela primeira vez, desde pico de consumo de 2010 (50611 GWh), uma variação positiva no crescimento na procura 1,5%, indícios de uma economia mais estável (DGEG, 2017b).

De referir que, os dados apresentados na Figura 4 representam a energia disponível para consumo, isto é, o total da soma entra a produção líquida e o saldo importador, retirando as perdas de transporte e distribuição, o consumo das próprias centrais e a bombagem hidroelétrica.

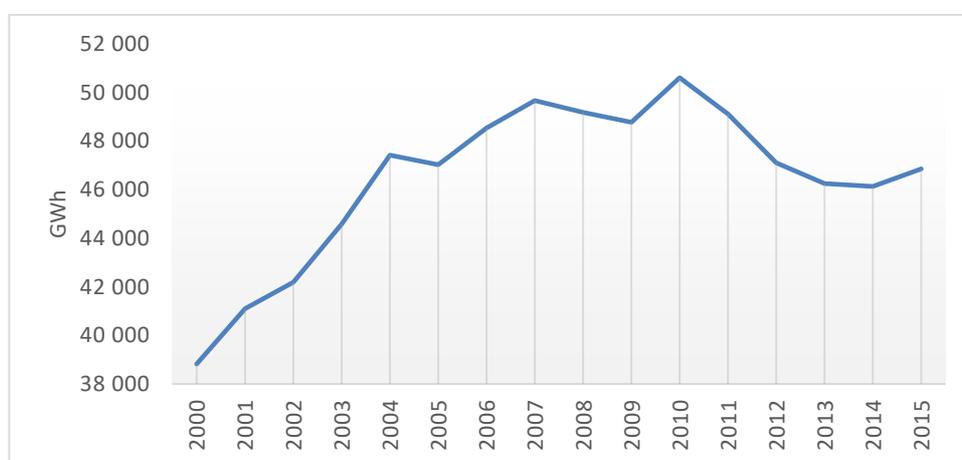


Figura 4 – Evolução do consumo final, em Portugal. Fonte: Elaboração do autor. Dados DGEG site, consultado em Agosto de 2017

Em termos setoriais existe claramente uma distinta participação tal como a Figura 5 indica. A indústria representa a maior fatia, seguido dos serviços e setor doméstico. Em menor escala a agricultura e transportes.

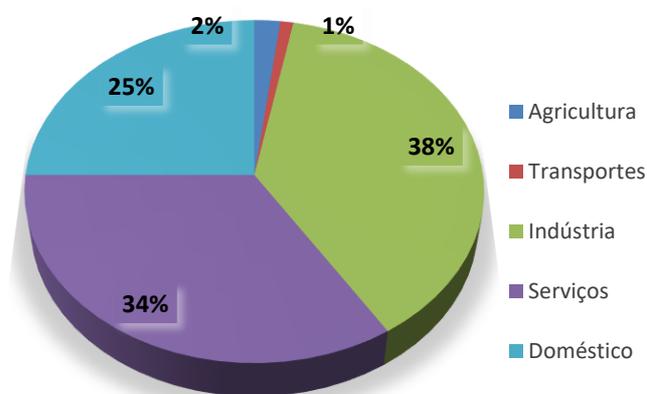


Figura 5 – Participação energética em 2015, por sector, em Portugal. Fonte: Elaboração do autor. (DGEG, 2017b)

2.4.4 Oferta

Os onze anos ilustrados na Figura 6 mostram uma mudança na oferta de eletricidade em Portugal. Em 2015, a energia térmica não renovável respondeu a 52% do consumo desse mesmo ano, uma queda significativa quando comparadas aos 74% em 2005. Em 2014 existia já uma dominância FER sobre a térmica com 63% de produção renovável, um crescimento significativo quando comparado aos 17% de 2005. Em 2016, pela primeira vez, foi noticiado que o sistema elétrico dependeu exclusivamente de energias renováveis e sustentáveis para atender à energia requerida da população, funcionando como um sistema 100% renovável durante 4 dias. A figura 6 evidencia assim um ganho relevante das FER no sistema elétrico em Portugal.

A produção bruta nacional de eletricidade, que inclui a energia absorvida pelos serviços auxiliares e as perdas dos transformadores que a integram, em 2015, correspondeu a 52,40 TWh, uma variação de -0,8% relativamente a 2014. A diferença entre as importações e exportações, saldo importador, têm vindo a diminuir, mérito de uma maior produção renovável no sistema. Porém, após apresentar o menor saldo importador dos últimos 10 anos, em 2014, este aumenta 151% em 2015, fruto do fraco índice de produtividade hídrico (0,74), evidenciado no gráfico pelo estrangulamento da área hídrica. Ao longo dos anos a participação hídrica têm a maior flutuação no sistema, enquanto a eólica, solar PV e biomassa tem aumentado o seu contributo sistematicamente, principalmente a eólica que já possui volumes energéticos bastante relevantes para o sistema elétrico.

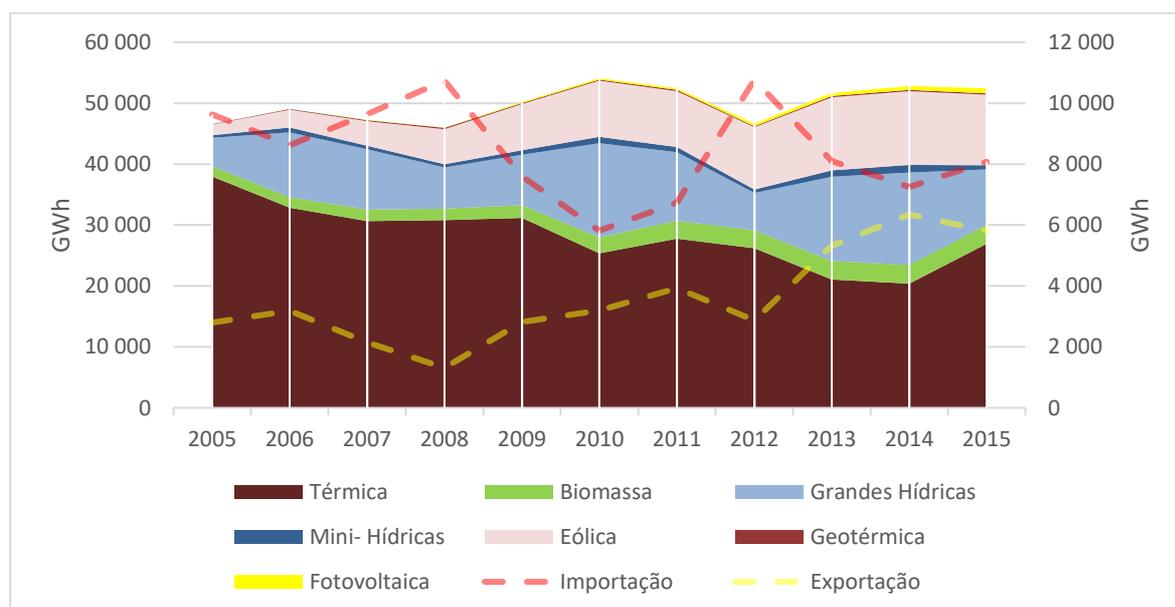


Figura 6 – Evolução da oferta, por tipo de fonte, em Portugal. Fonte: Elaboração do autor. Dados DGEG site, consultado em Agosto de 2017

Em 2015, a produção das FER e das térmicas não renováveis esteve equilibrada, num balanço de 47%/48% respetivamente. A decomposição de ambas na Figura 7 revela o comportamento das energias renováveis na região continental desse ano e a estratégia posta em prática. As centrais a carvão são, genericamente, a primeira opção a se utilizar para compensar alturas de baixo regimes hídricos e eólicos e a segunda é o gás natural, devido a preços mais elevados. O gráfico transcreve essa realidade com a energia elétrica produzida a partir do carvão a representar 57% da térmica convencional.

Contrariamente a 2014, cujo consumo final FER (63%) cumpre antecipadamente o objetivo proposto para 2020 (60%), a nova quota renovável (49%) em 2015 não o faz. É perceptível na

Figura 7 que as grandes influências para estes valores não serem mais homogêneos ao longo dos vários anos são as tecnologias hidráulicas e eólicas, perante os 77% que estas representam na produção renovável, em 2015.

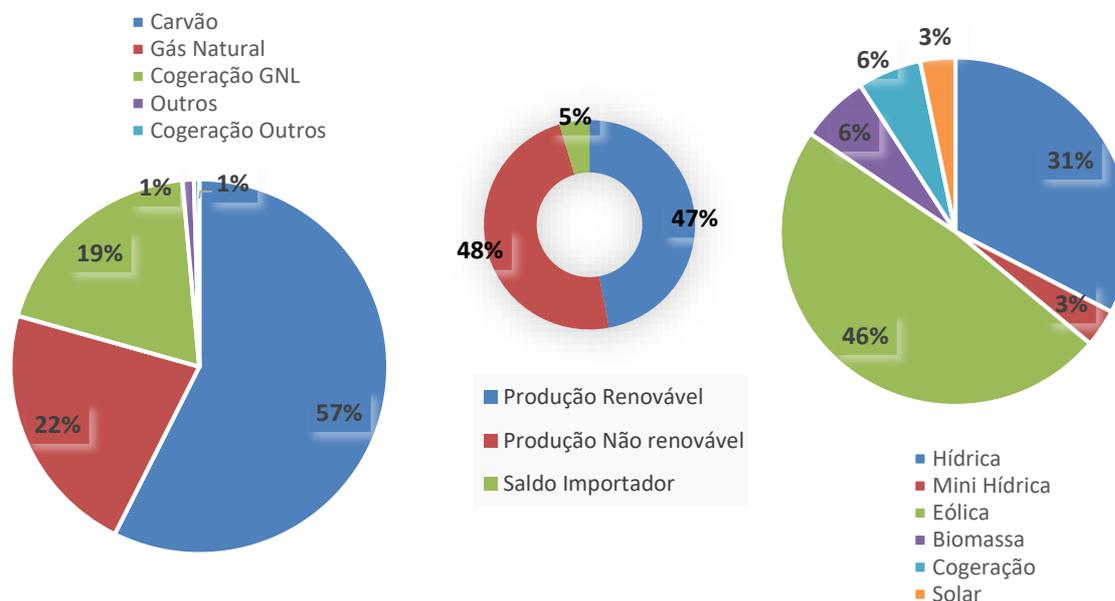


Figura 7 – Participação decomposta por fonte, agrupada em renovável e não renovável do ano 2015, em Portugal. Fonte: Elaboração do autor. Dados DGEG site, consultado em Agosto de 2017

A biomassa inclui o biogás e a fração renovável dos Resíduos Sólidos Urbanos (RSU), e, tal como o gás, pode ser implementado em centrais de cogeração. A biomassa em conjunto com a mini hídrica e energia solar PV completa os 33%.

A intergração das FER é realizada progressivamente por meio de investimentos, transformando a estrutura do SEN. A Figura 8 informa sobre a capacidade instalada do sistema português no período de 2008 a 2015. Em linha com as metas para o sistema elétrico, descritas na secção 2.3.3, é observável no gráfico um padrão de crescimento de tecnologias FER acompanhado de um declínio de fontes fósseis e minerais.

Destaca-se a substituição, quase por completo, da capacidade instalada em petróleo, com a desclassificação das grandes centrais térmicas do Carregado, Setúbal e Tunes. Também os parques de cogeração sustentados em produtos baseados em petróleo foram substituídos, agora alimentados praticamente por gás líquido natural. Realça-se ainda o reforço da capacidade hídrica, dos campos fotovoltaicos e o investimento considerável ao nível da capacidade eólica.

A DGEG (2016) efetuou uma análise interessante da relação entre a procura e oferta em duas partes, uma de acordo com a realidade e outra com a teórica. Numa fase inicial analisou-se os dados reais e rapidamente se percebe que, nos anos em que a produção excede a procura, Portugal exporta para Espanha no âmbito do MIBEL. A segunda etapa considera que as centrais térmicas trabalham na capacidade máxima e as hídricas, eólicas e solares num regime médio. O intervalo do rácio entre a produção teórica e procura ronda os 184% e os 207%, excesso que pressupõe um sobredimensionamento do sistema eletrocutor face à evolução histórica da procura. Este advém principalmente ao fato de as centrais a gás natural funcionarem muito abaixo da sua potência real. Esta situação tenderá a desaparecer com objetivos a fortalecer a

integração do mercado interno europeu, a desclassificação de grandes centrais térmicas e por via recuperação do consumo associado ao crescimento económico.

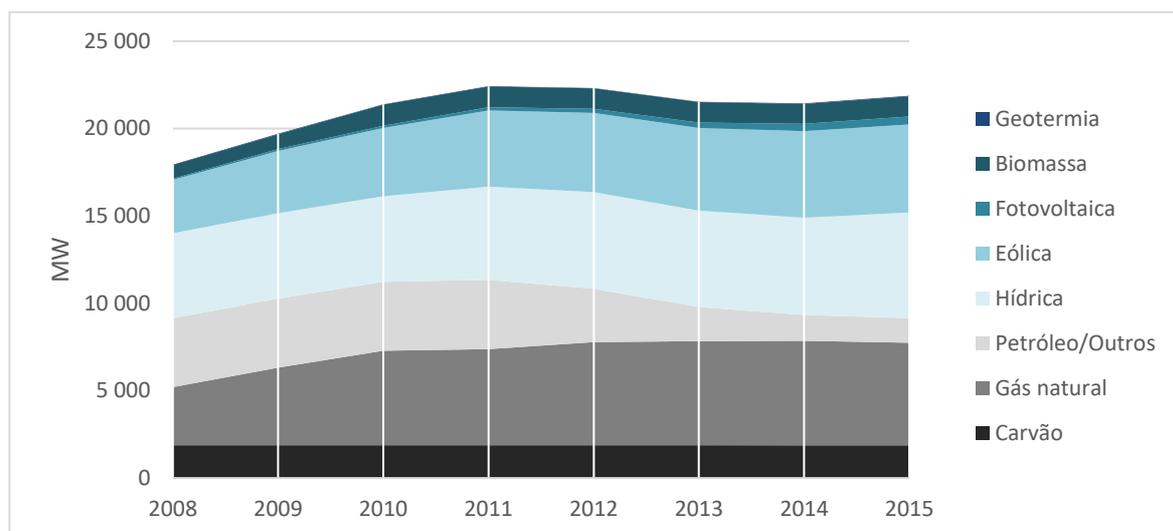


Figura 8 – Evolução da capacidade instalada nacional, por tecnologia, em Portugal. Fonte: Elaboração do autor. Dados DGEG site, consultado em Agosto de 2017

2.5 Considerações finais

Com o avanço das tecnologias e uma intensificação na eletrificação das redes nacionais dos países em desenvolvimento, a utilização de energia está a se tornar cada vez mais num requisito crucial ao funcionamento e coexistência desta sociedade em que vivemos. Este aumento das necessidades energéticas reflete-se numa produção elétrica a níveis que os sistemas elétricos de hoje podem não estar preparados. Desta forma, garantir no futuro um desempenho sustentável deste setor baseado nos combustíveis fósseis não é sustentável quer por motivos de escassez, quer por danos colaterais como a poluição a que estão associados. Tal que, a energia renovável em si é uma área de pesquisa promovida devido à sua disponibilidade, aplicabilidade e a sua natureza amigável ao meio ambiente, tendo sido atualmente investigado a sua aplicação em redes inteligentes que demonstram um futuro promissor.

A integração das energias renováveis tem ocorrido maioritariamente no sistema elétrico, por meio de tecnologias apropriadas já existentes e em desenvolvimento. Um setor cada vez mais integrador, do futuro espera-se sistemas unificados de interface de renováveis com sistemas de mobilidade elétrica, capazes, se nas condições tecnológicas necessárias, de operarem como armazenamento de energia renovável e de *backup*, fornecendo energia em horas de picos de consumo através de uma comunicação inteligente com a rede (Tuballa & Abundo, 2016).

É importante que o mercado se adapte às novas circunstâncias, recorrendo a medidas políticas como instrumento a moldar a estrutura existente numa mais benéfica à inclusão de tecnologias e sistemas capazes de gerir o atual trilema energético: segurança energética, sustentabilidade ambiental e equidade energética (World Energy Council, 2013).

A UE tem estado na linha da frente a enfrentar estes problemas, desprovida de reservas naturais de combustíveis fósseis a comissão europeia tem definido estratégias que objetivam fomentar a competitividade dos seus mercados energéticos internacionalmente, ao mesmo tempo que pretendem reduzir a sua dependência energética e mitigar as consequências do aquecimento global. Portugal, um país considerado como um local favorável à integração FER, tem realizado a sua parte no cumprimento às metas da UE, traçando metas à realidade nacional o país tem

diminuído a sua dependência energética com a redução de importações de combustíveis fósseis e mesmo importações com a interligação com Espanha. Embora exista um caminho árduo para atingir um sistema 100% renovável em Portugal, nos últimos anos tem sido presenciado a um aumento considerável das tecnologias renováveis no sistema elétrico continental, sem contar com a microprodução.

3. FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEIS

3.1 Introdução

Capazes de se regenerarem num curto espaço de tempo e reabastecidas por recursos naturais, as FER têm o potencial de exceder exponencialmente a procura de energia no mundo (Ellabban, Abu-Rub, & Blaabjerg, 2014). Reconhecidas por serem energias ambientalmente amigáveis podem prover serviços energéticos sustentáveis, com uma agressão ao meio ambiente praticamente nula. Em contrapartida, as reservas aos combustíveis fósseis e a energia nuclear são limitadas e o uso intensivo destas fontes levará ao seu esgotamento. Especificamente aos fósseis, estes não se extinguirão sem antes emitir gases ou outros materiais tóxicos e nocivos para a natureza, com severas consequências no ecossistema. Já as centrais nucleares, estas servem de camuflagem para alguns países produzir armas em tempos de tensões políticas e acidentes nas instalações nas instalações podem ser catastróficos para o ambiente e a saúde Humana (Johansson, 2013a).

Classifica-se de combustíveis fósseis o carvão, o petróleo e o gás natural, formados a partir de resíduos animais ou vegetais por exposição ao calor e pressão efetuada pela crosta terrestre, numa escala de milhões de anos. Contêm altas percentagens de carbono, sendo a mistura específica de hidrocarbonetos que define as propriedades características do combustível, tais como o ponto de ebulição, ponto de fusão, densidade e viscosidade (Demirel, 2013).

Existem diversas fontes que se encaixam na definição renovável que recorrem a diferentes tipos de tecnologias para gerar energia elétrica, calor ou biocombustíveis no uso em transportes. Conhecer as opções e qual a disponibilidade destas na área geográfica que se pretende cobrir é um passo importante tomada de decisões do portfólio de investimentos. A caracterização destas será centrada no princípio de funcionamento e comportamento no tempo e espaço.

3.2 Caracterização

3.2.1 Hídrica

Até os dias de hoje a energia hídrica fornece a maior quantidade de energia renovável no mundo, sustentada por tecnologias maduras e bem estabelecidas no comércio. Deriva da transformação de energia armazenada de uma massa de água em movimento em energia mecânica, convertida depois em energia elétrica. As correntes de água e a precipitação dependem do ciclo hidrológico, catalisado pela radiação solar, que impinge o fluxo de água. O movimento de água origina a rotação de um eixo das turbinas hidráulicas, que por sua vez produz a corrente elétrica por meio de um gerador (Carlsson et al., 2014).

As três estruturas principais associadas a esta fonte energética são albufeiras, as centrais de fio-de-água e hidroelétricas reversíveis, distinguidas de acordo com a sua operacionalidade e tipo de fluidez inerente na água. Outro modo conhecido de diferenciar estes sistemas hidroelétricos é pela sua dimensão em termos de potência, usualmente pequena e média dimensão com capacidades inferiores a 30 MW e grandes se superior a esse valor. Os maiores projetos hidráulicos edificados foram Itaipu no Brasil com 14000 MW e *Three Gorges* na China com 22400 MW (Ellabban et al., 2014). No Brasil, a geração de eletricidade por este tipo de fonte pesa acima de 50% da eletricidade nacional, proeza também conseguida por outros países como a Islândia, Canada, Nepal e Moçambique (World Energy Council, 2013).

O aproveitamento das centrais a fio-de-água produz energia consoante a força natural do fluxo do rio, variável mediante o seu caudal em diferentes escalas temporais: diária, mensal e sazonal (Sims et al., 2011). A estas pode se empregar um açude para aumentar o fluxo de continuidade (IEA, 2011).

Também centrais hidroelétricas com reservatórios são influenciadas pelos regimes de precipitação e escoamento superficial, contudo o armazenamento de água permite reduzir a dependência destes fatores (Ellabban et al., 2014). A produção nestas centrais é altamente controlável e permite oferecer flexibilidade para o sistema, se tiver em disposição água acessível (Sims et al., 2011). As reservas permitem lidar melhor com as flutuações que outras energias renováveis, possuindo um tempo de resposta rápido, com uma escala de poucos minutos (Rangoni, 2012), importante para a estabilidade da rede.

Centrais hidroelétricas reversíveis envolvem dois reservatórios e o funcionamento de uma bomba. A estratégia característica deste sistema é particularmente útil para a penetração da energia eólica e outras FER (Brown et al., 2011). O método consiste: em tempos de baixa procura e geralmente preços baixos de eletricidade, utiliza-se eletricidade para bombear água da bacia inferior para a parte superior; no sentido em inverso, a água armazenada produz eletricidade em alturas de procura e preços altos, rentabilizando as estações reversíveis.

3.2.2 Eólica

O vento tem sido usado pelo Homem durante séculos para deslocar barcos à vela, moer cereais ou elevar água dos poços, mas a civilização não presenciou este elemento como fonte de produção de energia elétrica até ao final do século XIX (Valadares, 2016). O vento deriva do sol, isto é, devido às radiações solares recebidas na Terra serem diferentes consoante as zonas, adicionando o movimento rotacional no planeta, diferenças de pressão ao longo da superfície são criadas e por consequência originam as correntes de ar. Por meio de turbinas eólicas é possível converter a energia cinética deste tipo de fonte em eletricidade. A força do vento é captada pelas pás do aerogerador que transmite movimento de rotação ao eixo, produzindo eletricidade (Joselin Herbert, Iniyan, Sreevalsan, & Rajapandian, 2007).

A eólica é a segunda FER com a maior capacidade instalada, das tecnologias de maior sucesso nas últimas décadas o seu crescimento tem sido testemunhado por todo o mundo (Panwar, Kaushik, & Kothari, 2011). Joselin Herbert et al. (2007) forneceu uma breve visão das tecnologias eólicas, identificando estudos que mostraram que este recurso é bastante abundante mundialmente. O autor reconheceu a importância que esta renovável terá no futuro é iminente, sendo uma tecnologia já madura, com boas infraestruturas e competitiva nos seus custos. Foi frisado no artigo o relevo do estudo de parâmetros específicos do vento tais como a topografia, distribuição geográfica dos fluxos de vento e medição da velocidade das correntes para uma aplicação bem-sucedida de turbinas eólicas.

O aproveitamento do recurso eólico efetua-se em solo continental, *onshore*, e, mais recentemente, no mar, *offshore*. Esta migração para os oceanos, ainda num estágio inicial, despertou o interesse de investigação para encontrar meios de implementar as fundações da torre e descobrir novos materiais resistentes aos ambientes marinhos.

Timur Gül e Till Stenzel são os principais autores do artigo *Variability of Wind Power and other Renewables: Management Options and Strategies* (IEA, 2005), e referem que, em ambos tipos de tecnologia, o recurso eólico flutua em várias escalas de tempo, embora em menor grau no caso das *offshore*. Está sujeito a variações a curto prazo, diárias e horárias, e sazonais, produzindo mais na estação de Inverno na Europa, mas depende da região. De acordo com os autores, regra geral, as flutuações dos *outputs* intra-minutos e intra-horas são pequenas e

conseguem ser niveladas em áreas com centros de grande produção. O documento também referiu as implicações dos limites técnicos e a velocidade do vento. Em alturas de baixa velocidade a energia eólica pode ficar indisponível, enquanto em momentos de alta velocidade as turbinas atingindo o limite crítico carecem de ser desligadas, para evitar danos no equipamento.

3.2.3 Solar

O recurso mais abundante que temos é a radiação solar, vital não só no passado como também nos dias de hoje. Ela é responsável por energizar diversos tipos de fonte, por exemplo o ciclo hidrológico, as correntes de ar, o aparecimento de biomassa, etc. Contudo, quando nos referimos a energia solar significa o seu aproveitamento direto. Existe uma vasta gama de aplicações térmicas, as mais conhecidas incluem o forno solar para cozinhar, a seca de culturas agrícolas e coletores solares para o aquecimento da água (grande parcela de consumo residencial), capazes de armazenar energia em reservatórios. A produção de eletricidade recorrendo ao sol pode ser realizada por painéis solares térmicos ou painéis fotovoltaicos, conhecidos internacionalmente por CSP (*concentrated solar panel*) e PV (*photovoltaic*).

Os CSP transformam a radiação solar em eletricidade através da conversão solar térmica. Panwar et al. (2011) descreveram o funcionamento do seu sistema, que se baseia na recolha de energia solar sob a forma de calor, produzindo energia com o sistema convencional turbina-gerador. O principal componente é o coletor solar, permutadores de calor que transformam a energia do sol em energia interna, transportada por um líquido pelos canais do sistema. Requer-se forte incidência numa determinada área, por isso usam espelhos que concentram a luz solar para aquecer um fluido. Os autores identificaram uma série de configurações para os coletores entre elas os coletores cilindro-parabólicos, refletores lineares de *Fresnel*, torres solares e disco parabólico. O sistema tem uma capacidade para armazenar energia sob a forma de calor por curtos períodos de tempo, geralmente horas, e também contém, se o desejarem, um sistema de *backup* alimentado a combustíveis fósseis (IEA, 2011).

Quanto aos painéis PV, a luz solar incidente nas células parte é refletida, mas a outra é convertida em eletricidade por efeito fotovoltaico. O fenómeno decorre quando as células fotovoltaicas, semicondutores compostos por junções P-N, são expostas à luz, criando uma tensão elétrica que desencadeia uma corrente elétrica (Valadares, 2016). As células fotovoltaicas quando interligadas formam módulos, que por sua vez também podem estar conectados. Assim os sistemas PV funcionam desde unidades de pequena escala a centrais de energia de grandes dimensões (Jordehi, 2016). Estes sistemas são normalmente acompanhados de inversores, estruturas de montagem, componentes elétricos e baterias. Os painéis PV operam integrados à rede ou isoladamente, abrindo oportunidades de instalação em lugares remotos (Jordehi, 2016).

A quantidade de energia depende da intensidade solar que chega à superfície e o ângulo em que as células solares são irradiadas (IEA, 2005). Posto isto, a produção oscila sazonalmente, com o verão a beneficiar o recurso na Europa; ao longo do dia, não existindo produção em períodos noturnos; e flutuações de curto prazo, associada às condições climáticas.

3.2.4 Oceanos

A energia provida dos oceanos surge de diversas formas, com comportamentos bastante diferentes na sua expressão como na sua variabilidade, mas representam um recurso vasto e, regra geral, previsível no âmbito das energias renováveis (SETIS, 2014). Compreende o movimento das ondas, o gradiente térmico, o gradiente salino e as correntes das marés (Sims et

al., 2011). As tecnologias distintas a cada género de fonte encontram-se em estado embrionário ou em demonstração, com a energia das ondas e marés a serem atualmente as mais desenvolvidas.

Jacobson e Delucchi (2011) aludem à origem das ondas e as marés. Relativo às ondas, quanto maior a intensidade e duração dos ventos, maior a altura das ondas e, portanto, maior a energia produzida. Vários *designs* estão a ser concebidos para aproveitar a sua energia cinética, exemplo, a boia que cai e sobe com a força da onda ou um dispositivo de superfície cuja deslocação para cima e baixo exerce pressão sobre um óleo para conduzir um motor hidráulico. Apesar das ondas dependerem do vento, as flutuações da energia são diferentes, mais concentrada espacialmente e dissipação suave de energia em águas profundas durante longas distâncias (Sims et al., 2011). A energia de corrente de maré é criada por fluxos diurnos ou semi-diurnos de água do oceano causados pelo ciclo das marés. Os perfis de produção são bastante previsíveis devido à natureza cíclica deste recurso. As zonas ideais costumam ser perto do mar, beneficiando de constrições de estreitos, ilhas e passagens.

O relatório European Commission (2013) resume a metodologia aplicada pelas tecnologias para produzir energia pelo gradiente e salino. Na primeira, a temperatura da superfície aquecida pelo sol vaporiza um líquido em circulação de baixo gradiente térmico, conduzido a uma turbina. O vapor é arrefecido e condensado pelas baixas temperaturas das águas profundas. O ciclo de calor causado pelo diferencial térmico permite aplicar trabalho no eixo do gerador e produzir energia. A geração de energia osmótica aproveita a diferença de salinidade no mar, no plano horizontal e vertical, sobretudo em zonas costeiras. O interesse é provocar este fenómeno para gerar movimento de água. Um método prático é a osmose retardada por pressão que, como o nome inspira, por efeito de osmose forçada cria-se água pressurizada utilizada para acionar a turbina.

3.2.5 Biomassa

Referimos de biomassa toda a matéria orgânica de origem vegetal ou animal, incluindo os microrganismos. O acesso aos resíduos animais, por norma, vem da pecuária e os vegetais de subprodutos florestais, resíduos de colheita ou culturas energéticas como a cana-de-açúcar e milho. Os animais extraem a energia pelo que consomem, enquanto as plantas transformam a energia solar em energia química por um processo designado de fotossíntese. Trata-se de uma reação acionada pela luz solar que converte o CO₂ e H₂O em O₂ e matéria orgânica, especialmente em açúcares onde armazena energia nas ligações químicas (Demirel, 2013). Baseado nesta informação, o uso de biomassa como combustível pode ser considerado neutro no equilíbrio de CO₂ (Nunes, Matias, & Catalão, 2017). Embora a sua combustão liberte CO₂, assume-se que a remoção deste, por meio de fotossíntese, crie um balanço entre a sua entrada e saída na atmosfera, garantindo assim a sua neutralidade carbónica.

Desde os tempos primordiais até os dias de hoje, a bioenergia tem sido empregue, partindo da descoberta do fogo às tecnologias mais sofisticadas capazes de produzir eletricidade, aquecimento e combustíveis para veículos. A biomassa pode ser utilizada no setor energético diretamente, por exemplo, na queima de madeira, ou indiretamente, na produção de combustíveis líquidos ou gasosos. Demirbaş (2001) identificou e descreveu quatro categorias principais na conversão de biomassa em energia: processo de combustão direta, bioquímico, agroquímico e termoquímico. Os processos bioquímicos subdividem-se em digestão anaeróbica, na produção de biogás, e fermentação do álcool, na produção de etanol. O biodiesel provém da extração do óleo de culturas de sementes e, por fim, os processos termoquímicos podem ser decompostos em gasificação, pirólise e liquidificação direta.

O fornecimento de biomassa depende, em grande medida, do ciclo sazonal. Esta questão quando se aplica às culturas energéticas de grande dimensão é bastante limitadora. Para aumentar a participação da biomassa no consumo elétrico foca-se em culturas com curtos períodos de rotação, permitindo colheitas mais frequentes (IEA, 2005).

3.2.6 Geotérmica

A geotermia é proveniente do calor do interior da Terra, oriundo do estado fundido do núcleo, do atrito onde as placas deslizam entre si e do decaimento radioativo de vários isótopos encontrados nas rochas. O calor manifesta-se em intrusões magmáticas e sob a forma de água quente ou vapor que advém da circulação profunda de águas subterrâneas.

De acordo com Jacobson e Delucchi (2011), a água quente e vapor emanados de baixo da superfície tem sido, historicamente, manuseados para fornecer calor para edifícios, processos industriais, utilização doméstica e produção de eletricidade em centrais geotérmicas. As instalações oferecem eletricidade a partir de turbinas movidas pela força de vapor. O princípio de funcionamento reside em aproveitar a energia contida em reservatórios de água subterrânea a elevadas temperaturas. Duas perfurações ao reservatório são realizadas, a primeira é utilizada como saída para a extração da água em estado gasoso ou líquido por força motriz, criada por convecção através da diferença de densidade da água que entra no reservatório pela segunda entrada, condensada previamente. Duas situações podem ocorrer, a água quente evapora outro líquido conduzido para turbina, ou o vapor da água aciona de forma direta a rotação do eixo dos geradores.

Para uma entrada da turbina existem várias saídas integradas nos poços, assim um ou mais poços podem ser fechados para reparos ou manutenção, enquanto os outros continuam a produzir eletricidade (IEA, 2005). Deste modo não há problemas de intermitência, existindo sempre água quente ou vapor a operar continuamente.

O planeta emite radiação por toda a crosta terrestre, mas vulgarmente só é viável em locais com elevado potencial geotérmico, zonas de concentração de calor que atinjam altas temperaturas como as regiões de intrusão magmática ou de atividade vulcânica. Embora esta energia tenha de estar dentro dos limites de equilíbrio entre o consumo de água do reservatório e a recarga natural ou artificial, o potencial do recurso é praticamente inesgotável, categorizando-se assim como renovável (Valadares, 2016).

3.3 Riscos associados às FER

A integração das energias renováveis tem sido um processo moroso, mesmo com a maioria da comunidade científica a alertar sobre a urgência em combater as ameaças que as alterações climáticas apresentam à Humanidade. Este estado reflete a complexidade que acarreta a transição do sistema convencional para um sistema sustentável no futuro, mudança que está sujeita a obstáculos de diversas dimensões.

Reconhecer as barreiras e os problemas é um passo importante para encontrar soluções e supera-los, enquanto identificar as oportunidades permite procurar meios de as maximizar. Diversos autores analisaram esta questão para as FER. Sen e Ganguly (2017) é um exemplo de uma revisão recente que categoriza as oportunidades e as barreiras existentes, com sugestões de ações para acelerar o processo de implementação das FER. Engelken, Römer, Drescher, Welpé, e Picot (2016) sintetizaram os motivos que conduzem à implementação destas tecnologias e quais as barreiras à penetração renovável. Sobre as oportunidades e benefícios associados às FER que os artigos identificaram, para a sua maioria, têm vindo a ser dadas

indicações sobre estas ao longo desta dissertação. A mitigação às alterações climáticas é a mais evidente, mas outras oportunidades podem ser retiradas, como acesso de energia em locais remotos, segurança energética e desenvolvimento socioeconómico como a melhoria da saúde, criação de emprego e conhecimento. As barreiras podem ser associadas de diferentes formas consoante o autor, mas geralmente são agrupadas em políticas, socioculturais, ambientais, económicas e técnicas.

As dimensões influenciadoras ao setor energético caracterizam-se por incerteza e risco que colocam em causa aspetos de segurança no sistema elétrico, distintos aos decorrentes de hoje, que são baseados em combustíveis fósseis. Johansson (2013a) analisou a relação entre a energia e segurança, integrando várias perspetivas encontradas na literatura, tratadas separadamente na maioria dos casos. O autor apresentou uma tipologia que objetiva uma melhor compreensão deste tema, estrutura analítica dividida a partir de dois ângulos diferentes. No primeiro, o sistema elétrico é visto como objeto exposto a ameaças de segurança, sendo necessário proteger das ameaças e garantir o equilíbrio procura-oferta. Na outra abordagem, o sistema é considerado sujeito que gera ou incrementa insegurança, isto é, atua como um fator de ameaça à sustentabilidade nacional, segundo riscos tecnológicos, ambientais, económicos e políticos. Santos et al. (2016a) propôs uma classificação diferente, agrupando os riscos em 5 categorias principais: económica, geopolítica, sociocultural, ambiental e técnica.

Os riscos económicos englobam vertentes microeconómicas dos projetos, nomeadamente a incertezas de preço de energia e taxas cobradas, ou macroeconómicas se nos referirmos às questões ligadas à regulação do mercado e crescimento económico nacional (Soroudi & Amraee, 2013). As falhas de mercado ou distorções podem por em perigo o sucesso das energias renováveis. As ramificações podem ser diversas, desde a monopolização do mercado não beneficiando da competitividade imposta pela concorrência, falta de infraestrutura no mercado às FER, investimentos elevados requeridos, desconsideração aos custos de impacto da poluição ou distorções provocadas, geralmente, por interesses políticos, onde é favorecido o uso das energias convencionais com privilégios e prejudicada as renováveis com taxas (Fouquet, 2013; Painuly, 2001). Da perspetiva financeira, projetos FER têm custos iniciais de investimentos elevados, adicionalmente riscos de sustentabilidade e confiabilidade de cada tecnologia acrescentam riscos aos seus perfis de investimento (Eleftheriadis & Anagnostopoulou, 2015). Assim, sem as medidas necessárias, as incertezas podem levar à falta de financiamento de recursos e de incentivos económicos.

Os riscos políticos externos, por norma, são originados por conflitos internacionais e tem sido argumentado que várias ações militares exercidas e pressões políticas são motivadas por interesse no controlo da oferta de energia (Johansson, 2013a). Instabilidade política reproduz graves riscos, dentro e entre países, com interrupções de fornecimento e volatilidade de preços. Resulta a falta de confiança e incerteza nos mercados de energia e, por consequência, ocasiona a subida de custos dos projetos (Painuly, 2001). As energias renováveis têm sido um instrumento para proteger os países europeus, largamente importadores, da insuficiência de reservas endógenas para o sistema elétrico atual. Simultaneamente, fortalecem as relações europeias por meio de um mercado integrado. Porém, Johansson (2013b) alerta para relatos de conflitos em relação ao mercado de biocombustíveis. Plantações em grande escala crescem às custas dos pequenos agricultores e das comunidades locais, similar às divergências das plantações industriais de árvores. A extensão da produção da biomassa provoca uma redução dos terrenos disponíveis para o cultivo e colheita de alimento, uma posição de ameaça à segurança alimentar. Uma das consequências é a subida de preços dos alimentos, uma preocupação séria, principalmente aos de classe de rendimento baixo, que pode levar a tensões entre grupos de pessoas. Outros fatores podem implicar entraves à entrada das FER no comércio, a distribuição das fontes não favorecerá todos os países da mesma maneira e a

matéria-prima para a construção e progresso tecnológico estão limitadas a reservas, como é o exemplo do lítio para baterias elétricas.

A aceitação política e industrial das FER é importante no desenvolvimento e difusão de novas tecnologias. Eleftheriadis e Anagnostopoulou (2015) utilizaram a Grécia como exemplo para discutir o assunto. Eles afirmam que, porque o setor energético grego esteve durante muitos anos a operar sob regime monopolista, a aceitação política foi o fator mais importante em facilitar o processo legislativo das FER. Países, onde a energias renováveis não têm uma presença forte, devem ter em conta que é imperativo reestruturar a legislação a nível nacional, de forma a capitalizar os proveitos das energias renováveis. Estas preocupações são partilhadas por Sisodia et al. (2016), que identifica os riscos e incertezas do regulamento energético dos mais importantes para negócios deste setor energético, em particular as energias renováveis.

O comportamento humano também representa um risco para projetos deste âmbito. Comunidades locais podem ser agentes encorajadores ao desenvolvimento de energias renováveis ou obstáculos na construção das infraestruturas, de acordo com a perceção que possuem sobre as tecnologias FER (Akgün, van Leeuwen, & Nijkamp, 2012). A aceitação social desempenha um papel importante, mas existe uma carência de uma comunicação eficaz e eficiente na conscientização sobre das energias renováveis e os seus pros e contras, adaptada aos aspetos culturais-sociais (Sen & Ganguly, 2017). A ausência de profissionais com competências na temática pode constituir um futuro problema.

Enquanto as FER forem utilizadas de forma sustentável, estas vão conduzir à redução dos impactos do aquecimento global. Frisa-se sustentabilidade no seu uso, uma vez que mesmo num sistema a 100% renovável há impactos ao ambiente, específicos a cada tecnologia. A bioenergia é a fonte de energia que provoca maior preocupação ao ecossistema, capaz de debilitar a biodiversidade e reservas de água; potencialmente libertar toneladas de CO₂ devido à desflorestação para ganhar terreno de produção; poluir os aquíferos por excesso de químicos utilizados nas culturas energéticas ou por resíduos de aterros irregulares (Johansson, 2013a).

O desempenho das energias renováveis está sujeito a incertezas criadas pelo impacto que o aquecimento global tem sobre os regimes eólicos, hídricos e de temperatura, que por sua vez modifica a procura de energia (Schaeffer et al., 2012).

Do ponto de vista tecnológico residem riscos ao longo do ciclo de vida da tecnologia, da fase de desenvolvimento até à de operação e manutenção. Gatzert e Kosub (2016) identificaram uma série de riscos faseados e instruiu a possíveis métodos de gestão de risco, nomeadamente as transferências de riscos através de seguros ou garantias em contratos de operação e manutenção, medidas de mitigação ou ações que evitem riscos. Algumas das incertezas relacionadas aos projetos mencionadas pelos autores foram danos a ativos físicos, natureza meteorológica, o desgaste do material ou ação humana, via acidente, falta de fornecimento de serviços de operação e manutenção (O&M), negligência, falhas de *design*, etc.

A gestão da variabilidade das energias renováveis é um dos maiores desafios técnicos à integração FER. Prover de uma infraestrutura capaz de conectar as renováveis à rede elétrica nacional tem sido difícil, especialmente no caso da energia eólica em sistemas cuja presença já se encontra em grandes dimensões por causa da sua variabilidade, (Eleftheriadis & Anagnostopoulou, 2015). Quando planeamos integrar as FER no Sistema Elétrico Nacional (SEN) devemos ter em conta que este opera sob rigorosos padrões de segurança e qualidade (de Alegría et al., 2007): os padrões de segurança determinam que a rede elétrica deve ser projetada para resistir a interrupções de certa magnitude e altas cargas sem perder o serviço; os padrões de qualidade definem a natureza exata do serviço de eletricidade entregue, sendo a frequência e a tensão características primárias a controlar, de outra forma o incumprimento dos limites especificados podem danificar os aparelhos elétricos.

À medida que o peso das FER aumenta na geração de eletricidade, a dificuldade em atingir o equilíbrio entre a procura e a oferta é maior. A literatura oferece soluções interessantes para esta problemática, bastantes delas já começaram a ser implementadas. Hoicka e Rowlands (2011) investigaram o valor da complementaridade dos recursos, próximos ou dispersos. Concluíram que a combinação da energia solar e eólica diminui a variabilidade e quando falamos em termos de dispersar geograficamente os centros de energia, a mitigação dos riscos melhora ainda mais. Moura e de Almeida (2010) reforçam esta ideia afirmando que a distribuição geográfica dos geradores eólicos pode reduzir a sua variabilidade. Mencionam brevemente ainda uma série de opções para a gestão da variabilidade FER tais como: tecnologias de armazenamento; melhoria de técnicas de previsão e construção de cartas meteorológicas; centrais a gás natural desempenhado de reserva operacional e de capacidade; e a conectividade com outras redes elétricas, fomentando a revigoração de ligações internacionais, caso de Portugal e Espanha. O artigo referiu também a gestão da procura que ajuda no balanço entre a procura e oferta, reduzindo ou promovendo o consumo de energia, exercício que tem provado ser positivo principalmente em altura de picos de consumo.

O armazenamento de água, quer por bombagem ou simplesmente reservatórios, tem sido um elemento chave em muitos países para o balanço energético (IEA, 2005). No entanto, é crucial o desenvolvimento e investigação de alternativas para o armazenamento de energia, tais como CAES (*Compressed Air Energy Storage*), baterias e pilhas de hidrogénio são alternativas para armazenamento de energia, crucial no futuro (World Energy Council, 2016).

3.4 Considerações finais

Face à crescente importância das energias renováveis em todo o mundo é necessário abordar questões emergentes à sua integração nos sistemas elétrico, para assegurar o crescimento contínuo das energias renováveis e a sua entrada bem-sucedida nos mercados energéticos.

Para determinar as ações necessárias para atingir as metas estabelecidas é preciso ter conhecimento das alternativas, tendo consciência de que maneira estão a ser utilizadas atualmente, o seu potencial no futuro, o estágio do seu desenvolvimento no mercado e de que diferentes tecnologias FER derivam de recursos naturais cuja disponibilidade varia em escalas temporais e espaço distintas. Assim, é apropriado realizar um estudo à sua viabilidade acompanhado de dados históricos de locais identificados à integração das energias renováveis.

Também reconhecer os riscos envolventes na inclusão das renováveis é apropriado para otimizar a sua gestão, procurando identificar soluções ou medidas adequadas para maximizar benefícios desejos e mitigar ou eliminar possíveis acontecimentos que debilitam o sucesso da integração FER. De modo que no final se consiga obter uma melhor a performance técnica e económica para um determinado perfil risco-recompensa acordado com as partes interessadas.

Combinar várias soluções para ajudar a integração das energias renováveis tem sido positiva, pelo que projetar um plano de mudança deve ser analisado não só na perspectiva de uma estratégia, mas sim o seu conjunto de soluções políticas e técnicas existentes. A literatura sugere que no futuro caminhamos para a existência de uma rede elétrica inteligente capaz de armazenar energia, comunicar e tomar determinadas decisões, integrando as energias renováveis ao sistema elétrico com outros serviços energéticos, permitindo a sua inclusão de modo sustentável (Tuballa & Abundo, 2016).

4. PLANEAMENTO ENERGÉTICO

4.1 Introdução

O planeamento energético é cada vez mais importante para que as decisões tomadas atualmente estejam alinhadas ao desenvolvimento sustentável do sistema elétrico nacional, garantindo um futuro de uma economia próspera e um ecossistema seguro. Corroborando com esta ideia, Prasad, Bansal e Raturi (2014) afirmam que o planeamento energético deve ser um dos pilares à agenda de desenvolvimento de um país. Consideram-no capaz de gerar um guião que dê a orientação requerida para satisfazer as necessidades energéticas, tendo em consideração fatores com impacto nacional no setor energético como a tecnologia, economia, ambiente e a sociedade.

O objetivo consiste em determinar qual o portefólio ótimo de fontes de energia que permita satisfazer a procura de energia. Para o conseguir atingir o planeamento energético precisa de considerar qual a procura energética no futuro, quais as opções existentes para garantir o fornecimento de energia a todo instante, quais os impactos da situação em análise, permitindo comparar e avaliar as opções existentes e, por fim, a seleção da infraestrutura do sistema elétrico (van Beeck, 2003). No entanto este processo é complexo, uma vez que tem de lidar com várias problemáticas como o horizonte temporal e a dimensão geográfica. Em acréscimo também lida com critérios quantitativos, quando nos referimos a fatores económicos e técnicos, e ainda critérios qualitativos, quando nos referimos a diversos fatores sociais e impactos ambientais (Thery & Zarate, 2009).

A tendência atual, como anteriormente referido, é aumentar a procura de energia a nível mundial, bem como obedecer a objetivos rigorosos de emissões de poluentes, impostos nacionalmente. Nesta premissa terão de definir as ações mais imediatas com base em avaliações de risco sobre o futuro. Para que isto seja possível, existe a necessidade de se apoiar na seleção e caracterização de cenários como Hall e Buckley (2016) refere, na tentativa de responder às questões basilares a um bom planeamento a longo prazo. Os cenários auxiliam a preparar-se para eventualidades que possam ocorrer, estabelecendo determinados eventos como certos no futuro para analisar possíveis resultados e clarificar dúvidas. Considerados como uma das principais ferramentas para situações futuras incertas e complexas, cenários permitem visualizar alternativas possíveis, bem como definir e testar políticas energéticas (Prasad et al., 2014)

Para lidar com os cenários criados e as suas simulações são utilizados modelos de sistemas de energia que, tal como outros modelos, permitem a representação simplificada de sistemas reais. A aplicação de modelos é uma prática útil para situações, onde executar testes e experiências no mundo real é impraticável, demasiado oneroso ou já de partida impossível. Esta utilidade foi mencionada por Hiremath, Shikha e Ravindranath (2007), nomeando ainda benefícios de modelos computacionais tais como: a sua apresentação de forma explícita, com os seus pressupostos documentados e abertos a revisão; a capacidade de descrever as consequências lógicas dos mesmos pressupostos; e ainda ao facto de serem compreensíveis, ao mesmo que são capazes de inter-relacionar vários fatores simultaneamente. Estas características permitem comparar os efeitos das políticas definidas e dos planos de negócios. Desta forma servem como orientação ao governo e à indústria sobre a melhor abordagem económica e ambiental, garantindo a segurança e qualidade do abastecimento de energia (Foley, Ó Gallachóir, Hur, Baldick, & McKeogh, 2010).

Inicialmente os modelos energéticos foram projetados para manter a estabilidade energética. O primeiro a ser concebido utilizou técnicas de programação linear, na década de 1950. Geralmente atuava no problema de expansão de capacidade (Foley et al., 2010), planejando como atender a crescente procura de eletricidade. Após a primeira crise energética em 1973, deu-se uma transição de um planejamento energético mais simples para um mais complexo (Hall & Buckley, 2016). Esta transição deve-se à mudança de um sistema que não continha muita variedade na geração de energia ou de seu armazenamento. Desloca-se para um sistema onde importa a inclusão de critérios ambientais como as emissões de CO₂, a necessidade de expansão do sistema energético e o desenvolvimento tecnológico. Atualmente existe uma vasta gama de modelos energéticos, em resposta às mudanças no sistema elétrico e a novas tendências, mas também devido ao progresso da capacidade de computação.

Com diversas abordagens disponíveis para apoiar a tomada de decisão, com diferentes propósitos, torna-se conveniente escolher o modelo mais adequado para objetivos específicos ou uma determinada situação. Desta forma um esquema de classificações, como sugere van Beeck (2003), pode fornecer a informação necessária para selecionar o modelo energético mais adequado entre os existentes, a partir de uma apropriada distinção entre eles.

4.2 Modelação de sistemas energéticos

Existem vários modos de caracterizar e categorizar os diferentes modelos energéticos, porém não existe um meio óbvio de o fazer. A literatura apresenta revisões centradas nesta questão em particular onde experienciam a dificuldade em encaixar um modelo numa categoria distinta.

Connolly, Lund, Mathiesen e Leahy (2010) assumiram que a melhor alternativa resume-se em encontrar as ferramentas que melhor cumprirem com os objetivos específicos estipulados. Uma posição que deriva da investigação que executaram em colaboração com quem concebeu as ferramentas ou com contactos recomendados. Selecionaram e analisaram trinta e sete ferramentas computacionais, capazes de analisar a integração de energias renováveis. O propósito da revisão às ferramentas foi reunir e analisar informação necessária de forma a identificar um modelo energético adequado, para analisar a integração das energias renováveis, em vários sistemas energéticos e com diferentes objetivos. Os resultados criam uma mudança do conceito de ferramenta ideal inicial, concluindo que não existe uma ferramenta energética que consiga abordar todos os pontos relacionados com a integração de energias renováveis.

Hall e Buckley (2016) através de uma sistemática revisão da literatura identificaram os modelos e ferramentas de sistema de energia predominantes no Reino Unido. O objetivo principal consistiu em tornar a seleção dos modelos mais acessível e perspicaz, reforçando a diversidade existente de modelos em uso. Da análise da revisão conseguiram distinguir catorze categorias de acordo com objetivos, estrutura, tecnologia e abordagem matemática dos modelos analisados.

O autor van Beeck (2003) também realizou a caracterização dos diferentes tipos de modelos, com o intuito de desenvolver um método de apoio à decisão no setor da energia. De acordo com o autor, a categorização deve ser capaz de agilizar a seleção do modelo energético mais indicado aos objetivos que perscruta. Tendo como base a revisão da literatura definiu dez categorias: I) a perspetiva para o futuro, II) o objetivo específico, III) a estrutura do modelo, IV) a abordagem analítica, V) a metodologia base, VI) a abordagem matemática VII) cobertura geográfica, VIII) cobertura sectorial, IX) o horizonte temporal, X) requisitos de dados.

Similarmente, Laha e Chakraborty (2017) elaboraram um esquema relativo aos modelos energéticos, contextualizados à literatura recente, numa perspetiva global. Com base critérios de segurança energética, acesso à energia e os gastos propõem oito categorias: I) objetivo do

modelo, II) método analítico, III) tipo de metodologia, IV) abordagem matemática, V) cobertura geográfica, VI) cobertura setorial, VII) duração do prazo e VIII) tipo de dados necessários.

Nesta secção será discutido brevemente as categorias de modelos energéticos, com intenção de apresentar uma visão geral das abordagens existentes. A categorização apresentada é baseada na literatura existente, com maior ênfase nas propostas de revisões, atuais, acima mencionadas. As categorias apresentadas serão I) objetivos do modelo, II) estrutura do modelo, III) método analítico, IV) tipo de metodologia, V) abordagem matemática, VI) cobertura geográfica, VII) cobertura setorial, VIII) horizonte temporal e escala de tempo e IX) dados. Outros elementos não incluídos nas dez categorias, relevantes à escolha do modelo, podem ser o detalhe tecnológico, o acesso ao modelo, o preço, a quantidade de informação documentada sobre o modelo, o tempo necessário de aprendizagem e a comunidade existente como utilizadores do modelo.

4.2.1 Objetivos do modelo

Os modelos energéticos podem ser distinguidos pelos seus objetivos, definidos de forma a analisar determinadas questões. Estes podem ser divididos em objetivos gerais, que representam a perspetiva do modelo sobre o futuro. E em objetivos específicos, que são descritivos e focados em responder uma determinada questão.

Consoante for o objetivo geral desejado, a interpretação dos resultados obtidos da modelação vai diferir. O cenário pode ser empregue para prever ou projetar o futuro, explorar o futuro e “*backcasting*”, isto é, olhar do futuro para o presente (Hourcade, Jaccard, Bataille, & Gherzi, 2006; Laha & Chakraborty, 2017). Esta classificação é descrita pelos autores da seguinte forma:

- ✓ **Prever ou projetar o futuro** baseia-se na extrapolação de tendências passadas, analisando o impacto no curto-prazo de determinadas ações. Tipicamente utilizados em modelos econométricos, com o mínimo de parâmetros exógenos.
- ✓ **Explorar o futuro** resulta da análise de cenários, comparando com um número limitado de cenários alternativos com o cenário de referência também conhecido por “*business as usual*”. Em vez de confiar em dados históricos como a classificação anterior, baseiam-se de pressupostos, tais como o comportamento económico, progresso técnico, recursos físicos e crescimento económico ou populacional.
- ✓ **Backcasting** (olhar do futuro para o presente) consiste no processo de construção de perspetivas de um futuro desejado, recorrendo à consulta de especialistas, por exemplo, com metodologias participativas. O modelo a seguir vai ajudar a olhar para o passado e presente e determinar as mudanças essenciais para atingir esse futuro.

Quanto aos objetivos específicos podem ser classificados como modelos de procura de energia, modelos de oferta de energia, modelos de impacto e modelos de avaliação. São descritos como (Laha & Chakraborty, 2017):

- ✓ **Modelos de procura de energia** pretendem prever a procura de energia, concentrando-se em toda a economia nacional ou num determinado setor. Por norma a procura é definida em função de mudanças na economia, rendimentos e preços de energia.
- ✓ **Modelos de oferta de energia** pretendem selecionar as tecnologias de energia mais adequadas em garantir o fornecimento de energia a todo instante. Normalmente focam-se nos aspetos técnicos dos sistemas de energia, mas podem incluir ainda critérios financeiros para priorizar as tecnologias, de forma a se obter o custo mínimo.

- ✓ **Modelos de Avaliação de impacto** estudam as consequências de tomar certas decisões, como as provocadas pelos sistemas energéticos ou a implementação de medidas políticas. Também são impactos estudados a situação económico-financeira e social, ou alterações na saúde e no ambiente.
- ✓ **Modelos de Avaliação** são utilizados com o intuito de selecionar uma opção. De várias opções é comparado as diferenças subjacentes a elas, acabando por escolher a mais válida.

Estes podem ser usados separadamente, focados num apenas ou combinando os objetivos específicos como procura-oferta ou impacto-avaliação.

4.2.2 Estrutura do modelo

Os modelos podem ser categorizados de acordo com a sua estrutura. A distinção é feita pelos pressupostos assentes nos modelos, estabelecendo quais as premissas que estão implícitas no modelo e quais os pressupostos que devem deixar à decisão dos utilizadores da ferramenta. Segundo esta lógica identifica-se as dimensões grau de endogeneização, descrição dos componentes não energéticos de setores de economia, descrição de utilização final de energia e descrição das tecnologias de oferta de energia. Descritas como (van Beeck, 2003):

- ✓ **Grau de endogeneização** consiste em tentar incorporar o máximo de parâmetros nas equações do modelo, de modo a minimizar o número de critérios.
- ✓ **Descrição dos componentes não energéticos de setores de economia** procura detalhar ao máximo componentes como investimentos, rendimentos, consumo entre outros. O modelo serve para analisar os efeitos provocados por medidas políticas ou investimentos de tecnologias energéticas na economia.
- ✓ **Descrição de utilização final de energia** intende analisar o potencial tecnológico para atingir a eficiência energética e encontrar tecnologias alternativas ao fornecimento de energia. A tendência é de, quanto maior for o detalhe da descrição de utilização final de energia, melhor o desempenho do modelo.
- ✓ **Descrição das tecnologias de oferta de energia** é importante para analisar os diferentes impactos das tecnologias escolhidas, bem como o potencial tecnológico para a substituição de combustíveis. Tal como anteriormente um maior detalhe é positivo para a análise dos resultados.

Alguns dos pressupostos externos encarregues do utilizador é o crescimento económico e populacional, fornecimento energético, elasticidade do preço de energia e sistema fiscal existente (van Beeck, 2003).

4.2.3 Método analítico

Os métodos analíticos examinam as ligações entre a economia e o sistema energético. Podem ser caracterizados como *top-down*, *bottom-down* ou híbrido, discriminados pela forma como tratam a adoção de tecnologias, decisões económicas, e o funcionamento real dos mercados e das instituições económicas durante um período de tempo (Hourcade et al., 2006).

Tipicamente, o **método top-down** concentra-se no setor da economia como um todo, com foco nos processos de mercado, não existindo uma representação tecnológica explícita no modelo (Vuuren et al., 2009). Existe uma avaliação do sistema a partir de variáveis económicas agregadas, com a aplicação de teorias macroeconómicas e técnicas econométricas em dados

históricos, como os preços e o consumo. O objetivo é modelar a procura final de bens e serviços, como também a oferta dos principais setores de energia (van Beeck, 1999).

Quanto ao **método *bottom-down***, geralmente foca-se no sistema energético em si, e não na economia como um todo (Vuuren et al., 2009), tal que possui uma visão oposta ao método anterior. Hall e Buckley (2016) descrevem como um modelo tecnologicamente explícito, útil para o estudo de oportunidades técnicas específicas e podem incluir implicações de custos e emissões.

No entanto, Nakata (2004) menciona que, modelos que usam variáveis económicas agregadas, são criticados por não conseguirem capturar os detalhes setoriais necessários e pela sua complexidade entre a procura e oferta. Prossegue dizendo que quanto às variáveis desagregadas no método *bottom-down* não são tão confiáveis, pelo que também o comportamento do modelo é menos estável quando comparado com variáveis agregadas.

Visando colmatar as diferenças entre estes modelos surgem os modelos híbridos. Hall e Buckley (2016) remetem o **método híbrido** como um moderador entre o detalhe tecnológico e uma abordagem macroeconómica, de forma “*soft-link*” ou “*hard-link*”. A primeira é um acoplamento do método *top-down* e *bottom-down*, enquanto a segunda ligação apresenta-se como sendo um único modelo integrado que combina as características dos dois métodos.

4.2.4 Tipo de metodologia

Os modelos energéticos podem ser distinguidos pela metodologia que aplicam. Será discutido brevemente a metodologia econométrica, macro-económica, de equilíbrio económico, de otimização, de simulação e multi-critério. Na prática nem sempre é clara a sua distinção e existem várias propostas na literatura. Contudo é apresentada uma proposta de categorização tendo em conta a revisão de literatura efetuada.

- ✓ **Metodologias econométricas** aplicam ferramentas matemáticas e métodos estatísticos. Analisam parâmetros e teorias económicas a partir destes meios, para extrapolar o comportamento do futuro através do histórico do comportamento do mercado (Prasad et al., 2014).
- ✓ **Metodologias macro-económicas** concentram-se na economia como um todo. Fatores energéticos são considerados apenas como uma subparte da metodologia, não incluindo informações técnicas específicas, sendo recomendado que a sua implementação seja executada por especialistas (Hall & Buckley, 2016).
- ✓ **Metodologias de equilíbrio económicos**, também designadas por metodologia de alocação de recurso, são adequadas para estudarem as inter-relações entre setores económicos. A metodologia é capaz de fornecer resultados para o progresso de médio a longo prazo e respostas estruturais às mudanças nas políticas (van Beeck, 2003). Existem dois tipos de metodologias que podemos identificar nesta categoria, modelo de equilíbrio geral e modelo de equilíbrio parcial. O modelo de equilíbrio geral presume que todos os mercados estejam em equilíbrio, simultaneamente, explorando as condicionantes que permitem este estado (Laha & Chakraborty, 2017). O modelo de equilíbrio parcial concentram-se estritamente em um setor da economia, como o equilíbrio entre a procura e a oferta, orientado para o detalhe tecnológico (Nakata, 2004).
- ✓ **Metodologias de otimização** destinam-se a dirigirem o utilizador a tomar as decisões mais oportunas, respetivamente ao objetivo predefinido, de forma a obter o melhor resultado (Hiremath et al., 2007). As ferramentas adaptadas a esta metodologia têm uma

função objetivo que deve ser maximizada ou minimizada, consoante as alternativas incluídas e restrições impostas. Poderá, por exemplo, ser abordado numa perspetiva maximização do lucro de uma das empresas concorrentes no mercado ou conjunto de empresas ou de minimização de custo do sistema (Ventosa, Baíllo, Ramos, & Rivier, 2005). Esta metodologia é indicada quando o problema é escolher a melhor solução de um conjunto de alternativas, habilitada a responder a “Como” fazer (Hiremath et al., 2007).

- ✓ **Metodologias de simulação** são descritivas capazes de replicar uma operação simplificada do sistema. Implementar esta metodologia é especialmente útil em casos impossíveis ou demasiado dispendiosos (Ventosa et al., 2005). A metodologia simula o comportamento da procura e da oferta relativamente ao preço, aos rendimentos e outros indicadores (Hall & Buckley, 2016).
- ✓ **Metodologias multicritério** descrevem uma representação lógica de um sistema e tentam reproduzir a sua operação. A metodologia utiliza vários critérios para construir o modelo que analisa dados qualitativos e quantitativos (Laha & Chakraborty, 2017).

4.2.5 Abordagem matemática

A abordagem matemática elucida relativamente à programação subjacente ao modelo. As técnicas mais utilizadas são a programação linear, inteira mista e dinâmica. Van Beeck (1999) define sucintamente as três como:

- ✓ **Programação linear** é uma técnica que maximiza ou minimiza uma função linear, provida de certas restrições que devem ser de natureza linear. Possibilita identificar a melhor combinação de variáveis através de uma interface amigável com o utilizador, uma vez que exige pouco conhecimento matemático. Mas só podem lidar com atividades e critérios expressos em equações lineares.
- ✓ **Programação inteira mista** é similar à programação linear, mas também admite decisões binárias, por exemplo de sim/não ou 0/1, e relações discretas não convexas.
- ✓ **Programação dinâmica** é uma técnica criada para encontrar a solução ótima a partir da desintegração do problema original em sub-problemas. Estes podem ser ainda divididos em problemas mais simples, se necessário, para os quais são calculadas as soluções ótimas. Soluções que originam uma solução ótima de todo o problema.

Existem outras abordagens menos comuns ou em desenvolvimento, nomeadamente programação analítica e programação baseada em agentes, sendo ainda possível um único modelo incorporar várias abordagens, a fim de obter o melhor resultado (Hall & Buckley, 2016).

4.2.6 Cobertura geográfica

A estrutura e os critérios selecionados divergem consoante a área geográfica que o modelo abrange, que reflete o nível em que a análise ocorre. Os níveis de planeamento energético caracterizados são geograficamente globais ou internacionais, nacionais e regionais ou locais. Estes podem ser segregados em subníveis, nomeadamente em aldeia, bloco e distrital.

- ✓ **Planeamento energético global ou internacional** retrata a economia ou situação a nível mundial, por meio de dados altamente agregados (Laha & Chakraborty, 2017). Uma abordagem a este nível é dependente de uma boa relação internacional, frisando a importância à legislação em contexto nacional, como acordos e conjuntos entre governos (Prasad et al., 2014).

- ✓ **Planeamento energético nacional** baseia-se na economia de um país. O planeamento considera as condições de mercado mundial exógenas e todos os setores principais de um país são simulados em conjunto, abordando feedbacks e inter-relações entre os setores (Hiremath et al., 2007). A gama de tecnologias disponíveis a nível nacional é grande, pelo que é recomendado uma base de dados robusta a suportar o modelo (They & Zarate, 2009).
- ✓ **Planeamento regional ou local** fundamenta-se em regiões dentro um país, como cidades ou distritos (They & Zarate, 2009). A planificação a estes níveis utilizam dados desagregados (Laha & Chakraborty, 2017) e podem contribuir posteriormente para o planeamento energético nacional.

4.2.7 Cobertura Setorial

O funcionamento do modelo energético é fortemente influenciado pela cobertura setorial que cobre, consequentemente, o modo que a economia é dividida em setores é crucial para uma análise de qualidade (Hall & Buckley, 2016). O modelo pode cingir-se a um único setor, neste caso setor energético, desconsiderando as relações existentes com os restantes setores. Em oposição, modelos multi-setoriais debruçam-se nas relações entre setores. Logicamente, é preferível o primeiro quando se tenciona investigar mais a fundo o sistema energético. No entanto, o segundo, como uma visão integrada, permite identificar opções que não podem ser compreendidas sob a perspetiva de apenas uma tecnologia ou setor (Lund et al., 2014). Em linha com isto, Lund et al. (2014) referem que sistemas energéticos inteligentes deverão prever a integração dos sistemas elétricos, A&A e transportes.

4.2.8 Horizonte temporal e escala de tempo

Condições económicas, sociais e processos ambientais são mutáveis no tempo e associados com incerteza. Estas, geralmente, estão relacionadas com variações de preço, progresso tecnológico, aumento da procura e de eficiência do sistema elétrico, crescendo a incerteza quanto maior for o horizonte temporal (Hall & Buckley, 2016). They e Zarate (2009) salientam a forte influência na natureza dos dados e as ações a serem implementadas num certo espaço temporal, dividindo em três períodos de tempo: curto prazo; médio prazo e longo prazo.

- ✓ **Modelos de planeamento a curto prazo** podem abranger períodos de alcance de horas até um ano. São tomadas decisões sobre as tecnologias existentes no presente, com objetivos operacionais para garantir a fiabilidade dos serviços (Prasad et al., 2014).
- ✓ **Modelos de planeamento a médio prazo** podem abranger períodos entre um ano até 10 anos. São tomadas decisões de forma a assegurar o balanço entre a procura e oferta por períodos longos, com objetivos táticos consideram a introdução de novas tecnologias energéticas (Prasad et al., 2014).
- ✓ **Modelos de planeamento a longo prazo** podem abranger períodos de alcance de acima de 15 anos. Tal como mencionado anteriormente, horizontes de longos períodos de tempo tornam as previsões ainda mais incertas. Acompanham o ganho previsível da procura que converge com a vontade política de reduzir o consumo. Os objetivos a longo prazo são a nível estratégico, com o propósito de antecipar alterações na procura, desenvolver novas estruturas ou promover novas tecnologias, tendo em conta a critérios económicos e o ciclo de vida das tecnologias (They & Zarate, 2009).

They e Zarate (2009) propõem implementar uma estrutura para a tomada de decisão baseada em escalas temporais e de espaço. A proposta segue uma estrutura hierárquica com mecanismos

de agregação de dados e desagregação da tomada de decisão. Considerando as escalas de representação dos eixos, surge o nível estratégico (nível global/nacional e a longo prazo), tático (nível regional e a médio prazo) e operacional (nível local e a curto prazo). O autor sugere que a nível estratégico seja aplicado metodologias de decisão multicritério.

Escalas temporais, às vezes, são codificadas internamente pela ferramenta, mas, em outras, é mais flexível, possibilitando ser definidas pelo utilizador (Hall & Buckley, 2016). A importância da escala temporal no planeamento energético foi demonstrada por Pereira, Ferreira, e Vaz (2017), que apresentaram um modelo que integra o planeamento estratégico de longo prazo com o planeamento operacional de curto prazo para Portugal, concluindo que esta abordagem permite obter resultados mais robustos.

4.2.9 Dados

Os dados são essenciais para qualquer género de modelagem implementada, uma vez que todos precisam de algum tipo de informação. Existem modelos que requerem dados quantitativos, enquanto outros precisam de dados monetários. Em situações de pouca informação disponível ou que seja imprevisível, Laha e Chakraborty (2017) aconselha uma análise com dados qualitativos. Estes autores também distinguem os dados por agregados ou desagregados, dependendo dos objetivos. Modelos globais ou nacionais são casos que utilizam dados agregados com mínima especificação técnica.

Mediante o tratamento relativo à incerteza por parte dos modelos e em particular dos dados, estes podem ser designados por modelos determinísticos ou modelos estocásticos. Modelos determinísticos devolvem resultados em função dos dados de entrada, assumidos como valores fixos e claramente definidos. São baseados nas previsões mais prováveis, trazendo consigo maior simplicidade ao planeamento energético (Santos et al., 2016a). Porém não consideram explicitamente incertezas, riscos e o valor do risco em termos de investimento. Modelos estocásticos devolvem resultados em função não só dos dados de entrada, como outros fatores, normalmente valores aleatórios. Conseguem ter em conta os riscos incertos, considerados como críticos para se obter uma solução robusta (Santos et al., 2016a). Em confronto com os determinísticos, têm a vantagem de considerar a natureza probabilística, no entanto exigem uma maior modelagem e esforço computacional. Todavia, modelos estocásticos podem ser complementares em relação aos determinísticos (Schrattenholzer, 2005).

4.3 Modelo EnergyPLAN

Nesta secção é caracterizado o modelo utilizado nesta dissertação, EnergyPLAN. O motivo da escolha foi responder aos objetivos propostos, permitindo simular um sistema elétrico a nível nacional, num horizonte temporal anual, mas garantido análise da variabilidade horária associada à oferta e procura de energia. Este modelo, em oposição a outros que analisam uma série de anos, está limitado na sua escala temporal de um ano, no entanto múltiplas simulações podem ser combinadas de maneira a superar essa limitação. O facto de o modelo permitir simular cenários com elevada penetração de FER também influenciou fortemente a decisão, visto que se espera compreender quais os impactos da integração de energias renováveis no sistema elétrico. Por último, o acesso gratuito à ferramenta para se proceder à modelação e a sua ampla divulgação e reconhecimento científico foram também critérios decisivos.

4.3.1 Classificação

EnergyPLAN é um *software* computacional de sistemas de energia avançado concebido e atualizado periodicamente, desde 1999, pela equipa de investigação do planeamento de energia renovável, na Universidade de Aalborg, na Dinamarca (Pina et al., 2013). O principal objetivo deste modelo é delinear estratégias nacionais adequadas ao planeamento energético, por meio de análises técnicas e económicas das consequências da implementação de diferentes sistemas energéticos e investimentos (Lund & Münster, 2003). EnergyPLAN abrange todo o sistema nacional ou regional, incluindo o fornecimento de eletricidade e aquecimento, o setor da indústria e dos transportes (Lund, 2010).

A classificação do modelo EnergyPLAN é resumida na Tabela 1, segundo as categorias discutidas anteriormente. A Tabela 1 reforça a validação da escolha do *software*, com a clarificação do que pode ser atingido com o modelo e que tipo de dados é preciso garantir.

O modelo foi originalmente concebido em Excel, sendo em 2002 depois reprogramado em Delphi Pascal (Lund et al., 2015). A versão mais recente até o momento é a versão 12.5, de Setembro de 2016. Em oposição a iterações, programação dinâmica ou ferramentas matemáticas avançadas, programação analítica é desenvolvida para agilizar o processo, sendo relativamente rápido a sua resolução (Lund, 2010).

Tabela 1 – Classificação do modelo EnergyPLAN. Fonte: (Connolly et al., 2010)

Categoria	Subcategoria
Objetivo do modelo	Objetivos gerais: Prever o futuro; explorar o futuro Objetivos específicos: procura e oferta
Estrutura do modelo	Detalhe específico tecnológico; Cálculo da oferta
Método analítico	Bottom-up
Tipo de metodologia	Simulação; Otimização
Abordagem matemática	Programação analítica: Delphi Pascal1
Cobertura geográfica	Nacional, regional e estado
Cobertura Setorial	Sistema elétrico, aquecimento, transporte.
Horizonte temporal	1 ano (mas pode combinar de forma a aumentar o período)
Escala temporal	Hora
Tipo de dados	Quantitativos, monetários, agregados
Incerteza de informação	Determinístico

¹(Lund, 2010)

É um modelo determinístico (Connolly et al., 2010), oposto a métodos estocásticos. No entanto o modelo pode incluir incertezas na modelação com base em dados de natureza estocástica. Um exemplo da combinação entre a natureza destes métodos é o trabalho de Santos et al. (2016). O artigo propôs uma metodologia para identificar as principais incertezas presentes no sistema elétrico atual e demonstrar o impacto no mix da produção de energia elétrica a longo prazo, por meio de análise de cenários. Tenta eliminar as incertezas e os riscos que o modelo determinístico não considera, evitando modelos estocásticos que exigem maior modelagem e esforço computacional. É usado o caso do sistema elétrico português com elevada penetração

de energias renováveis para demonstrar como a incerteza das energias renováveis pode ser incluída no planeamento a longo prazo, combinando a simulação Monte Carlos com um modelo de otimização determinístico.

EnergyPLAN otimiza o funcionamento de um dado sistema num horizonte temporal de um ano, numa resolução horária. Este nível operacional permite ao modelo analisar a influência intermitência e variabilidade das FER; restrições técnicas mínimas à produção de eletricidade na estabilização da rede; otimização do uso de unidades de armazenamento de energia; e analisar as diferenças semanais e sazonais na procura nos serviços elétricos, de aquecimento e uso de água em centrais hídricas (Mathiesen et al., 2011). A escala horária também possibilita a construção de diagramas de carga de produção. Em relação ao seu horizonte temporal, como aferido anteriormente, a resolução anual pode ser ultrapassada utilizando a combinação de várias análises, criando cenários de médio a longo prazo.

Na Tabela 2 é acrescentado algum detalhe na sua caracterização, especificamente maior detalhe tecnológico.

O modelo inclui uma vasta gama tecnológica onde inclui tecnologias tradicionais como centrais elétricas a vapor e CCGT (centrais de ciclo combinado a gás). Inclui ainda diversas tecnologias baseadas de FER, de conversão elétrico e armazenamento energético.

Tabela 2 – Caraterização tecnológica do modelo EnergyPLAN. Fonte: (Hall & Buckley, 2016)

Categoria	Subcategoria
Inclusão tecnologias FER	Eólica (<i>onshore</i> e <i>offshore</i>), Solar fotovoltaica, Biomassa, Ondas, Hidráulica (barragens e fio-de-água), Geotérmica, <i>Tidal</i>
Armazenamento	Armazenamento de calor, eletricidade e reservatórios, armazenamento de ar comprimido (CAES), armazenamento de hidrogénio e outros <i>stocks</i> de combustível
Inclusão do custo	Custos de combustível (compra, movimentação, impostos, custos de CO ₂), Custos de exploração (custos variáveis e fixos), Custos de investimento, entre outros
Inclusão de transportes	Com entradas de combustível, hidrogénio e elétricos (a bateria)
Inclusão residencial	Fornecimento de aquecimento e geração distribuída de edifícios (exemplo caldeiras)
Tecnologias de conversão de energia	CCGT, caldeiras (elétricas e a combustível), bombas de calor, eletrolisadores, coletor solar e produção de combustíveis sintéticos

4.3.2 Aplicação

Connolly et al. (2010) descreve o *software* com uma interface amigável aos utilizadores, com mais de 1000 *downloads* do *software*, o que aliado ao fato de ser gratuito, favorece o desenvolvimento de estudos baseados neste modelo.

Østergaard (2015) realizou uma revisão à aplicação de sistemas de simulação do modelo energético EnergyPLAN. Também investigou o tipo de performance de indicadores aplicados aos sistemas de simulação e por fim descreveu detalhadamente indicadores de performance de

sistemas energéticos avançados. Complementar à revisão, refletiu e propôs indicadores adicionais no intuito de ajudar em melhores decisões futuras.

Da investigação dirigida por Østergaard (2015) resulta a identificação 95 artigos que mencionam o modelo. Destes, 40 referem-se à sua aplicação ou sua caracterização e 45 relativamente aos resultados da modelagem com esta ferramenta. No seu trabalho, discriminou os artigos relativamente ao seu âmbito, à sua aplicação geográfica, e critérios utilizados. Maioritariamente, a implementação foi a nível nacional ou regional, com a integração de energias renováveis no sistema elétrico a ser o tópico mais recorrente. Destaca-se também os cenários com alta e baixa utilização FER, transportes e fornecimento de aquecimento a nível distrital. Foram empregados pequenos grupos de critérios ou apenas um. Os critérios oferta de energia primária, emissões de CO₂ e excesso de produção elétricas são os temas mais dominantes na literatura. Especificamente aos critérios técnicos, excesso de produção elétrica é o mais dominante, seguido de duração de determinadas unidades, importação, exportação e coeficiente de compromisso.

Um exemplo da utilização do EnergyPLAN para o planeamento energético foi a criação *The IDA Climate Plan*, em Dinamarca, de forma a contribuir para delineação estratégias a longo prazo. Mathiesen et al. (2011) apresentou as análises e os resultados existentes na criação deste plano. Trata-se de um projeto de um sistema de energia 100% renovável até o ano 2050 para um sistema completo, incluindo o transporte. O sistema energético foi analisado e projetado com análises horárias do sistema. Os resultados obtidos das simulações indicaram que sistemas com 100% energias renováveis serão tecnicamente possíveis no futuro e podem até ser economicamente benéficos em comparação com o sistema tradicional.

Waenn, Connolly, & Gallachóir (2014) exploram o modelo para determinar um plano energético para um sistema energético 100% renovável, a nível regional, especificamente a região sudoeste da Irlanda. A ferramenta foi utilizada pelos autores para investigar diferentes soluções técnicas, verificando que, com a combinação correta tecnológica, é possível o sistema operar exclusivamente pelas FER.

O EnergyPLAN também é aplicado de forma complementar a outros modelos. Pina et al. (2013) aplicaram um modelo híbrido, recorrendo a TIMES e EnergyPLAN, num processo iterativo. TIMES foi aplicado a longo prazo para otimizar os investimentos na capacidade de geração de eletricidade, enquanto EnergyPLAN a curto período de tempo para otimizar a operacionalidade do sistema. Os autores aplicaram as ferramentas a Portugal Continental num período de 2005 a 2050, com o propósito de analisar a penetração de energias renováveis de modo a reduzir significativamente as emissões de CO₂.

4.3.3 Metodologia

EnergyPLAN é um modelo de *input/output* (Connolly, 2015). O *software* permite *inputs* de procura, as produções FER, capacidades nominais de centrais elétricas, custos, estratégias de regulação como para a importação/exportação de energia e gestão do excesso de produção elétrica. Devolve *outputs*, podendo ser balanços de energia e produções anuais de cada fonte, consumo de combustível, importação/exportação de energia e custos totais.

No que concerne à distribuição anual da produção e consumo, numa base horária, considera-se ano bissexto. A distribuição compreende 8784 pontos, geralmente valores adimensionais entre 0 e 1, exceto no caso dos preços que utilizam valores absolutos (Connolly, 2015).

Existem três tipos de análise que o modelo consegue efetuar, a análise técnica, a análise de mercados e os estudos de viabilidade. Estas análises são pormenorizadas em maior minúcia por Lund et al. (2015):

No âmbito da **análise técnica** existe a conceção e análise de sistemas energéticos complexos a nível nacional ou regional, sob diferentes estratégias de simulação técnica. Os *inputs* requeridos para a análise técnica são a descrição da procura, capacidade e eficiência de produção e fontes de energia. Os outputs devolvidos são balanços energéticos anuais, consumos de combustíveis e emissões de CO₂.

Análise de mercados refere-se ao comércio e trocas de energia a nível internacional. A situação requer mais *inputs* de forma a identificar os preços de mercado e determinar as suas flutuações em resposta às mudanças nas importações e exportações. Também será preciso introduzir *inputs* para determinar os custos marginais das unidades de produção de eletricidade. Pressupõe-se que cada central utilize como critério o lucro económico empresarial, incluindo qualquer imposto e custo de emissão de CO₂.

Por último, **estudos de viabilidade** consistem na determinação da viabilidade em termos de custos totais anuais, conforme diferentes *designs* e estratégias de regulação. Neste contexto são incluídos *inputs* de custos de investimentos e manutenção, ciclo de vida das tecnologias e taxa de juro. Isto permite determinar consequências socioeconómicas das produções, porém não consegue incluir impostos ou subsídios. Os custos são divididos em custos de combustível, custos variáveis de operação, custos de investimento, custos fixos de operação, possíveis taxas de custos sob emissões de CO₂ e custos de importação/exportação e os seus benefícios.

Lund (2010) fundamenta o processo de análise do sistema de energia, com fluxo de execução esquematizado na Figura 9, seccionado em quatro etapas. Na primeira o modelo desempenha uma série de cálculos de computação, baseados nos *inputs* introduzidos pelo utilizador, por exemplo, o consumo de eletricidade e a produção das FER. Na segunda etapa fixa-se um valor para importação/exportação e espera-se que sejam realizados cálculos que não envolvem o balanço energético, assim cálculos de armazenamento e otimizações da produção não são efetuados até o passo seguinte. O procedimento prossegue na escolha entre duas opções. Uma permite otimizar o sistema tecnicamente, enquanto a alternativa permite uma otimização comercial. O *software* executa a opção que o utilizador pretender. No entanto, devido a agilidade do modelo, elas podem-se complementar, efetuando os cálculos, uma após a outra.

Considerado a otimização técnica, esta tem como objetivo a minimização das importações/exportações e identifica a solução que utiliza o menor consumo do combustível. Na análise técnica a diferença entre a procura e a oferta é garantida desde que as unidades produtoras de energia sejam capazes de completar a tarefa (Connolly, 2015). Somente na circunstância de não cumprir com a procura existente de eletricidade é importada ao mercado externo, ou na hipótese de excesso de eletricidade produzida é exportada ao mercado externo. O modelo calcula o CEEP e EEEP na etapa 4 (Excesso de eletricidade crítica e exportável – *Critical and Exportable Excess Electricity Production*) na etapa 4. O indicador CEEP estabelece a quantidade de energia exigida a ser exportada que excede a capacidade de transmissão do sistema, enquanto EEEP estabelece a quantidade de energia necessária a ser exportada dentro dos limites da capacidade de transmissão do sistema (Lund, 2010). Na última etapa o consumo dos combustíveis é determinado a par da quantidade de CO₂ e dos custos finais.

Quanto à otimização comercial, opta-se por esta abordagem quando se pretende identificar a solução de menor custo, com base de custos económico-empresariais de cada unidade de produção. A combinação de menor custo escolhida é apta a suprir a procura. No entanto o modelo EnergyPLAN (versão 12.5) reconhece que, embora seja possível matematicamente simular sistemas com penetração renovável elevada ao utilizar a estrutura atual do mercado, ao introduzir o valor de elasticidade do preço, esta pode não ser a abordagem mais precisa.

Continua afirmando que uma simulação técnica é tipicamente mais rigorosa e, se combinarmos dados de custos das tecnologias é uma alternativa plausível.

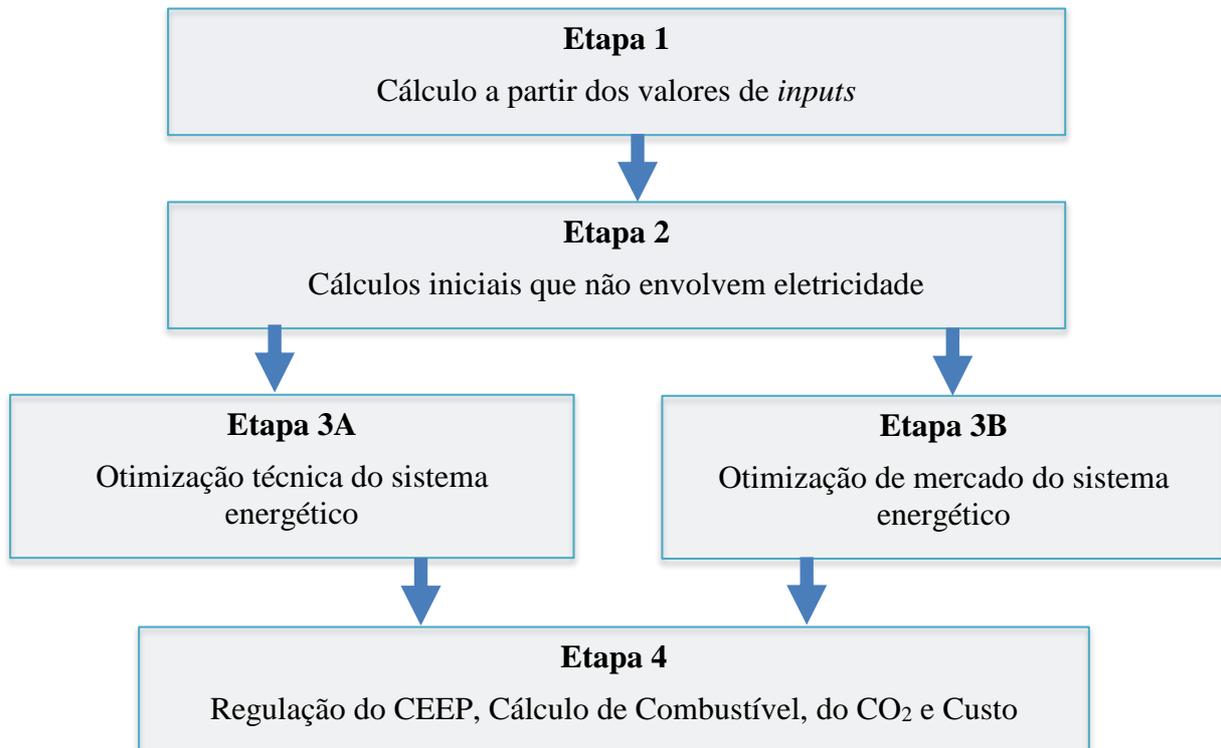


Figura 9 - Estrutura geral dos procedimentos de análise ao sistema energético do modelo EnergyPLAN. Fonte: (Lund et al., 2015)

4.3.4 Outros modelos de análise ao sistema energético

Em termos globais, existe uma vasta gama de modelos energéticos que, embora a cada modelo esteja associado a um objetivo diferente e uma abordagem do conhecimento e da realidade do setor distinta, partilham em comum o propósito de efetuar cálculos relacionadas à análise de sistemas de energia. Regra geral, as diversas ferramentas computacionais abordam a integração das FER ou outras tecnologias relacionadas com os sistemas de energia renovável, por exemplo centrais de cogeração a gás (Lund, 2010). Os modelos existentes podem ser utilizados de forma complementar, de forma a contornar as limitações do *software*, uma lógica aplicada já em exemplos anteriormente referidos, ou com modelos semelhantes para a validação de soluções obtidas pelas ferramentas. Assim, é interessante ter à disposição o conhecimento de alternativas ao modelo EnergyPLAN, que posteriormente pode ser aplicado para gerar resultados mais robustos, com a possibilidade de criar uma análise de sensibilidade à integridade dos resultados que determinado *software* oferece.

Este trabalho, consciente desta realidade, enumera modelos que, tal como o EnergyPLAN, analisam o sistema elétrico a nível nacional em simulações detalhadas numa escala temporal horária de forma a possibilitar a análise da influência FER: EnergyPLAN; LEAP; RAMSES; BALMOREL; SESAM; SIVAEL; WASP; H2RES; HOMER. Foram encontrados vários artigos na literatura com a intenção de facilitar as escolhas dos *softwares*, enraizando melhor este assunto, demonstrando uma preocupação em agilizar este processo (Connolly et al., 2010; Hall & Buckley, 2016; Laha & Chakraborty, 2017; Nakata, 2004).

4.4 Considerações finais

A vasta gama de modelos energéticos e de metodologias já existentes e em desenvolvimento para apoiar o planeamento energético torna inevitável a sua categorização para agilizar o processo de uma escolha apropriada aos objetivos pretendidos. A classificação dos modelos nem sempre é fácil e por vezes a sua caracterização pode fundir entre duas ou mais categorias, pelo que a sua leitura não deve ser rígida e deve existir espaço para interpretação de acordo ao que pretendemos. Assim, a categorização realizada nesta dissertação não deve ser vista como um conjunto de regras a seguir, mas um elemento de apoio para compreender a função e o potencial dos modelos energéticos, auxiliar na procura do *software* mais adequado e perceber de que forma se podem complementar para criar soluções mais robustas.

O planeamento energético pode ambicionar desenhar um plano a nível estratégico, tático e operacional. O estratégico normalmente é associado a objetivos para longo prazo, dados agregados e a nível nacional ou internacional. Para objetivos táticos a abordagem é de um horizonte temporal a médio prazo (1 a 10 anos) e foca geograficamente em cidades ou *clusters*, utilizando dados agregados e desagregados consoante a necessidade. A nível operacional a análise de cenários deve ser realizada a curto prazo, usualmente períodos de alcance de horas até um ano, e geograficamente mais localizado.

O EnergyPLAN permite explorar o futuro, definindo cenários de longo prazo, mas a simulação é restringida a 1 ano. Contudo agilidade das suas simulações permite gerar várias soluções rapidamente e combinar um conjunto de simulações que permite perceber o que irá ocorrer no período em análise. Desta forma, é possível analisar através deste *software* os cenários a nível estratégico através de cenários a longo prazo e a nível nacional, de maneira que possibilita introduzir novas estruturas no sistema ou promover novas tecnologias, tendo em conta a critérios económicos e ciclo de vida das tecnologias. Ao mesmo tempo, devido a sua capacidade de simular em escala temporal hora até um ano, permite uma análise operacional entre a procura e a oferta de eletricidade.

Outros modelos podem ser combinados com o objetivo de conciliar as suas abordagens e fornecer resultados mais robustos completando-se em termos de objetivos ou apenas para validar soluções obtidas.

5. APLICAÇÃO AO CASO DO SISTEMA ELÉTRICO PORTUGUÊS

A seleção e caracterização dos cenários renováveis foram construídos e estruturados de acordo com a informação recente disponível, recorrendo às entidades públicas REN e DGEG. A partir dos dados recolhidos foram concebidos 4 cenários incidentes em Portugal Continental, designados por A, B, C e D.

O cenário A, ou de referência, foi calibrado a situação do sistema nacional elétrico em 2014, funcionando assim como referência para a análise e estudo dos outros cenários futuros. O cenário B foi dirigido à simulação do ano 2030, construído de acordo com as orientações do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2017-2030 (RMSA-E 2016). Relativamente aos cenários C e D, estes correspondem a variações de B, representando diferentes casos de produção FER, obtidos por simulação de Monte Carlo.

Todos eles são caracterizados tecnicamente de forma a serem modelados no EnergyPLAN e responder aos objetivos propostos. Foram ainda atribuídos a estes cenários fatores de custo, tratados em Excel, para análise financeira dos resultados do *software*.

No decorrer da análise, foram consideradas energias renováveis intermitentes as fontes cuja produção é variável e de caráter obrigatório, ou seja, energias renováveis de regime especial. Integra este conjunto de tecnologias a eólica *offshore* e *onshore*, a solar, a fio-de-água, a mini-hídrica e as ondas. Por outro lado, distinguem-se das albufeiras e biomassa pelo maior controlo da variabilidade de produção energia, através da gestão do seu armazenamento, prevenindo riscos de intermitência (Østergaard, 2009).

5.1 Caso de referência - Cenário A

5.1.1 Pressupostos e Dados

O ano de referência é descrito com o real comportamento do sistema elétrico de 2014, a partir dos dados técnicos da REN. Os valores serão, posteriormente, comparados aos resultados obtidos pela simulação técnica no EnergyPLAN, para testar a fiabilidade do *software* em simular o sistema elétrico português. Foi assumido que, se os dados coincidirem com os da REN, com uma tolerância de 10% de desvio, poderá considerar-se o modelo válido.

A modelação no *software* exige a introdução da procura anual, a potência instalada por tecnologia e uma distribuição anual do perfil de consumo elétrico nacional e das produções por tipo de tecnologia, exemplificadas em excerto no Anexo I, numa base horária. Nota-se que o EnergyPLAN assume a energia a fio-de-água como a soma da produção a fio-de-água e hídrica a partir de pequenas centrais (potência inferior a 30 MW), pelo que a mesma terminologia é aplicada durante a caracterização dos cenários e análise de resultados. Introduziu-se também a distribuição anual do saldo importador, numa resolução horária, resultante da diferença entre as importações e exportações. Quanto à distribuição horária anual da afluência de água nas albufeiras calculou-se através dos dados do centro de informação da REN: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt>. A informação é fornecida pela entidade numa base diária, redistribuindo a energia afluente útil pelas 24 horas do dia de modo constante.

A 31 de Dezembro de 2014, o consumo elétrico perfez 48,82 TWh, correspondendo ao agregado da produção líquida injetada na rede pública pelos centros produtores (REN, 2014a). Registou 6,5% abaixo do máximo histórico que ocorreu em 2010.

Com um fluxo de importações de 4084 GWh e de 3184 GWh em exportações, a sua diferença resultou um saldo importador de 900 GWh. Este valor constitui apenas 2% do consumo, o que é considerado o saldo mais reduzido desde 2001 (REN, 2014a).

A produção de energia elétrica do sistema totalizou 49,00 TWh no final do ano. As energias renováveis representam 62% da produção elétrica, a não renovável 36%, perfazendo os 100% com a produção por bombagem. A compilação das produções é discriminada consoante a tecnologia utilizada em REN (2014a).

A potência total instalada correspondia em 2014 a 17,80 GW, com 11,22 GW de tecnologias renováveis e 6,60 GW de tecnologias não renováveis. As potências são distinguidas por tecnologia e regimes na Tabela 3.

Tabela 3 – Capacidade instalada: 2014

Regime	Tecnologia	Cenário A ¹	
PRO	Carvão	1756	
	Gás	3829	
	Albufeira	2681	
	Fio-de-Água	2588	
	Total PRO	10854	
PRE	Eólica	4541	
	Solar	396	
	Hídrica	415	
	Ondas	0	
	Térmica ²	Biomassa	122
		RSU	77
		Biogás	59
	Cogeração	Gás	1013 ³
		Biomassa	343
	Total PRE		6966

¹(REN, 2014a)

² (DGEG, 2017b).

³888+125 (outros)

A informação deve incluir a capacidade de bombagem das centrais hidroelétricas, a capacidade de armazenamento e a distribuição anual da afluência horaria. Consideraram-se 6 centrais em funcionamento em 2014, com capacidade de bombagem (REN, 2014a): Torrão (140 MW), Alto Rabagão (68 MW), Frades (191 MW), Vilarinho Furnas (125 MW), Aguieira (336 MW) e Alqueva (485 MW). O somatório atinge uma capacidade de bombagem das centrais hidroelétricas de 1345 MW. A capacidade de armazenamento é 3092,54 GWh, obtida pela razão entre o armazenamento mensal de dezembro de 2014 (2072 GWh) e a percentagem da capacidade utilizada nesse mês (67%) (REN, 2014b). O valor de energia afluente útil anual foi

de 6,05 TWh, resultante da soma dos dados diários retirados do centro de informação da REN (REN, 2017a).

As eficiências das centrais de produção consideradas na simulação no modelo do EnergyPLAN são apresentadas na Tabela 4. No *software*, foram distinguidas as centrais térmicas em PP1, PP2 e CHP3. O primeiro conjunto, PP1, representa a produção das centrais a carvão e biomassa, que inclui por sua vez, RSU e biogás. O PP2 apenas inclui as centrais a gás. Por fim, no grupo CHP3 é introduzida a produção conjunta das centrais de cogeração.

As eficiências relativas às tecnologias de gás e carvão podem ser calculadas a partir do poder calorífico inferior (PCI) e o seu consumo específico pela equação (1).

$$\varepsilon_{gás/carvão} = \frac{1}{Consumo\ específico \times PCI} \quad (1)$$

Tabela 4 – Eficiência das centrais térmicas de produção de eletricidade, das albufeiras e bombagem

Centrais de produção	Eficiência (%)
Carvão ¹	44
Gás ²	51
Biomassa ³	33
Carvão + Biomassa ⁴	43
Albufeira ⁵	100
Bombagem ⁶	84

¹O PCI do carvão é $6,22 \times 10^{-3}$ GWh/t (DGEG, 2017a), com o consumo específico de 365 t/GWh (EDP, 2015a).

² PCI do gás é $1,05 \times 10^{-5}$ GWh/t (DGEG, 2017a), com o consumo específico de 188000 Nm³ GN/GWh (EDP, 2015b).

³(Comissão Europeia, 2015)

⁴A eficiência global para as centrais de carvão e biomassa é obtida através da ponderação da produção de cada central

$$\varepsilon_{global} = \frac{(0,44 \times 11066) + (0,33 \times 1336)}{11066 + 1336} = 43\%$$

⁵Valor assumido para a dissertação.

⁶O cálculo da eficiência da bombagem em centrais hidroelétricas pode ser realizado pela equação (2):

$$\varepsilon_{global} = \varepsilon_{turbinagem} \times \varepsilon_{bombagem} \quad (2)$$

A eficiência global é estimada pela razão entre a energia elétrica produzida (859 GWh/ano) e a energia bombada (1079 GWh/ano). A eficiência de turbinagem é assumida a 95%, o que traduziu uma eficiência global de 80%. A aplicação da equação 2 resulta de uma eficiência da bombagem de 84%.

Na secção dos requisitos de estabilização da rede elétrica foi inserido o valor mínimo da produção das centrais térmicas, em MW, e da produção mínima de estabilização da rede, em percentagem. O último parâmetro, no EnergyPLAN, representa a percentagem mínima de produção que deve ser proveniente de centrais térmicas e hídricas despacháveis, relativamente ao consumo em qualquer instante (Lund et al., 2015). O modelo continua a dar prioridade às energias renováveis, pelo que esta estratégia poderá provocar uma subida maior na produção, excedendo a procura de modo a cumprir com os limites técnicos estabelecidos. Todavia, o

utilizador pode utilizar energias intermitentes como estabilizadores. Foi determinado os requisitos consoante os valores de 2014 da REN para simular o sistema o mais próximo da realidade, verificando-se um mínimo de produção das centrais térmicas de 520 MW e uma produção mínima de estabilização de 0,06 % no dia 1 de Abril. A produção em excesso pode ser escoada pela interligação, com uma potência assumida na simulação de 2700 MW (REN, 2014b).

5.1.2 Validação do modelo

Garantir homogeneidade dos resultados com valores históricos reais foi o processo considerado para assegurar a legitimidade dos resultados da presente simulação. Os valores conseguidos da simulação advieram de uma otimização técnica do sistema.

Executou-se a comparação do consumo e a produção por tecnologia, entre a informação disponibilizada da REN e a extraída da simulação pelo EnergyPLAN. A validade foi realizada de acordo com 3 etapas. A primeira permitiu verificar que a diferença entre os valores anuais obtidos para a produção por tecnologia e os reais nunca é superior a 10%, como descrito na Tabela 5. Em seguida, comparou-se a potência de consumo médio mensal (Figura 10) e, por último, os valores horários (Figura 11), selecionando as primeiras 100 horas do ano para o efeito.

Os valores anuais simulados pelo EnergyPLAN revelaram-se próximos dos obtidos em cenário real. Apenas quando se discrimina a produção de energia das diferentes tecnologias é possível ver maiores discrepâncias, no entanto os desvios anuais são inferiores a 5%, não ultrapassando o limite imposto de 10%. Quando decomposta, a produção térmica encontra desvios superiores, com a produção de gás no EnergyPLAN a ser a mais significativa, mas ainda assim com um desvio inferior a 10%.

Tabela 5 – Validação dos dados anuais

Parâmetro	Energia (TWh/ano)		
	REN (TWh)	EnergyPLAN (TWh)	Desvio (%)
Consumo	48,82	48,82	0
Saldo Importador Fixo	0,9	0,9	0
Eólica	11,81	11,88	0,59
Solar PV	0,59	0,6	1,67
Hídrica	16,18	15,91	-1,69
Fio-de-Água¹	9,77	9,83	0,61
Albufeiras	6,41	6,05	-5,95
Cogeração	6,59	6,59	0
Térmica	13,9	13,25	-4,91
Gás	1,47	1,59	7,55
Carvão²	12,43	11,66	-6,60

¹Inclui pequenas centrais hídricas

²Inclui centrais a carvão e a biomassa

Os maiores desvios, como a Tabela 5 sugere, ocorrem com os centros produtores no regime ordinário, enquanto a produção em regime especial encontra-se muito próxima da realidade fornecida pela REN. A causa reside no modo de funcionamento do *software* que restringe as albufeiras e as centrais térmicas a valores mínimos de produção, identificando a solução de menor consumo de combustíveis. O *software* utiliza assim critérios de otimização a estas centrais, enquanto as energias renováveis intermitentes são consideradas prioritárias.

Considera-se admissível uma produção térmica inferior 4,91% da referência, tanto por cumprir com o critério de tolerância a 10%, como pela natureza com que o programa emprega estas tecnologias. A redução significativa do consumo em 2014, com a crise a ser um dos fatores apontados a este fenómeno, gera um sobredimensionamento por parte das centrais convencionais, principalmente a gás. Os dados REN registam uma produção máxima por parte desta tecnologia de 1805 MW, o que representa 47% da sua capacidade instalada, enquanto na simulação se atinge um pico de produção de 89% da sua capacidade. Este sobredimensionamento pode ser uma das causas a provocar uma discrepância de 7,55%.

Como as diferenças calculadas na produção energias intermitentes foram relativamente baixas, não foi necessário calcular nenhum fator de correção para retificar as distribuições anexadas ao EnergyPLAN. Considera-se também compreensível uma produção inferior nas albufeiras de 5,95%, que resulta em grande parte de uma estratégia de mercado por parte destes operadores que não é capturado num modelo de simulação como o utilizado. Este valor mais baixo juntamente com o desvio negativo observado no carvão, é compensado sobretudo pelo desvio positivo no caso do gás.

Um das principais variáveis a ser calibrada é o consumo de eletricidade nacional. A Figura 10 detalha os consumos em potências médias mensais do ano em questão, complementada com um eixo secundário relativo aos desvios percentuais existentes entre as duas curvas. O diferencial calculado é sempre inferior a 0,5% o que assegura a validade dos resultados.

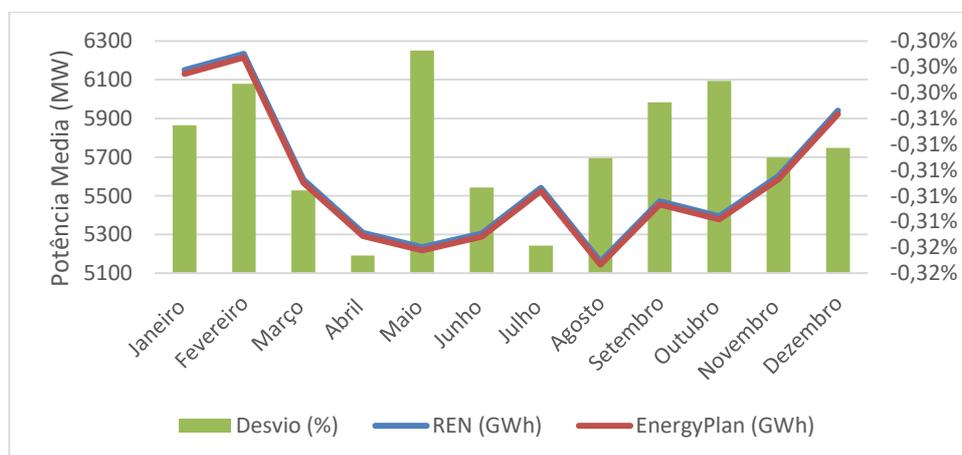


Figura 10 – Validação dos consumos mensais

Recolheu-se como amostra as primeiras 100 horas do ano para confrontar os valores, agora numa base horária. Na Figura 11 observa-se dois gráficos, (a) e (b), o primeiro com desvios inferiores a 1% entre nas energias renováveis intermitentes (máximo de 0,04%) e pouco acentuados na cogeração (máximo 11,1%), mas, no segundo gráfico, os desvios são assinaláveis nas térmicas (máximo 72,68%) e nas albufeiras (máximo 1857%).

Verifica-se no gráfico (a) um comportamento do perfil horário das tecnologias FER simuladas bastante idêntico aos dados originais. O gráfico (b), conforme expectável após verificar maiores desvios anuais na Tabela 5, demonstra maior divergência nas suas linhas para albufeira e

térmica. Tanto a produção simulada no EnergyPLAN, como a proveniente dos dados REN, manifestam a mesma tendência, porém atingem valores diferentes. Em linha com o referido anteriormente, a produção térmica tende a ter um comportamento horário diferenciado que reflete também diferentes estratégias no caso das albufeiras. Nas primeiras 100 horas deteta-se uma maior produção térmica, efeito compensatório da menor produção hídrica.

Nas restantes horas, regista-se um desempenho semelhante por parte do cálculo do programa, isto é, uma otimização técnica da produção ao consumo de energia, ao mesmo tempo com as albufeiras e centrais térmicas a funcionarem como estabilizadores da rede. Destaca-se que, primordialmente, as centrais térmicas ajustaram os picos do consumo ao longo de toda a simulação.

Finalizado, com o conjunto das 3 etapas é possível concluir que o cenário A apresenta resultados satisfatórios que validam a aplicação do EnergyPLAN aos restantes cenários.

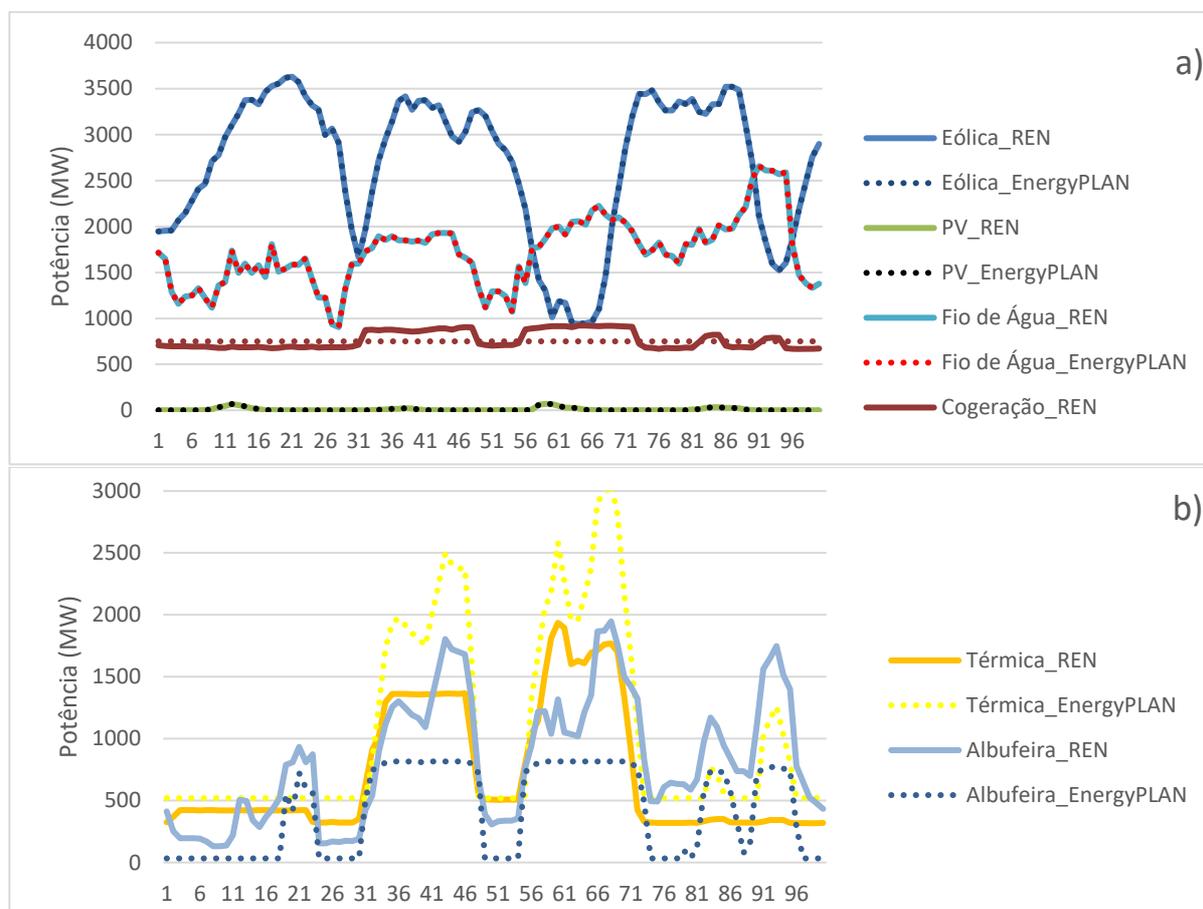


Figura 11 – Validação dos perfis de carga horária. a) Produção REN e EnergyPLAN (PRE) b) Produção REN e EnergyPLAN (PRO)

5.2 Cenário B

Neste cenário considerou-se que a estrutura do SEN foi adaptada às projeções do RMSA-E 2016, focada em 2030. Compete à DGEG a sua elaboração deste plano, numa perspetiva de médio a longo prazo. Seguiu orientações de política energética, alinhadas no PNAER e PNAEE, objetivando a segurança do abastecimento, promoção das energias renováveis e medidas de eficiência energética (DGEG, 2017b). Foi selecionada a trajetória B, um cenário central, disponível no RMSA-E, como referência a construção do cenário B, com taxas de crescimento médias anuais da procura de eletricidade de 0,5%.

O relatório corrobora com o já foi mencionado, desde 2010 o crescimento do consumo tem sido negativo, fruto da crise económica e de medidas de política energética. O plano subjacente contém projeções do crescimento do PIB para sua análise. Tendo em conta o fator económico, RMAS-E (2016) perspetiva um consumo de 52,32 TWh para 2030, representando um consumo superior de 6,7% em relação ao cenário A.

A evolução da respetiva oferta, até 2030, considera o descomissionamento das centrais térmicas de Sines, Pego e da Tapada de Outeiro até final de 2024. As primeiras duas funcionam a carvão e a última a gás, reduzindo a capacidade instalada da PRO térmica e a sua capacidade de responder a picos de consumo.

A nova geração proveniente da PRO hídrica inclui os empreendimentos que constam no Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH). No período em análise prevê-se a execução de 7 empreendimentos em Venda Nova III, Foz Tua, Gouvães, Daivões, Alto Tâmega, Fridão e Carvão-Ribeira. Estes garantem maior flexibilidade ao SEN, importante para assegurar equilíbrio do sistema da produção intermitente em quantidades significativas, salientando a energia originada do vento e o sol.

A capacidade instalada é de 21,14 GW, com a contribuição de aproximadamente 80% de FER. As tecnologias PRE irão corresponder a 9,90 GW instalados, um ganho de 2,97 GW desde 2014. O incremento deriva maioritariamente de investimentos na energia solar e eólica. Destaca-se a entrada da contribuição de novas tecnologias, nomeadamente eólica *offshore* e energia de ondas. Devido às desclassificações das centrais acima mencionadas, existe uma baixa na capacidade PRO térmica, compensada pelos novos reforços hidroelétricos por parte das albufeiras, vital para trazer estabilização ao sistema. As tecnologias PRO acabam assim por apresentar um acréscimo de 352 MW. É possível ver em maior detalhe na Tabela 6 as novas potências adquiridas pelo sistema.

Para as eficiências das centrais foram assumidas as mesmas do cenário de referência, exceto a eficiência da conversão em energia elétrica por parte da biomassa e gás. Existe a indicação que nestas vai existir uma melhoria na eficiência das centrais, com valores próximo de 37% em relação à biomassa e 53% ao gás (Comissão Europeia, 2015).

A produção foi determinada assumindo uma relação linear com base na produção de 2014 e que o padrão horário se mantém estável. As distribuições advêm a um ano com condições favoráveis às FER, com um índice de produtibilidade hidroelétrico de 1,27, e eólico de 1,11. Para não induzir nas simulações projeções valores demasiado otimistas, as distribuições foram convertidas a um novo índice de produtibilidade, tanto hídrico como eólico. Foram ponderados índices médios mensais, de 2007 a 2016, aplicados a cada mês às fontes hídricas e eólicas, de forma a constituir novas distribuições destas tecnologias. No Anexo II são tabelados os valores dos novos índices.

Os diagramas de carga da REN não incluem a distribuição horária da energia gerada pela eólica em *offshore* e é inviável a utilização da distribuição oriunda das ondas, devido aos valores praticamente nulos. Sob estas circunstâncias projetou-se a produção da eólica *offshore* e das ondas por relação linear, pela informação disponível em Presidência do Conselho de Ministros (2013). Verificou-se que é praticável o uso da distribuição da eólica *onshore*, sem necessidade de utilizar um fator de correção e construiu-se a distribuição horária das ondas com potência constante, à semelhança da distribuição de cogeração.

À distribuição da energia afluyente útil hídrica anual aplicou-se o mesmo princípio que as energias renováveis intermitentes, incorporando o novo índice de hidraulicidade e utilizando os valores de 2014 como base, resultando um valor de 9,69 TWh/ano.

Totalizou-se uma produção de 34,28 TWh a partir da participação das fontes de energia renováveis intermitentes, o que significa um aumento de 20% em relação ao ano de referência, tendo já em consideração os novos índices de produtividade hídrico e eólico. As produções simuladas para cada tecnologia são detalhadas no Anexo III. Nestas circunstâncias espera-se um maior impacto das FER na produção de energia elétrica no país.

Os projetos de investimento em curso ou previstos implementar até 2030 devem ser capazes de aumentar a capacidade de interligação de 3500 MW, no sentido Portugal-Espanha, e 4200 MW, no sentido Espanha-Portugal. Para a simulação no EnergyPLAN selecionou-se o valor mais conservador no sentido Portugal-Espanha como a capacidade de transmissão de importação e exportação.

Tabela 6 – Potencia total instalada prevista para 2030

Regime de Produção	Tecnologia		Potências (MW) ¹
PRO	Carvão		0
	Gás		2829
	Albufeira		5779
	Fio-de-Água		2588
	Total		11206
PRE	Eólica		5554
	Eólica Offshore		52
	Solar		1816
	Hídrica		610
	Ondas		8
	Térmica	Biomassa	284
		RSU	77
		Biogás	75
	Cogeração ²	Gás	1052
		Biomassa	407
Total		9935	
Armazenamento³			
Armazenamento (GWh)			3304
Capacidade de bombagem (MW)			3840
Balanco⁴			
Fator de estabilização			0,3

¹(DGEG, 2017b)

²Aplicou-se uma proporção de 0,25 à biomassa e 0,75 ao gás, a mesma proporção já existente em 2014, aos 1840 MW propostos no PDIRT.

³A explicação detalhada, bem como cálculos e consideração efetuadas dispõem-se na tabela 9.

⁴Utilizou-se o valor sugerido por Lund et al. (2015), recomendado para cenários que proponham uma integração considerável de fontes intermitentes, de forma a garantir a estabilidade do sistema. Com o aumento da capacidade tecnológica renovável impôs-se à modelação que a energia eólica e hídrica contribuísse cada 10%.

Evolução da potência instalada no SEN no RMSA-E 2016 não admite a construção da central CCGT de Lavos de 800 MW e da central de Sines de 800 MW, como ponderado em versões de relatórios anteriores. Na Tabela 7 exhibe as datas de desclassificação de acordo com o que está estabelecido com planos energético, com as datas identificadas das centrais de Sines, Pego e Tapada de Outeiro CC.

Tabela 7 – Data de entrada ao serviço e desclassificação das centrais térmicas. Fonte: (DGEG, 2017b)

Tecnologia	Central	Potência (MW)	Descomissionamento
Carvão	Sines	1180	2017
Carvão	Pego	576	2021
Gás	Tapada de Outeiro CC	990	2024
Gás	Ribatejo	1176	-
Gás	Lares	826	-
Gás	Pego CCGT	837	-

Na Tabela 8 constam os novos reforços hidroelétricos, adaptados ao PNBEPH, diferindo as datas de entrada de serviço, a sua potência, a entidade responsável e se possui capacidade de bombagem.

Tabela 8 – Reforços Hidroelétricos. Fonte: (DGEG, 2017b)

Reversível (S/N)	Central	Produtor	Potência (MW)	Entrada de Serviço
S	Venda Nova III	EDP	799	2017
S	Foz Tua	EDP	261	2017
S	Gouvães	Iberdrola	880	2024
N	Daivões	Iberdrola	114	2024
N	Alto Tâmega	Iberdrola	160	2024
N	Fridão	EDP	238	2030
S	Carvão-Ribeira	EDP	555	2030

¹S significa que a central é reversível e tem capacidade de bombagem, N significa que não dispõem de nenhum tipo de bombagem. De acordo com as novas entradas centrais reversíveis, foi estipulada uma capacidade de bombagem de 3840 MW.

Relativamente à evolução da capacidade de armazenamento das centrais hídricas com albufeira, determinou-se a partir da equação (3):

$$E_{\text{Armazenamento}} = \frac{V\rho gh}{3600} \times 10^{-9} \quad (3)$$

A equação (3) traduz a capacidade de armazenamento, em GWh, que uma albufeira de volume V (m³), e cota útil h (m), pode reter. O ρ representa a densidade da água (kg/m³), e g a aceleração da gravidade (m/s²).

A Tabela 9 compilou os dados de Coba SA & Procesl Lda. (2007), necessários ao cálculo, utilizando a equação (3). Conforme o somatório dos novos armazenamentos, o cenário B tem uma capacidade de armazenar 3304 GWh.

Tabela 9 – Determinação do Armazenamento.

Centrais	Cota útil (m) ¹	Volume (m ³) ¹	Armazenamento (GWh)
Foz Tua	118	$3,10 \times 10^8$	99,58
Gouvães	620	$1,30 \times 10^7$	21,94
Daivões	67	$6,60 \times 10^7$	12,04
Alto Tâmega	89	$1,58 \times 10^8$	38,28
Fridão	64	$1,95 \times 10^8$	37,97
Carvão-Ribeira²	-	-	1,66
Zona superior	68	$7,60 \times 10^6$	1,41
Zona inferior	25	$3,60 \times 10^6$	0,25

¹(Coba SA & Procesl Lda., 2007)

²(Coba SA, 2012)

5.3 Cenários C e D

Os novos cenários C e D mantêm a capacidade instalada de tecnologias de produção de eletricidade, a capacidade de interligação com o mercado espanhol e assumem as mesmas condições económicas de B. Estes distinguem-se pela energia produzida por cada tecnologia, sujeitando as energias renováveis intermitentes a novas distribuições. Consequentemente as albufeiras e as centrais térmicas, instrumentos de estabilização da rede, vão sofrer também variações nas suas produções na simulação.

As novas distribuições anuais refletem os riscos que as FER acarretam, utilizando as distribuições consideradas no cenário B como base e o *software* @Risk para incorporar o fator risco. O cenário C é definido como um cenário pessimista, com um percentil inferior de 0,15, representando um cenário de escassez de recursos. O cenário D é interpretado como um cenário otimista às FER, com um percentil superior de 0,95, representando um cenário com condições opcionais para recursos renováveis. A Tabela 10 contém os valores médios de produção simulados no @Risk. O percentil 0,15 significa que os resultados pessimistas têm uma probabilidade de ocorrência menor do que 15% e o percentil 0,95 significa que os resultados otimistas têm uma probabilidade de ocorrência menor do que 5%. Representam assim cenários que se podem considerar mais extremos.

Foi analisado o comportamento de cada tecnologia, mensalmente, recorrendo ao *software* @Risk da Palisade DecisonTools. É explícito com este procedimento que tecnologias possuem comportamentos distintos e sofrem variações mensalmente, encontrando padrões de produção

diferenciados. Pode se averiguar esta disparidade graficamente no Anexo IV, acompanhadas com os respetivos tipos de funções. Os gráficos anexados são capazes de fornecer forte indicações para os limites de produção e os seus valores mais prováveis. No leque apresentado no Anexo fazem parte 7 tipo de funções: *RiskExtvalueMin*; *RiskTriang*; *RiskBetaGeneral*; *RiskInvgauss*; *RiskGamma*; *RiskExtvalue* e *RiskExpon*.

Tabela 10 – Produção média mensal (MW), para cada tecnologia, do percentil 0,15 e 0,95

	Meses	Mini-Hídrica	Fio-de-água	Eólica	Solar	Offshore
Percentil 0,15	Janeiro	348,80	717,62	677,56	5,69	6,51
	Fevereiro	349,80	718,14	580,80	8,70	5,17
	Março	176,06	536,15	146,51	12,56	1,58
	Abril	168,34	961,37	162,69	13,54	1,47
	Maio	59,76	140,17	347,33	0,00	3,07
	Junho	32,51	100,58	141,91	20,03	1,29
	Julho	21,19	120,42	188,88	19,31	1,82
	Agosto	24,34	129,44	217,59	20,49	2,04
	Setembro	21,55	146,21	81,58	16,47	0,77
	Outubro	22,97	158,42	104,87	13,29	0,91
	Novembro	98,70	134,62	271,44	7,85	2,40
	Dezembro	86,49	184,51	199,18	10,62	1,85
Percentil 0,95	Janeiro	380,44	1359,54	2704,62	90,38	25,29
	Fevereiro	379,29	1392,66	2912,37	122,49	27,34
	Março	328,88	1349,15	1656,29	186,76	15,65
	Abril	323,29	1748,46	777,49	209,43	7,30
	Maio	126,07	341,67	1438,89	0,19	13,55
	Junho	65,65	276,71	857,23	276,59	7,92
	Julho	35,74	234,15	1050,68	308,53	9,77
	Agosto	34,34	289,60	1127,91	323,73	10,56
	Setembro	36,45	322,40	456,15	243,33	4,22
	Outubro	140,25	366,18	1145,56	197,73	10,62
	Novembro	214,52	427,60	1821,73	136,44	16,84
	Dezembro	172,04	513,90	1327,12	166,54	12,43

Após de determinar os padrões mensais existentes entre cada tecnologia, é possível inserir no Excel as funções de distribuição necessárias à simulação dos resultados. O *software* @Risk foi

então utilizado para, com a técnica de Monte Carlo, obter a combinação das diferentes produções por tecnologia para uma determinada probabilidade para cada cenário.

Existe uma discrepância bastante significativa da produção das energias renováveis intermitentes entre o cenário pessimista e otimista, com as maiores amplitudes na eólica (máxima amplitude 2332 MW) e a seguir fio-de-água (máxima amplitude 813 MW). São também as tecnologias eólicas e hídricas que apresentam maiores desvios relativos entre os valores pessimistas e otimistas, que podem ultrapassar 100% no caso da hídrica e 90% no caso da eólica. Esta breve simulação demonstra assim claramente a importância da análise da resiliência dos cenários face à variabilidade da produção FER.

Os valores associados ao percentil 0,15 e 0,95 possuem amplitudes consideráveis entre os próprios meses, o que sugere que assumir um valor médio anual para cada tecnologia não ia representar de forma mais fidedigna a obtenção as novas distribuições.

Ao valor de afluência útil anual das albufeiras foi aplicado o mesmo procedimento com o *software @Risk*, resultando um valor total de 3,87 TWh/ano quando o percentil é 0,15 e 15,13 TWh/ano quando é 0,95.

À semelhança do cenário B são estabelecidos o fator de estabilização sugerido por Lund et al. (2015). No caso do cenário C a fraca participação das energias intermitentes não auxilia na estabilização do sistema, pelo que apenas as térmicas e albufeiras contribuem para o balanço energético do sistema. Em oposição, no cenário D, com uma previsão forte sob as FER, definiu-se que a eólica ia participar com 30%, o fio-de-água com 20% e a solar com 5%. Deste modo as centrais térmicas e as albufeiras apenas contribuem com 45%, evitando excessos de produção.

O @Risk é um modelo matemático que não tem em atenção as limitações técnicas ou estratégias escolhidas. As produções são restringidas pela capacidade máxima das tecnologias, o que não afeta o cenário C cujo máximo não é ultrapassado. No entanto, na situação mais otimista do cenário D, o regime eólico, hídrico e solar ultrapassaria os limites de potência instalada para estas tecnologias. Para ultrapassar o problema redimensiona-se os valores aos limites de potência. O EnergyPLAN permite tornar adimensionais as distribuições no intervalo de 0 (mínimo) a 1 (capacidade máxima instalada), pelo que o problema fica corrigido na simulação. A adaptação permite a entrada das novas distribuições e com o fator de correção retifica-se o fator de capacidade para o valor médio das previsões do @Risk. Entende-se por fator de capacidade o rácio entre a eletricidade real produzida e o máximo teórico se o equipamento funcionar a tempo integral (Santos et al., 2016a).

5.4 Caracterização Económica

O tempo de vida das tecnologias e os custos dos respetivos cenários são indicados na Tabela 11, onde também é incluída uma coluna correspondente à aprendizagem. Tecnologias já com a maturidade atingida têm 0% de aprendizagem esperada durante o tempo percorrido, pelo que a variação de preço são menores, devido ao grau de conhecimento já adquirido da tecnologia. Por outro lado, tecnologias mais recentes, caso da solar e ondas, existe um maior risco na estimação dos preços.

Os dados recolhidos permitem calcular o custo médio e as emissões de CO₂ libertadas para a atmosfera. O custo médio é determinado de acordo com o método utilizado por Fernandes (2012), resulta do somatório dos custos marginais e de investimento, distribuído uniformemente pelo tempo de vida das tecnologias em questão. É tido em conta a taxa de juro nos custos de investimento, para tal é determinado o valor presente de uma anuidade de €1 no final de cada

período durante n períodos a uma taxa de juro de i por período em virtude a um fator de atualização. A taxa de juro aplicada na análise dos dados económicos é de 7,5% (European Commission, 2016b)

Os custos marginais incluem os custos de combustível, os de licenças de carbono e os de operação e manutenção (O&M) fixos e variáveis. As despesas fixas são as que são independentes da produção e as variáveis são classificadas quando os seus custos estão associados à produção, que diverge consoante a geração FER e procura da eletricidade.

Dois aspetos posicionaram o levantamento das previsões árduo e incerto. O primeiro aparece na análise da literatura, pelo facto de não usarem os mesmos parâmetros técnico-económicos e nem sempre serem detalhados devidamente ou com os pressupostos claros. O segundo é o número de incógnitas na antecedência de custos a longo prazo. É necessário presumir a curva de aprendizagem das tecnologias, decisões de apoio à política energética, crescimento económico nacional e mundial e competição com a concorrência (Carlsson et al., 2014).

Tabela 11 – Dados tecno-económicos

	2030	2014	2030	2014&2030	2014	2030	2030	2030
	€/MW	€/MW	€/MW	€/MWh	€/MWh	€/MWh	Ano	%
Tecno.	Inv. ¹	CF _{O&M} ¹	CF _{O&M} ¹	CV _{O&M} ¹	C _{comb} ²	C _{comb} ⁴	T.Vida ³	Aprend ¹ .
Carvão	1600000	40000	40000	3,6	8,64	29,55	40	1
Gás	850000	21250	21250	2	42,91	55,64	30	5
Albufeira	2200000	88000	88000	3	0	0	60	0
F.água	5620000	247500	252900	5	0	0	60	0
Eólica	1300000	37800	28600	0	0	0	25	10
Solar	640000	16660	10880	0	0	0	25	16
Offshore	2580000	128390	77400	0	0	0	30	7
Hidro	4500000	198000	202500	5	0	0	60	0
Ondas	9080000	326880	426760	0	0	0	20	12
Biomassa	2700000	60000	59400	0	7 ³	7 ³	30	n.a
Cogeração Gás	880000	86240	86240	2,4	42,91	55,64	30	4
Cogeração Biomassa	2990000	129200	101660	3,3	7 ³	7 ³	25	n.a

¹(Carlsson et al., 2014)

²(DGEG, 2016)

³(Schröder, Kunz, Meiss, Mendelevitch, & Hirschhausen, 2013)

⁴(DGEG, 2017b)

Os investimentos são apenas considerados para 2030, de modo que estes não são ponderados nos custos médios de 2014. Aos valores de investimento é adicionado limites de valores inferiores e superiores, criando custos de investimento baixos, de referência e altos. Esta análise de sensibilidade aos preços permite analisar o impacto das flutuações das previsões de custo total do sistema elétrico. Os valores de investimentos das três situações são escalonados em milhões (M) na Figura 12.

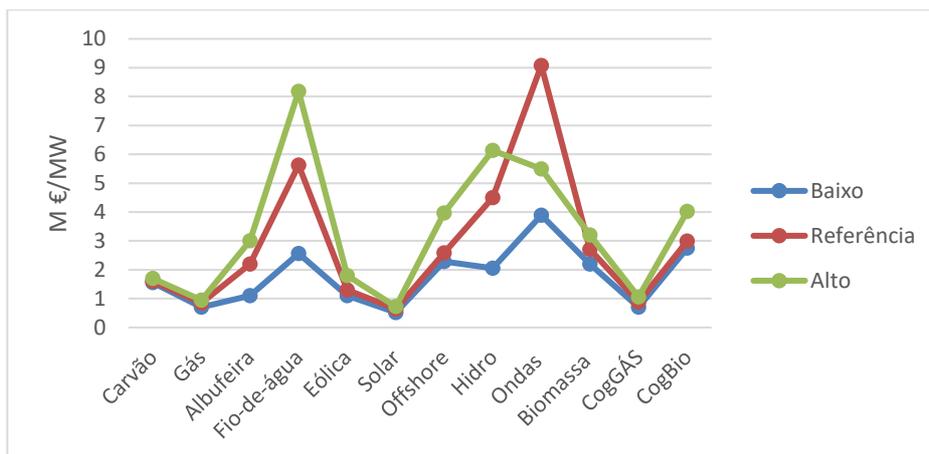


Figura 12 – Investimentos de referência com um intervalo de alcance baixo e alto, por tecnologia (Carlsson et al., 2014)

Da mesma forma também existe um limite para os preços de operação e manutenção. Como um dos maiores componentes nos custos do sistema, a sua variação implica um impacto significativo nos custos de produção de energia no sistema. É apresentado na Figura 13 o preço inferior, de referência e mais alto.

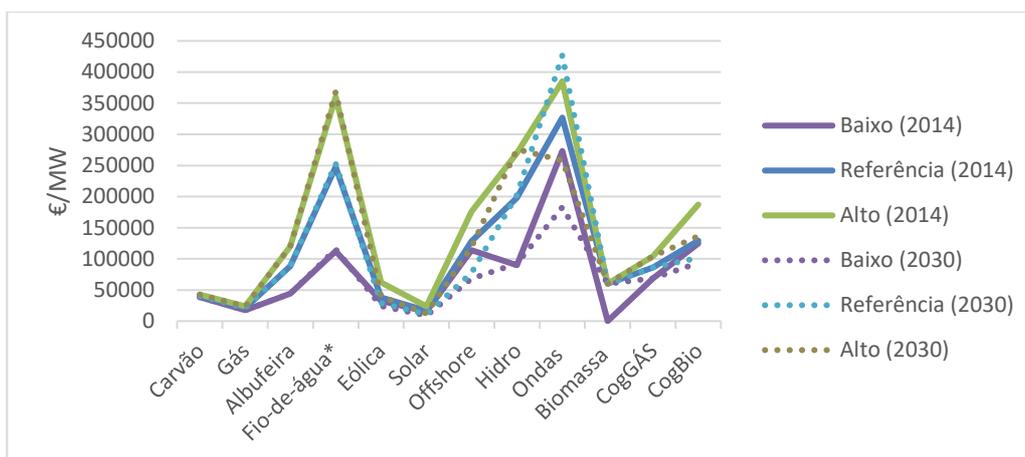


Figura 13 – Custos de operação e manutenção fixos de referência com intervalo de alcance baixo e alto. (Carlsson et al., 2014)

Tanto os preços das emissões como os combustíveis são projetados subidas expressivas até 2050, induzindo um futuro a combustíveis fósseis dispendioso (DGEG, 2017b). Em função à subida assinalável esperada na literatura, mas cujas previsões são incertas, é pertinente ao custo das emissões de CO₂ e dos combustíveis também ser feita uma análise de sensibilidade da sua influência no sistema. Os custos relativos às licenças de emissão para 2014 foram obtidos no RMSA-E 2016 e para 2030 em Luckow et al. (2016). No caso do preço dos combustíveis assumem os valores do RMSA-E 2016, com uma margem de 20% na análise de sensibilidade. O valor intermédio por tonelada de emissões corresponde a 22,76 €, num ótica mais otimista custa 18,38 € e numa pessimista vale 37,42 €. O fator de emissão do gás é 0,35 t/MWh, o de carvão é 0,84 t/MWh e 0,27 t/MWh para a cogeração a gás (EDP, 2015a, 2015b).

Os preços de mercado MIBEL foram determinados pelo @Risk através dos valores médios dos últimos 10 anos extraídos da REN (www.mercado.ren.pt). Utilizou-se um percentil de 0,15 e 0,85, para refletir o risco destes nas importações e exportações. Os preços de exportações assumidos foram 38,55 €, 47,51 € e 55,54 €, enquanto os de importação variaram entre 38,27 €, 46,90 € e 54,62 €

6. RESULTADOS

Nas secções 6.1 e 6.2 são apresentados e discutidos os resultados das simulações dos cenários. A primeira secção analisa tecnicamente o sistema de acordo com as soluções obtidas do EnergyPLAN e a secção seguinte análise segundo fatores de custo e de emissões de CO₂.

6.1 Análise técnica

A simulação do cenário A foi previamente realizada na validação do programa em obter simulações fidedignas. Os próximos cenários simulados ocorrem em 2030 e, com uma maior procura energética nacional, exigem uma maior produção. Na Figura 14 é ilustrada a comparação do consumo e produção entre o cenário A e B, constatando rapidamente diferenças significativas na quantidade de energia produzida por parte das fontes renováveis intermitentes e da hídrica em regime ordinário. Eram esperados tais resultados, que refletem a transição da capacidade instalada precedente para um sistema mais renovável.

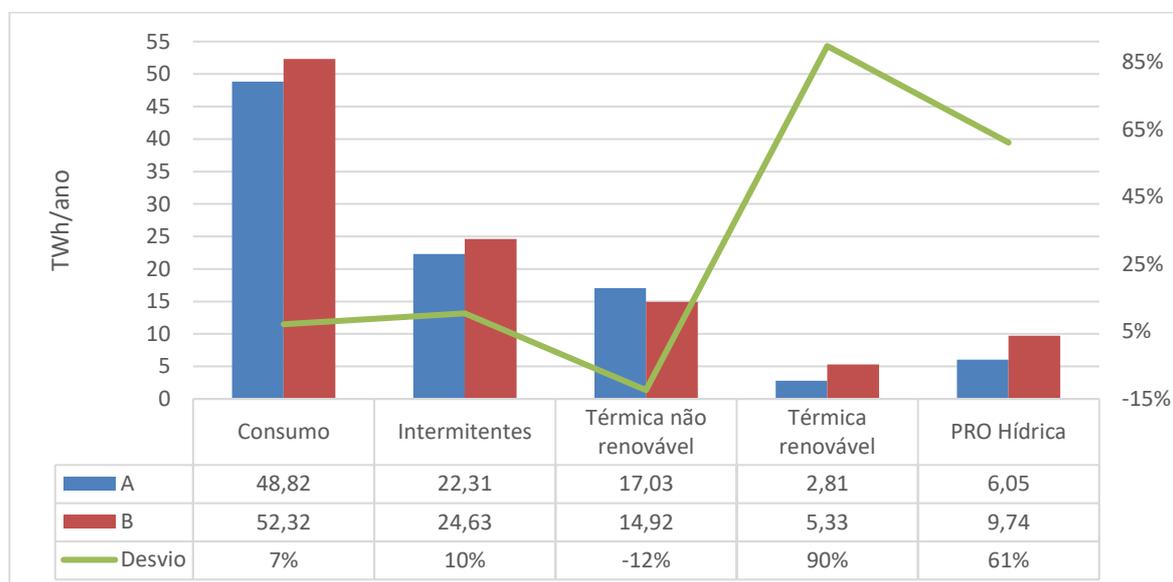


Figura 14 – Consumo e Produção dos cenários A e B

Existe um aumento na procura de 7% relativamente a 2014, com uma predominância nas renováveis a responder a este aumento. A produção das energias renováveis intermitentes contribui com um acréscimo de 10%, a PRO hídrica em 61% e a térmica FER com 90%. Esta subida inflige uma diminuição das centrais térmicas PRO em 12%, que no cenário B significa uma redução do consumo a gás. A oferta das FER no cenário de referência alcançou 63,8% do valor do consumo e no cenário B atinge 75,9%, o que representa um crescimento de 27% de produção elétrica em relação a 2014. Assim, o sistema aproxima-se do objetivo de se tornar cada vez menos dependente de combustíveis fósseis.

De notar que, tanto as tecnologias renováveis como a PRO hídrica (albufeira), utilizam, nos respetivos cenários, indicadores de produtividade hídrico e eólico diferentes. O ano de 2014 é considerado um ano favorável às energias renováveis, porém, para as projeções de 2030, foram ponderadas as produções médias mensais dos últimos 10 anos. Desta forma estamos a comparar cenários sob condições diferentes. Numa posição mais similar o aumento do peso das energias renováveis teria ainda um maior impacto.

Os cenários C e D retratam um cenário pessimista e outro otimista, respetivamente, em relação ao cenário B é classificado como Business as Usual (BAU). Na Figura 15 é perceptível no eixo

secundário a diferença percentual entre o cenário BAU e os outros. Os primeiros meses do ano sofrem de menores desvios, enquanto os meses de regime mais seco sofrem maiores diferenças comparativamente ao cenário B. Esta disposição sugere uma maior vulnerabilidade nos meses de Verão ou em situações climáticas mais agrestes.

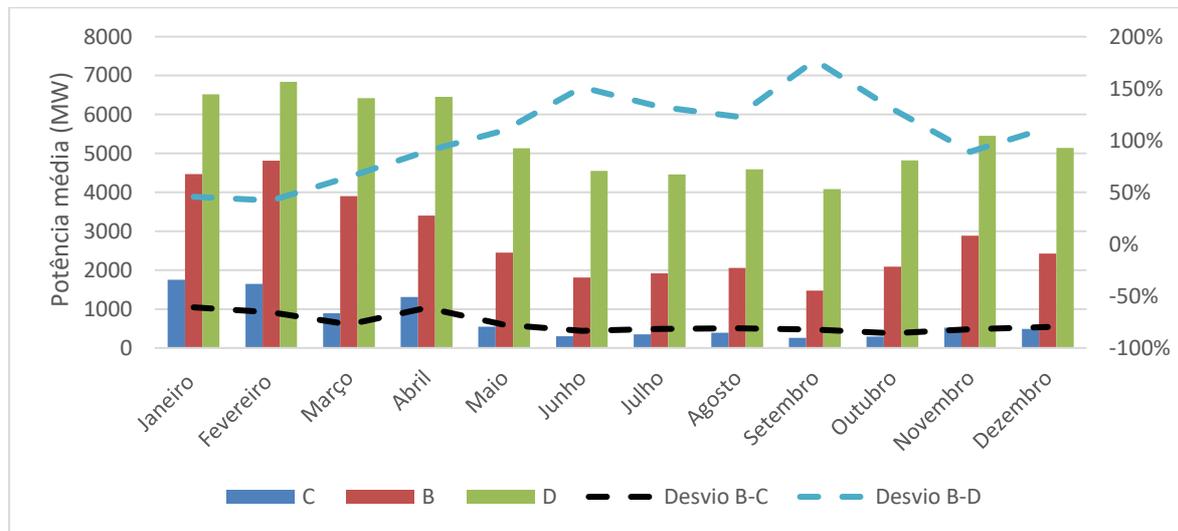


Figura 15 – Confronto da produção FER, dos cenários de 2030.

Na simulação aos cenários C e D, o EnergyPLAN emite alertas quando o utilizador corre o programa, de modo a advertir para uma possível rutura devido à falta de estabilidade por parte do sistema. Ao cenário C incorre um problema de défice de capacidade importação, com a capacidade PP1, PP2 e albufeira insuficiente para responder aos picos de consumo. Quanto ao cenário D, existe produção em excesso de eletricidade, crítica ao sistema. Na Tabela 12 é facilmente identificado a necessidade de importar mais do que o sistema é capacitado e o problema de excesso de eletricidade pelo indicador CEEP, que deveria ser 0.

Com 3500 MW de capacidade de interligação, o cenário C não consegue cumprir a todo instante a procura, uma vez que atinge a necessidade de importação máxima de 3557 MW a 11 de Dezembro. O esforço das térmicas e da interligação não compensa a fraca produção por parte das renováveis e a procura existente em dias tipicamente frios como os do período em questão. Os primeiros meses requerem importações inferiores, o que atesta a grande influência da hídrica patente no sistema português.

Em circunstâncias opostas, o cenário D atinge exportações de 7793 MW, um valor bastante superior ao permitido. O excesso de produção ocorre ao longo do ano, mas os meses de Fevereiro, Março e Abril correspondem a 88,4% dos 1,68 TWh críticos para o sistema. Os restantes encontram-se mais estáveis, com Setembro e Agosto a obter os valores CEEP inferiores do ano. Os meses de maior produção coincidem com os meses de maior pluviosidade.

Optou-se por corrigir o problema e garantir a estabilidade na rede, com o critério de priorizar as energias renováveis no modelo EnergyPLAN. Em $C_{\text{corrigido}}$, por um processo iterativo, aumentou-se a capacidade da térmica alimentada por biomassa até o problema de défice de importação desaparecer, existindo uma transição de 436 MW instalados para 493 MW. Por outro lado em $D_{\text{corrigido}}$ foi diminuída a capacidade térmica a gás e, não sendo suficiente, foi reduzida também um pouco a instalação eólica projetada para 2030. Esta diminuição foi atingida pela desclassificação das centrais de Lares, de Pego CCGT, de cogeração a gás e ainda uma redução em 125 MW, dos 1013 MW eólicos previstos a ser instalados.

Como consequência das sugestões implementadas na simulação, no cenário $C_{\text{corrigido}}$ há uma redução nas importações com o novo máximo de 3500 MW, cumprindo o limite imposto. Em

$D_{\text{corrigido}}$ as exportações baixam significativamente, cumprindo o limite, ao mesmo tempo que as importações sobem de forma a compensar a redução da capacidade instalada.

No caso de 2014, apesar do ano ter apresentado índices de produtividade hídricos e eólicos favoráveis, o sistema é ainda importador. O cenário pessimista reflete também a necessidade de importar um considerável montante de energia, o que advém da fraca produção de fontes intermitentes. Apesar de existir maior potência instalada dessas tecnologias do que em 2014, estas não são suficientes para compensar a diminuição das centrais térmicas convencionais a carvão, sendo o cenário mais importador. Inversamente, o cenário otimista é um sistema claramente exportador. Numa posição central (cenário B), o ano de 2030 continua a ser um ano exportador, mas numa situação substancialmente menor.

Na Tabela 12 enumera-se a percentagem representativa da importação e exportação no consumo energético do sistema. O cenário A é o mais equilibrado em termos de balanço em importar e exportar, não atingindo metade do limiar da capacidade de interligação em 2014, 2700 MW. O cenário B, genericamente, abrange valores menos significativos quando analisados no seu total, mas para responder a excessos de produção requer, em alguns momentos, da capacidade total de interligação e de utilizar a bombagem, como se vai observar na Tabela 12. A importação corresponde a percentagens expressivas em cenários pessimistas, tal como em exportações em cenários otimistas.

O forte contributo da interligação com Espanha nas simulações efetuadas para a estabilidade do sistema, em cenários extremistas de produção FER, é um bom indicador da importância da interligação do sistema energético para a integração das energias renováveis no sistema nacional energético.

Tabela 12 – Balanço importação-exportação

Cenários	TWh/ano					
	A	B	C	$C_{\text{corrigido}}$	D	$D_{\text{corrigido}}$
Importações	4,08	0,41	7,46	7,10	0,01	0,57
Exportações	3,46	2,66	0	0	17,96	12,24
Saldo Importador	0,62	-2,25	7,46	7,10	-17,95	-11,67
CEEP	0	0	0	0	1,68 ¹	0
Máx Importações	2441	2327	3557 ²	3500	1128	3396
Máx Exportações	2614	3500	0	0	7793 ²	3500
% Importada	8,4%	0,8%	14,3%	13,6%	0,0%	1,1%
% Exportada	7,1%	5,1%	0,0%	0,0%	34,3%	23,4%

¹Indicador de excesso crítico de produção de eletricidade

²Excede o limite técnico da capacidade máxima de linha de transmissão

Os cenários C e D, agora corrigidos, são estáveis e tecnicamente viáveis. Retificações que proporcionam a avaliação e comparação entre cenários mais exequíveis. Daqui para diante, deuse preferência a análise dos resultados dos cenários corrigidos, porém de forma que a leitura seja facilitada os cenários continuarão a ser designados por C e D, mas agora com os novos valores.

De forma a analisar como o sistema se comporta para cumprir a procura exigida foram extraídas as primeiras 100 horas, conforme a Figura 16 ilustra, do cenário mais importador simulado, isto

é, o cenário C. A linha PP1 representa no EnergyPLAN o carvão e a biomassa. Como no cenário C não há capacidade instalada de centrais a carvão, esta reflete toda a energia elétrica produzida pela biomassa. A linha PP2 corresponde à eletricidade produzida em centrais a gás.

As centrais a biomassa e gás produzem eletricidade durante todo o período em análise, com biomassa a produzir de forma constante na sua capacidade máxima. As exportações são nulas e as importações verificam-se quando a produção a gás está na sua capacidade máxima. Como verificado na validação do *software*, as centrais térmicas são a fonte primária ao ajuste dos picos de consumo. Aqui solidifica-se a ideia que as centrais térmicas, numa análise técnica, é o primeiro método de responder ao consumo e a interligação com Espanha é acionada quando estas não conseguem cumprir com a procura.

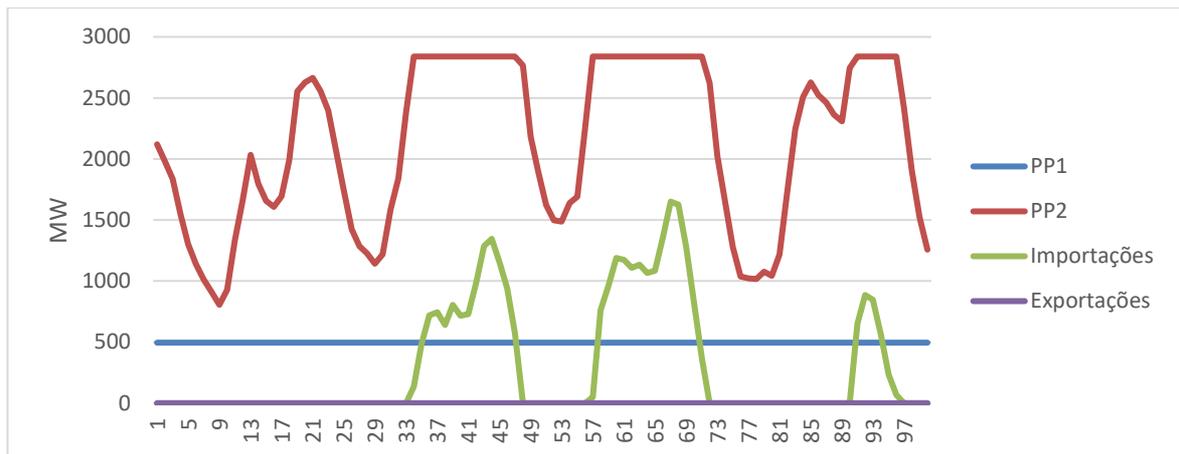


Figura 16 – Estratégia de resposta de consumo

Verifica-se que o modelo EnergyPLAN tende a utilizar a capacidade térmica inserida em PP1 numa primeira fase e que PP2 será a segunda via de resposta à procura energética. Os primeiros 3 dias do ano no cenário B, exibidos na Figura 17, reforçam a mesma ideia. Quando não esta a ser aproveitada a capacidade máxima em PP1, a produção a gás é nula ou praticamente nula. O motivo de se exportar e em simultâneo a térmica produzir é a exigência do sistema de que os centros estabilizadores forneçam no mínimo 30% da energia produzida.

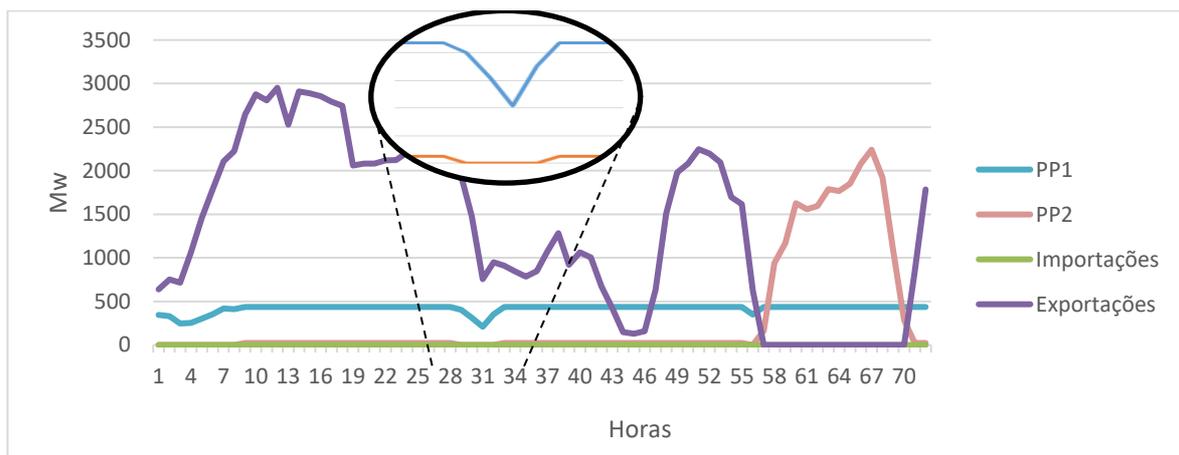


Figura 17 – Estratégia de priorização térmica

Na gestão do excesso de produção é possível observar nas simulações dois mecanismos utilizados. O primeiro e mais evidente é a exportação, o segundo é bombagem hidroelétrica. O EnergyPLAN ainda permite ativar um número de medidas de redução de excesso crítico de produção de eletricidade, mas para esta análise não foi acionada nenhuma delas.

O desempenho das grandes hídricas é realizado por um processo iterativo, primeiro, apenas analisa as limitações técnicas, depois é realocada na melhor forma para evitar excessos de produção. Na possibilidade de reversibilidade por parte das centrais, a bombagem é usada para evitar excessos de eletricidade, prevenindo situações de CEEP.

Os cenários exportadores são os únicos a recorrerem à bombagem hidroelétrica, com 0,05 e 0,1 TWh mobilizados no seu funcionamento. Foi explorado quando é que o EnergyPLAN aciona a bombagem num processo de experimentação no *software*. O armazenamento domina a interligação quando concilia a estratégia de estabilização, a capacidade instalada do sistema e produtividade renovável alta. Lembre-se que, como requisito de estabilização, é exigido 30% da energia provenha dos estabilizadores selecionados. Assim quando as albufeiras provocam no sistema excesso de energia para cumprir o requisito, estas operam com a bombagem, acumulando energia nos reservatórios.

Esta energia armazenada pelas centrais hidroelétricas reversíveis consegue diminuir a produção térmica, se utilizada em alturas adequadas. Outra virtude da sua exploração consiste em usufruir de uma estratégia mais rentável economicamente, armazenando energia em períodos de custos baixos e vendendo-a noutros de preço mais elevado.

Os fatores de capacidade médios das energias renováveis intermitentes dos 4 cenários simulados encontram-se agrupados na Figura 18. O cenário A não inclui no sistema energia eólica *offshore*, nem a energia pelas ondas, pelo que não tem qualquer fator associado a estas tecnologias. Recorde-se ainda que este cenário foi um ano favorável à disponibilidade de fontes renováveis. O cenário mais benéfico às energias renováveis é o D e o pior é o C, pois compreende os fatores mais baixos.

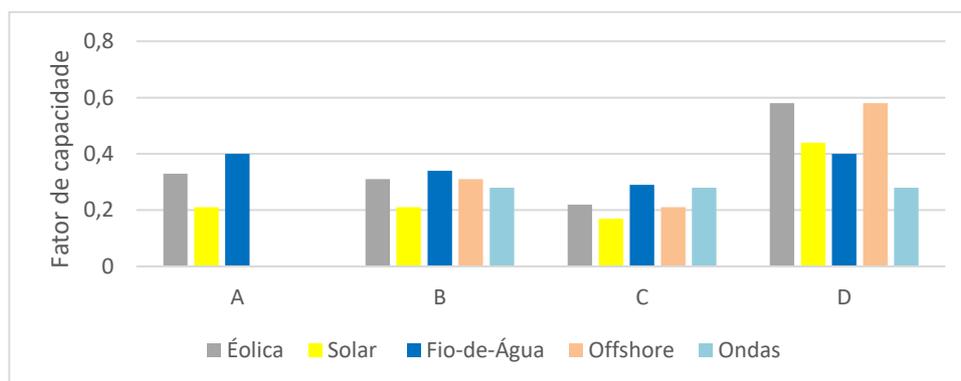


Figura 18 – Fatores de capacidade

Os cenários C e D, como cenários extremos, são os mais distintos. Quanto ao cenário B, este situa-se numa posição mediana nos seus resultados, devido aos valores dos índices de produtividade hídrico e eólico historicamente médios. O fator relativo à energia produzida por ondas é uniforme, devido a esta ter sido considerada constante na construção dos cenários. As fontes de energia mais flutuantes são a energia solar e a eólica, fazendo a hídrica a que sofre menor variação de capacidade entre os cenários simulados, em termos médios.

No pior dos cenários, a energia solar possui um fator de capacidade médio de 0,17 e, na melhor das hipóteses, 0,44. Relativamente à eólica adquire o seu fator varia de 0,22 a 0,58. As ondas têm o fator de 0,28 e, por último, a energia hídrica, com a menor amplitude, atinge valores entre 0,29 a 0,40.

A fonte hídrica é a energia com maior contributo ao longo dos cenários, exceto no cenário D. Em condições otimistas a energia eólica e solar nutrem de maior potencial, com um fator de capacidade superior ao hídrico.

A análise da produção discriminada é contemplada em percentagem, em função do consumo de cada cenário, na Figura 19. Frisa-se que o consumo do cenário A é 48,82 TWh/ano e dos restantes 52,32 TWh/ano.

As FER representam uma grande parcela do consumo energético nacional nos cenários simulados, exceto o cenário C. A eólica é a fonte de energia renovável com maior impacto no sistema, exceto, mais uma vez, no cenário C. A energia hídrica, genericamente, tem grande influência no sistema energético, dispondo de participações expressivas para o sistema pelas diferentes tecnologias. Ao combinar a energia produzida pelas albufeiras, mini-hídricas e centrais a fio-de-água, a fonte hídrica corresponde à FER de maior relevância. Contudo, no cenário D, este conjunto representa 48,2% da procura, participação ultrapassada pelos 53,2% eólicos. Pois, num contexto otimista, o fator de capacidade eólico (0,58) reflete o seu grande potencial em 43,1% de eletricidade produzida. A energia solar, entre as já enumeradas acima, é de menor importância. Destaca-se a capacidade instalada bastante inferior como um motivo para que isto aconteça. No entanto, de modo geral, o seu fator de capacidade também é inferior, mas sendo uma tecnologia com menor conhecimento desenvolvido a possibilidade deste indicador subir num cenário otimista é mais iminente. Quando considerado o percentil 0,95 do @Risk, o fator de capacidade da energia solar supera o da energia hídrica.

Relativamente à introdução de novas tecnologias, embora tenham sido considerados fatores de capacidade relativamente bons, quando comparados com as outras fontes, as produções destas têm um impacto reduzido no sistema. Isto acontece por possuírem uma capacidade instalada ainda pouco significativa.

Além de se introduzir novas tecnologias nos cenários ao ano 2030, as centrais a carvão foram desclassificadas. Com a ausência desta tecnologia, a estratégia do EnergyPLAN, já averiguada, tende a utilizar as centrais térmicas restantes para responder ao consumo exigido. A primeira consequência é a concentração da produção das restantes centrais em PP1, neste caso o aumento de energia proveniente de centrais a biomassa no cenário B e C. A segunda consequência surge pela capacidade instalada destas centrais bioenergéticas ainda ser pequena nesse ano, existindo assim o aumento de produção das centrais a gás. A produção por tecnologias a gás ganha proeminência no cenário B e C, mas principalmente em C (45% do consumo).

Em 2030, na perspetiva de um cenário central, a integração de energias renováveis proporciona um sistema tecnicamente viável, mais independente de importações e menos poluente para o ambiente. Se estivermos perante um cenário pessimista com os índices de produtividade FER mais reduzidos, as energias renováveis não são suficientes para sustentar o sistema nacional. Com apenas 31,4% participação de energias renováveis na procura, o cenário C fica dependente da interligação ao mercado MIBEL e das centrais térmicas para corresponder à procura exigida. Nota-se que, ao cenário C, foram acrescentados 60 MW às instalações de centrais a biomassa de forma a garantir estabilidade na rede. No caso do cenário D, a produção de energia renovável é capaz de sustentar o sistema quase na sua totalidade, com as energias não FER apenas a contribuir com 2% para o consumo existente. Em termos globais, o cenário D produz 23,4% de energia que o sistema não consegue consumir, derivado do excesso de produção das FER. Por processo iterativo, através do EnergyPLAN, determinou-se uma alternativa para transformar o sistema 100% renovável, onde a capacidade das centrais a biomassa teria de aumentar de 436 MW a 1492 MW e ainda assumir novamente os 5554 MW eólicos instalados.

As deduções feitas à Tabela 12 vêm se a confirmar na Figura 19, cenários com forte integração das energias renováveis colocam o país em condições de exportador. Em oposição, cenários com uma queda produtiva acentuada das FER conduzem a um sistema maioritariamente importador.

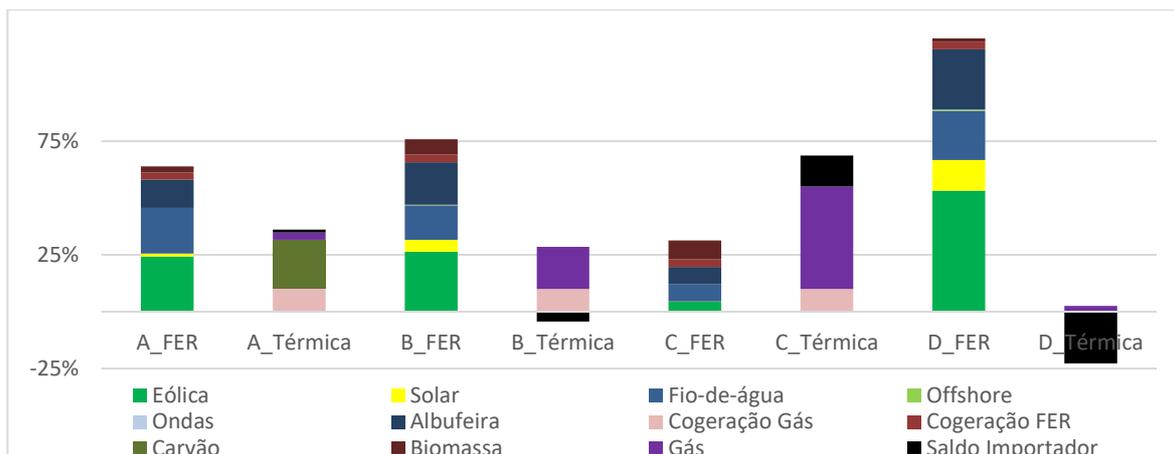


Figura 19 – Integração FER, por cenário

Na Figura 20 foram agregados os diagramas de carga da rede das 4 épocas sazonais do cenário B. O primeiro diagrama diz respeito ao Inverno e é o dia de ponta anual. Os restantes dias foram seleccionados por representarem dias característicos das épocas sazonais de Primavera, Outono e Verão (REN, 2014a).

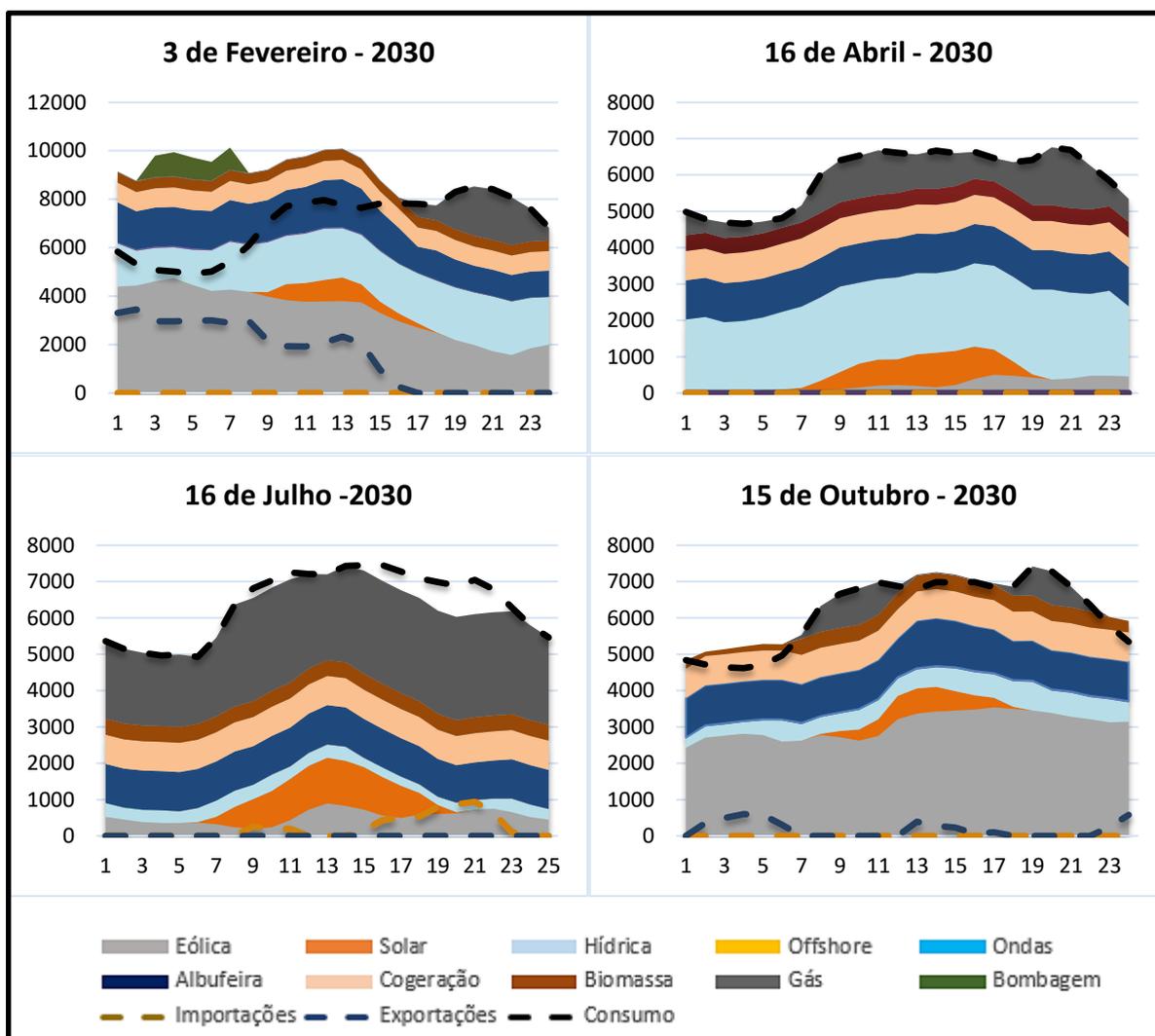


Figura 20 – Diagramas de carga sazonal

A 3 de Fevereiro existe uma contribuição robusta pelas FER, mais especificamente a eólica e hídrica. A exportação ocorre nas primeiras horas de forma considerável, diminuindo consoante a redução de produção das renováveis.

A 16 de Abril conta com uma participação volumosa de energia hídrica, acompanhada de fracas contribuições das restantes renováveis. O que leva ao aumento da produção a gás. A 15 de Outubro a eólica é a fonte dominante no diagrama de cargas, com um regime hídrico menos relevante aos casos anteriores. Em certos momentos do dia é imprescindível o auxílio de produção a gás e outros onde foi possível exportar.

Um dia típico de Verão usualmente é seco e o dia 16 de Julho de 2030 vai de encontro a esta realidade. A energia hídrica regista uma queda na sua produção notável, tal como a eólica. Este dia funciona o oposto ao dia de ponta, isto é, invés de um dia favorável à hidraulicidade é um dia seco, favorecendo a energia solar. Nesta época vê-se uma maior produção por parte das térmicas, com a diminuição da participação das FER no Verão. E em alguns momentos do dia foi necessário importar energia.

O comportamento sazonal e a correlação entre o leque das fontes de energia podem fornecer indicações interessantes sobre como a combinação de investimentos, no portefólio energético, afetará o sistema. Tecnologias com o mesmo tipo de origem, naturalmente, variam de forma semelhante, como é o caso da eólica *onshore* e *offshore* ou entre as hídricas. A produção solar é mais ativa no mês de Abril e Julho, meses onde a eólica diminui consideravelmente.

A confrontação entre os dados da Figura 20 e os da Tabela 13, calculados pelo @Risk, demonstra as mesmas constatações acima mencionadas. A míni hídrica e a afluência possuem entre elas correlações muito fortes (0,902) e com a fio-de-água forte (0,790). Entre a eólica *onshore* e *offshore* também existe um comportamento muito semelhante. A solar correlaciona-se com a central a fio-de-água de forma positiva e fraca (0,040), mas com as outras fontes intermitentes fá-lo negativamente, sugerindo que, quando a produção de eletricidade pela hídrica e eólica baixa, a produção solar PV sobe. Observa-se que estes valores não contam com a tecnicidade das tecnologias e são valores anuais, no entanto permitiu perceber que as correlações calculadas pelo *software* corroboram com a análise dos digramas de carga sazonais. A combinação entre as potências da solar e eólica, para diminuir o risco de CEEP ou problemas de importação, pode ser benéfica, mas a solar apenas produz durante o dia. Esta medida teria que ser analisada, por exemplo, com a introdução de armazenamento de eletricidade.

Tabela 13 – Correlação entre as energias renováveis intermitentes

	Mini-Hídrica	Fio-de-Água	Eólica	PV	Offshore	Afluência
Mini-Hídrica	1,000					
Fio-de-Água	0,790	1,000				
Eólica	0,356	0,117	1,000			
PV	-0,029	0,040	-0,219	1,000		
Offshore	0,356	0,117	1,000	-0,219	1,000	
Afluência	0,902	0,653	0,448	-0,179	0,448	1,000

Averigua-se da análise técnica que o mais provável é atingir-se a redução das emissões de CO₂ e a dependência energética, aumentando a participação das FER a nível nacional, num contexto com índices de produtividade médios. No entanto os riscos inerentes das renováveis centram-se na sua disponibilidade, por isso, uma estratégia baseada nelas pode destabilizar a rede

elétrica. Em situações extremas, as projeções indicam que será fundamental efetuar correções no sistema para que este seja fiável. Num cenário pessimista, o ano 2030 poderia ser marcado como um dos piores anos às metas pretendidas, resultando em potenciais penalizações nas emissões de CO₂. Numa perspetiva otimista, o sistema poderia aproximar-se de ser 100% renovável já em 2030, além das expectativas.

Mecanismos de controlo e governação de produção são vitais à inclusão FER. A interligação com Espanha prova ser bastante positiva, porém as semelhanças meteorológicas entre os dois países inspiram a complementá-la a outros métodos como o armazenamento de energia.

6.2 Análise Económica e Ambiental

A análise que se segue centra-se na aplicação do tratamento de dados económicos recolhidos aos resultados otimizados tecnicamente pelo EnergyPLAN, em Excel. A determinação dos custos e o método utilizado encontra-se em detalhe no Anexo V.

Os cenários com os fatores de capacidade médios FER mais elevados, de ponto de vista financeiro, são os mais vantajosos com menores custo por MWh. O cenário D emerge promissor, superando os custos anuais associados aos investimentos com os melhores custos marginais. Sendo um cenário próximo de ser 100% renovável, os custos de combustível e licenças de emissões de CO₂ são diminutos. E, no momento em que é incluído o balanço das importações e exportações, o custo médio baixa de 35,82 €/MWh para 22,60 €/MWh, um valor notável. Verifica-se um preço de exportar a 47,51 €/MWh, valor superior ao custo de produzir nacionalmente, sendo estrategicamente interessante produzir para vender. No entanto, com condições climáticas semelhantes na Península Ibérica a estratégia pode não ser sustentável.

Equiparando o ano de 2014 com o cenário mais provável para 2030, B, o segundo revelou-se ser mais oneroso, com um custo médio superior. O valor mais alto do custo deve-se aos investimentos efetuados na mudança do sistema, mas também à subida dos custos marginais. Estes sucedem-se, principalmente, com a substituição do carvão pelo gás, combustível mais dispendioso, e à sua subida de preço, assumida durante o intervalo de tempo percorrido. O custo médio desce ligeiramente com a entrada exportações, todavia o preço de importar é um pouco inferior ao custo de o sistema produzir. Esta margem pode ser suficiente para numa otimização económica reduzir a produção térmica e privilegiar a ligação com Espanha.

Quanto à situação no cenário C é inversa ao D, com os custos marginais a penalizarem gravemente os custos médios. Tal como no cenário B, a produção térmica é composta por biomassa e gás. Com a capacidade de biomassa limitada, o consumo do gás cresce drasticamente para balancear a queda de oferta renovável. À semelhança dos combustíveis, os preços das licenças de carbono sobem até 2030. O saldo importador piora a situação, subindo os custos médios para 94,6 €/MWh. Contudo, a hipótese de produzir mais, para evitar importações, pediria um custo superior. Assim, como discutido no cenário B, numa otimização económica o cenário provavelmente importaria mais e a térmica seria reduzida.

Denota-se que as incertezas de disponibilidade FER, que transitam para a análise económica, impactam avultosamente numa otimização meramente técnica. A ligação entre o peso dos custos no cenário com a sua origem ilustrada na Figura 21 auxilia na perceção deste fenómeno.

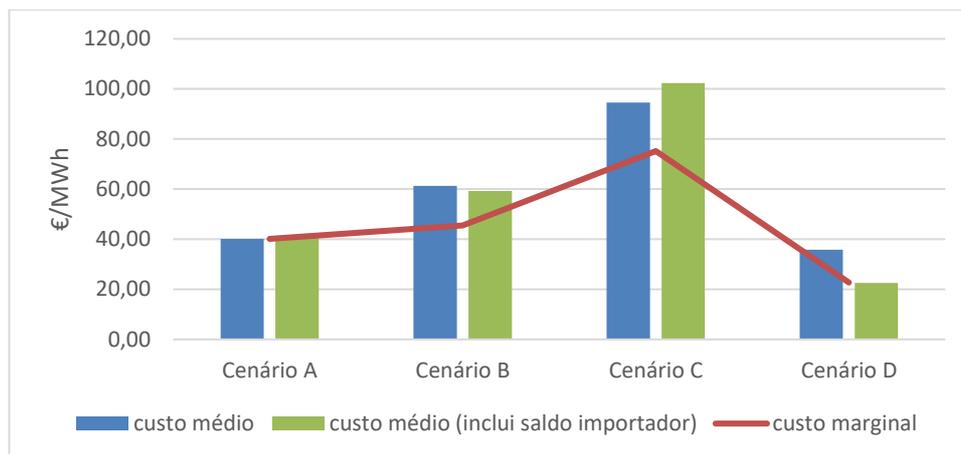


Figura 21 – Custo médio e marginal dos diferentes cenários

O gráfico da Figura 22 ilustra o custo anual por categoria em cada cenário. Os investimentos realizados para 2030 são semelhantes e constituem uma parcela relevante às despesas, porém são diluídos anualmente de forma constante, pelo que acabam por ser superados comparativamente aos custos O&M fixos. Estes estão interrelacionados, aumentando os seus custos de manutenção à medida que incrementam a potência instalada no sistema. Assim, numa análise de portfólios de investimentos é estratégico ter em consideração a sua relação com os custos fixos, uma vez que ao investir em tecnologias FER estão a incrementar despesas de O&M, independentemente do seu uso. Desta forma, apesar de no cenário C as FER serem fracas quando comparadas a D, o custo total das FER mantém-se próximo em ambos os cenários.

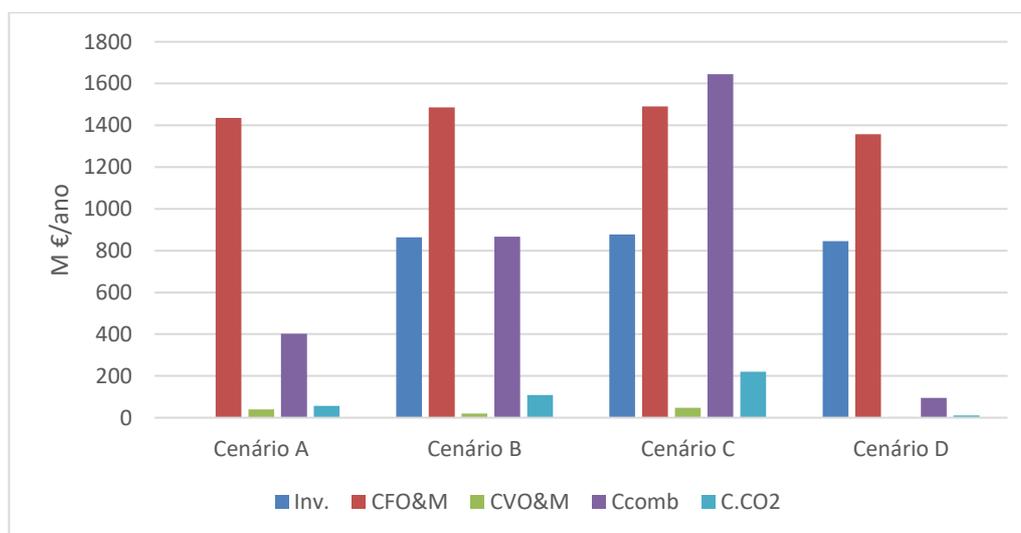


Figura 22 – Decomposição de custos anuais por cenário

O terceiro agente são os custos dos combustíveis, seguido das licenças de carbono e por último os de O&M variáveis. Entre A e B verifica-se o impacto dos combustíveis no futuro, com um crescimento nestes custos de cerca de 116%, embora a sua quota de participação na produção seja semelhante. Num caso extremo, os resultados do cenário C refletem o aumento de 310% no gasto anual em combustível relativamente ao ano 2014, sem contar com as compras das licenças de CO₂.

Ao examinar o mérito de cada tecnologia, Anexo V, salienta-se as hídricas e a térmica a gás. No primeiro caso, devido aos investimentos realizados nas albufeiras e abrangerem gastos significativos em O&M, nomeadamente de reforço a partir de meia vida técnica. Quanto ao gás natural sobressai negativamente em contextos pessimistas e esmorece em otimistas. Os dados

recolhidos da eólica e solar aparentam ser atrativos com rácios €/MWh interessantes para a sua inclusão no sistema energético.

A estimação dos investimentos e custos incorridos são difíceis de se obter e apresentam diversas incertezas e, para definirmos o impacto da margem do erro, é feita uma análise de sensibilidade aos preços mais baixos e mais altos que se assume possível.

Na Figura 23 depara-se com o mesmo padrão entre cenários, os mais renováveis continuam a ser os de menor custo e o pior cenário permanece o C. A mesma tendência numérica salvaguarda a análise efetuada anteriormente, porém custos baixos beneficiam economicamente a entrada das FER, quando comparado com o sistema atual, ao mesmo tempo os altos encarecem essa inclusão.

A análise permite pressupor no pior dos cenários um custo médio de 116,43 €/MWh no cenário C, um valor bastante longe da melhor hipótese do cenário D, 21,01 €/MWh. A disponibilidade dos recursos energéticos dita qual será o melhor cenário, definindo limites extremos. A análise de sensibilidade à precisão dos dados recolhidos conjuga essa exploração de resultados estabelecendo novos limites, necessários para a tomada de decisão consciencializada do que poderá acontecer.

É perceptível o impacto dos custos fixos estimados na análise económica, consequência da complexidade de que é projetar valores de mercado, aliado ao peso que estes têm no custo médio e marginal.

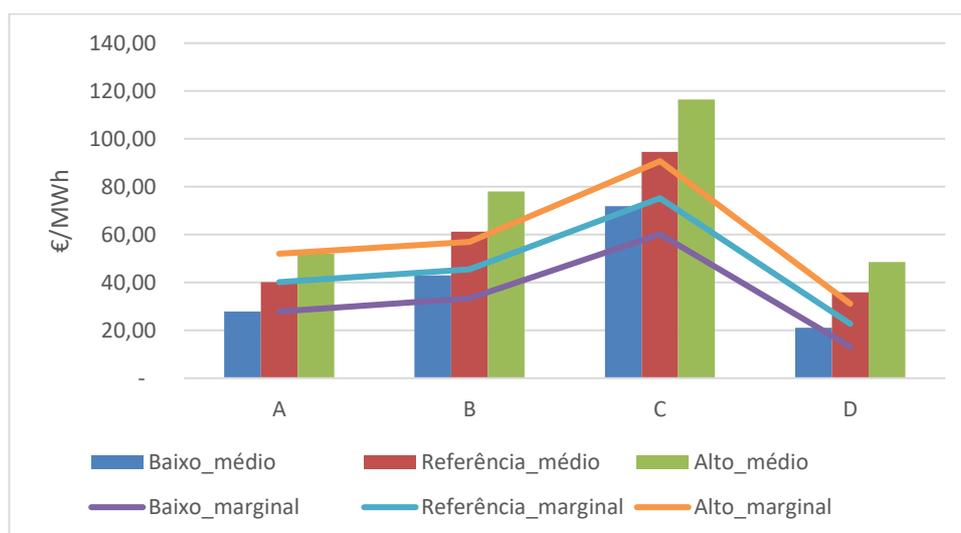


Figura 23 – Análise de sensibilidade aos custos de operação e manutenção

A previsão dos preços de combustíveis a longo prazo é imprecisa, provocando insegurança nas estimativas. Para perceber a sua influência são recalculados os custos médios, de forma a determinar a sensibilidade do sistema às suas oscilações.

Na Figura 24 não se reconhece modificações no cenário A, uma vez que o preço a 2014 é conhecido. No otimista o impacto é impercetível, protegido pelas FER, e, nos anos em que a eólica e hídrica seja escassa, o efeito é inverso e acaba por sofrer variações elevadas, no caso do cenário C oscila 14,55 €/MWh.

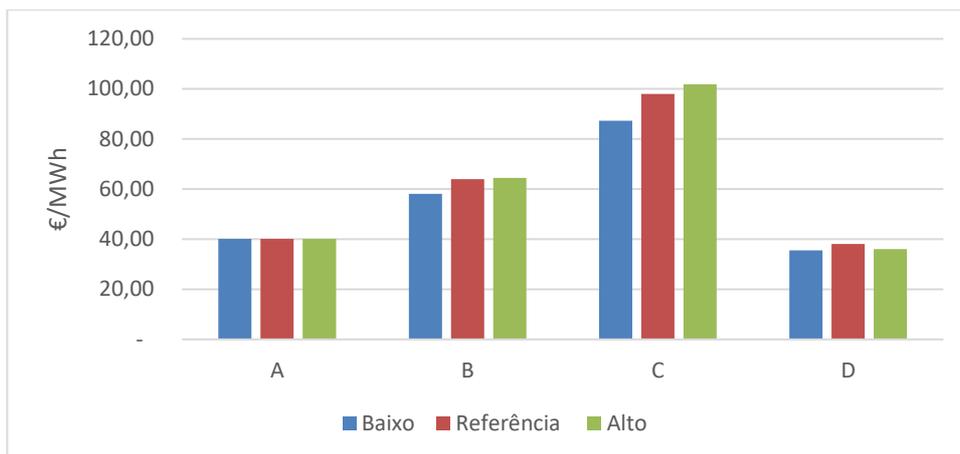


Figura 24 – Análise de sensibilidade aos custos de combustíveis

Os resultados da Figura 25 demonstram o benefício ambiental patente nas mudanças do sistema implementadas. Coexistir perante as toneladas de CO₂ emitidas para a atmosfera em 2014 no futuro seria severo para o meio ambiente e a sustentabilidade. Relembre-se que o cenário A é simulado num ano favorável à produção hídrica e eólica, proeza que se não tivesse acontecido penalizaria ainda mais o valor.

Numa vertente negativa, para 2030, o cenário C resultaria em emissões de 9,65 milhões de toneladas. No entanto, o cenário A consegue ser mais prejudicial, embora o consumo seja consideravelmente menor. A causa reside na desclassificação da central a carvão que conduz à sua substituição pelo gás, cujo índice de emissão (0,35) é substancialmente menor que o do carvão (0,84). É assim capaz de emitir menos 2 milhões de toneladas para o ambiente do que o cenário A. O que significa que mesmo em condições pessimistas, a troca para gás natural é positiva para o ecossistema.

O cenário D apenas contribui com 0,48 milhões de toneladas, o que representa 4% das emissões em 2014, notícias promissoras para um futuro descarbonizado. Os cenários 100% renováveis que se pretende atingir eliminaram a queima dos combustíveis fósseis, reduzindo praticamente no seu total a emissão de CO₂, na produção de energia.

O impacto negativo no ambiente não é considerado na análise económica que pode ter, por exemplo, na agricultura, nem os proveitos sociais. Pelo que se deve ter em conta estes aspetos na aceitação ou rejeição dos planeamentos energéticos futuros.

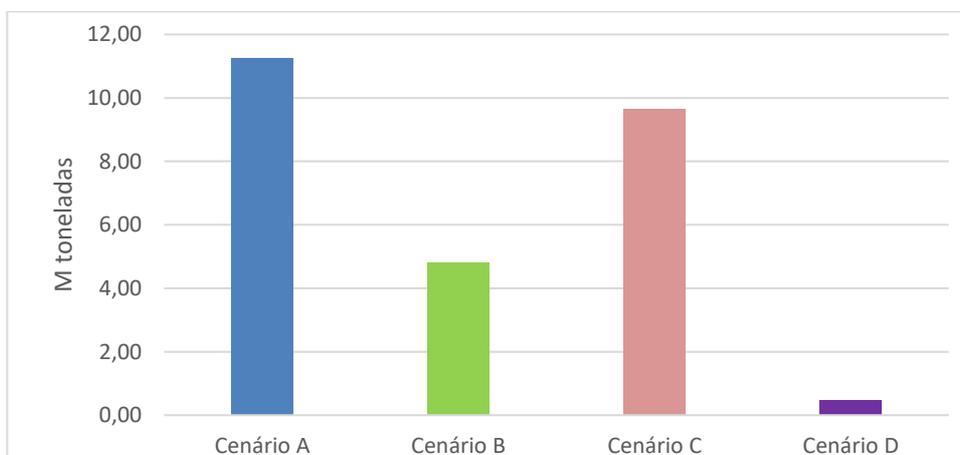


Figura 25 – Emissões de CO₂, por cenário

7. CONCLUSÃO

É inquestionável a influência do setor de energia na sociedade atual, quer para o desenvolvimento de um país, como para o ecossistema. No entanto, um mercado energético baseado em combustíveis fósseis negligencia um futuro sustentável, devido a questões de segurança de abastecimento a longo prazo e o impacto negativo da poluição no ambiente. Tendo em conta estes fatores, as tecnologias FER assumem um papel fundamental no fornecimento de energia, especificamente na produção elétrica onde é perceptível o seu crescimento a nível mundial.

A UE é um dos maiores impulsionadores ao desenvolvimento das FER. Desprovida de reservas de combustíveis fósseis, a UE tem interesse em encontrar alternativas, sustentáveis a longo prazo, que objetivem fortalecer a segurança no aprovisionamento de energia e fomentem a competitividade neste sector. Portugal, favorecido geograficamente e consciente das consequências negativas dos combustíveis fósseis, intervém positivamente na conquista das metas traçadas pela Europa que lhe permitirão reduzir a sua dependência dos países exportadores de petróleo e gás.

Embora as energias renováveis continuem a ser o meio de intervenção às alterações climáticas mais eficaz, a sua integração coloca o sistema elétrico numa posição vulnerável às incertezas e riscos associados às FER. A sua imprevisibilidade, oriunda da variabilidade no tempo e espaço das renováveis, tem-se demonstrado um dos maiores obstáculos à sua implementação. Paralelamente a esta problemática, outras fontes de risco como interesses políticos ou falta de fundos monetários podem impactar severamente nos objetivos definidos.

Dada a complexidade envolvente nesta temática, o estado reconhece a importância do planeamento energético para guiar a tomada de decisões. Esta abordagem permite verificar como as mudanças estruturais no setor energético afetarão a procura e a oferta, a médio e longo prazo, auxiliado pela construção de cenários, de forma a atender a incerteza associada ao planeamento. Porém, estes são baseados, geralmente, em dados determinísticos, pelo que não consideram devidamente os riscos de variáveis como a produção intermitente das FER.

Neste sentido, explorou-se de que modo a integração das energias renováveis irá impactar na sustentabilidade do sistema elétrico nacional em várias vertentes, nomeadamente a viabilidade técnica, repercussões económicas e ambientais. Com esta finalidade foram avaliados ao todo 4 cenários estratégicos do SEN, concebidos em contexto real e previsões verosímeis, por meio de informação disponível de instituições como a REN e DGEG. O funcionamento destes foram otimizados tecnicamente pelo modelo energético EnergyPLAN, num espaço temporal de um ano, minimizando o consumo do combustível e as trocas de energia entre Portugal e Espanha. De forma a contornar a natureza determinística do *software*, implementou-se o modelo @Risk na criação de séries probabilísticas de curto prazo das produções, com base em dados horários, o que possibilitou uma análise probabilística do risco associado à matriz energética portuguesa.

As simulações pelo EnergyPLAN são íntegras à realidade portuguesa, cuja representação do sistema electroprodutor é validada pela solução devolvida do cenário A, fiel ao contexto do ano 2014. O cenário A serve como de referência, caracterizado por parâmetros e restrições de um ano que já ocorreu, pelo que os dados introduzidos no *software* são credíveis. Os restantes designam-se de B, C e D, fruto de previsões para o ano de 2030 adaptadas do RSMA-E, diferenciaram-se pelo nível de risco probabilístico. O cenário B descreve as suposições mais prováveis, enquanto o C caracteriza circunstâncias pessimistas com um percentil 0,15 e o D otimistas com um percentil de 0,95.

Os resultados da otimização técnica do cenário B indicam uma participação FER significativa (75,9%) em 2030, garantindo um sistema elétrico tecnicamente viável, uma redução da emissão de GEE e da dependência energética. Contudo, em situações pessimistas ou otimistas na produção de energias renováveis, é evidente que a influência da variabilidade das FER exerce um papel proeminente na sustentabilidade do sistema. Em ambos os casos, a rede sofre de problemas de estabilidade mas em situações opostas, nomeadamente o cenário C teve problemas de importação e o D de exportação crítica.

Observou-se que, com a diminuição das centrais térmicas, estas não são suficientes para gerir a variabilidade da oferta. Assim, em momentos de grande procura, tipicamente dias frios, a interligação no cenário C não consegue compensar a fraca produção. Quanto ao excesso de exportação no cenário D ocorre em meses de maior pluviosidade, quantidade de eletricidade que a ligação com Espanha não consegue escoar. Estes problemas podem provocar ruturas no sistema e danos nos equipamentos da rede, realçando a importância de assegurar a estabilidade do sistema elétrico. Posto isto, o forte contributo da interligação reforça a relevância da conectividade com Espanha na integração das energias renováveis.

Os cenários foram ligeiramente modificados, eliminando o défice de importação no cenário C e o excesso de exportação no cenário D. No primeiro, acionou um acréscimo da produção a biomassa e, no segundo, um decréscimo acentuado no consumo do gás, aproximando-se de um cenário 100% renovável com apenas 2,6% de produção a gás a responder à procura de energia.

A análise discriminada da produção por cada tipo de tecnologia permitiu verificar em maior detalhe a sua contribuição no consumo energético. A FER de maior magnitude no sistema elétrico português é a hídrica, exceto no cenário D, onde a eólica supera-a devido ao aumento da sua potência instalada e um fator de capacidade médio de grande potencial (0,58). As tecnologias hídricas já atingiram a sua maturidade, desempenhando um papel crucial na produção nacional e de armazenamento de energia, no caso das albufeiras. A tecnologia eólica já possui também um peso considerável na rede elétrica, que tenderá a aumentar no futuro. Deste modo, o índice de produtibilidade destas duas fontes dominantes afetará em grande escala a estabilidade do sistema. A energia solar e as novas tecnologias instaladas produzem em dimensões bastante inferiores, mas destaca-se que num cenário otimista a energia solar representa 13,5% da procura elétrica em 2030, um valor que pode ser relevante no sistema em momentos de baixa produção por via eólica, por exemplo. Com a desclassificação das centrais a carvão, apenas está prevista a utilização de combustível a gás e biomassa. A mudança provoca um aumento destes dois combustíveis, situação agravada principalmente no cenário C pela fraca produção das energias renováveis intermitentes.

Os diagramas de carga sazonais foram construídos a partir dos dados das simulações do cenário B, em dias típicos de cada estação. O dia de ponta, 3 de Fevereiro, é um dia favorável à produção FER, especialmente a eólica e a hídrica, existindo necessidade de exportar durante as primeiras horas. O dia 16 de Abril, um dia tipicamente chuvoso, teve alta produtividade hídrica, porém a ausência da eólica exigiu a produção das térmicas para responder ao consumo. A 15 de Outubro a eólica domina os diagramas de carga, exportando em alguns momentos do dia. Por último, a 16 de Julho, período seco, caracteriza-se pela produção térmica elevada, com algumas horas a importar e fraca produção FER, favorecendo apenas a produção solar. Contudo, esta é uma tecnologia com pouca potência instalada no sistema, pelo que não conseguiu compensar a redução da produção por outras energias renováveis. Por outro lado, a solar acaba por diminuir a variabilidade da eólica e hídrica, sugerindo que, se explorarem em futuros investimentos a complementaridade das energias renováveis, a redução da variabilidade das FER pode acabar por ser beneficiada.

A avaliação económica teve como objetivo determinar e analisar os custos do sistema elétrico de cada cenário. Os resultados indicam que, num contexto de forte integração FER, a variabilidade inerente das energias renováveis é um fator crucial no custo total do cenário.

Os cenários mais atrativos financeiramente foram aqueles com fatores de capacidade médios das energias renováveis intermitentes mais elevados, D e A. O cenário D emerge com os melhores custos marginais pela redução no consumo de combustível e nas compras de licenças de emissões, beneficiando também do lucro das exportações. Numa situação inversa, os custos marginais no cenário C são penalizados gravemente pela produção elevada a gás. Quanto ao cenário BAU revelou-se mais oneroso que o estimado em 2014, justificado pelos investimentos efetuados e a subida de preços de combustíveis e licenças de emissão de CO₂.

A decomposição de custos anuais demonstra que a O&M fixa, a maior parcela de custos em todos os cenários, e os investimentos, fruto da integração FER, impactam severamente o custo médio do sistema em 2030. As despesas analisadas dos combustíveis levantam preocupações económicas no futuro, com um crescimento nos custos de 116% entre o cenário A e B e apenas um crescimento de 0,12% na produção térmica não renovável. Este resultado intensifica-se no cenário C, um caso extremo que resulta em custos mais elevados com produção de eletricidade a gás. Resulta um contraste expressivo entre estes custos e os do cenário D, que usufrui de uma produção FER rica para diminuir o consumo térmico.

Da apreciação do contributo de cada tecnologia para o custo médio, salienta-se as energias hídricas, especificamente a albufeiras. A sua dimensão no sistema, em conjunto com o reforço da estrutura a partir de meia vida técnica, torna estas tecnologias das mais dispendiosas nos cenários simulados, por via dos custos de investimentos e O&M fixos. A produção de eletricidade a gás também é uma componente assinalável nos custos médios dos respetivos cenários, à exceção do cenário D. Destaca-se ainda o mérito da energia eólica e solar com custos bastante competitivos em relação às restantes fontes energéticas, exceto em cenários pessimistas.

Da análise de sensibilidade efetuada à estimação dos investimentos e custos incorridos deparou-se com as mesmas relações e tendências entre cenários, salvaguardando as conclusões anteriores.

Numa ótica ambiental, as previsões são promissoras, revelando uma redução acentuada das emissões de CO₂, especialmente no cenário D. No cenário C, apesar de apresentar a maior produção térmica, as emissões são menores do que em 2014, enfatizando a estratégia portuguesa em promover as tecnologias a gás em detrimento ao carvão, mais poluente.

Sumariamente, os resultados permitiram visualizar uma integração das energias renováveis tecnicamente viável até 2030, que permitirá a redução da dependência energética e a redução das emissões de CO₂. No entanto, a variabilidade das FER representa uma variável importante no desempenho técnico e económico do sistema, colocando em causa a estabilidade da rede elétrica e a existência de preços acessíveis. A interligação desempenhou um papel importante na gestão elétrica do sistema, principalmente nos cenários otimistas e pessimistas, porém as condições climáticas semelhantes com Espanha podem pôr em causa esta estratégia.

7.1 Futuras investigações

Reconhece-se neste trabalho a importância de existir um planeamento estratégico capaz de orientar o desenvolvimento de um setor energético sustentável. No entanto, dada a dimensão das temáticas abordadas, esta dissertação está exposta a restrições de tempo e, por conseguinte, recomenda-se a sua exploração em futuros trabalhos.

O impacto da variabilidade das FER ficou patente neste trabalho, no entanto outros critérios de grande relevância como a procura elétrica foram assumidos como parâmetros determinísticos. Nesse sentido, seria útil a análise de múltiplos riscos que possam afetar a integração eficiente das energias renováveis. A investigação requer a identificação e classificação dos riscos, definindo-lhes prioridades. A finalidade do estudo consistiria em criar conhecimento e suporte na gestão dos riscos para apoiar a tomada de decisões.

Devido a limitações do modelo utilizado, EnergyPLAN, e de tempo, não se considerou nenhuma preocupação específica na utilização do armazenamento, interligação e produção térmica. Deste modo, sugere-se um estudo mais aprofundado às estratégias possíveis de adotar no sistema elétrico português na gestão do excesso de eletricidade, inclusive o papel do carregamento de carros elétricos neste âmbito. Complementarmente, pode levar-se a cabo a mesma análise numa ótica de mercado auxiliada por uma otimização económica. A introdução destas variantes permitiria a análise do impacto da inclusão FER sob outras perspetivas pertinentes.

Também seria interessante, em futuras investigações, incluir fatores de custos sociais e outras implicações ambientais, visualizando de que maneira muda o status quo dos cenários económicos. Por último, outra opção passa por analisar indícios de complementaridade das fontes renováveis para minimização do consumo de combustíveis fósseis e importações.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Akgün, A. A., van Leeuwen, E., & Nijkamp, P. (2012). A multi-actor multi-criteria scenario analysis of regional sustainable resource policy. *Ecological Economics*, 78, 19–28.
- Amin, A. (2015). How Renewable Energy Can be Cost-Competitive. *UN Chronicle*, 52(3), 8–11.
- Amorim, F., Pina, A., Gerbelová, H., Pereira da Silva, P., Vasconcelos, J., & Martins, V. (2014). Electricity decarbonisation pathways for 2050 in Portugal: A TIMES (The Integrated MARKAL-EFOM System) based approach in closed versus open systems modelling. *Energy*, 69, 104–112.
- Amorim, F., Vasconcelos, J., Abreu, I. C., Silva, P. P., & Martins, V. (2013). How much room for a competitive electricity generation market in Portugal? *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 18, 103–118.
- Butler, L., & Neuhoff, K. (2008). Comparison of feed-in tariff, quota and auction mechanisms to support wind power development. *Renewable Energy*, 33(8), 1854–1867.
- Carlsson, J., Fortes, M. del M. P., Marco, G. de, Giuntoli, J., Jakubcionis, M., Jäger-Waldau, A., ... Weidner, E. (2014). ETRI 2014 - Energy Technology Reference Indicator projections for 2010-2050. *JRC Science and Policy Reports*, 1–108.
- Coba SA. (2012). *Aproveitamento hidroeléctrico de carvão-ribeira. Sistema de Informação sobre Avaliação de Impacte Ambiental*.
- Coba SA, & Procel Lda. (2007). *Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico (PNBEPH). Report. Instituto da Água, IP*.
- Comissão Europeia. (2015). REGULAMENTO DELEGADO (UE) 2015/2402 DA COMISSÃO de 12 de outubro de 2015. *Jornal Oficial Da União Europeia*, L 333, 54–61.
- Connolly, D. (2015). Finding and Inputting Data into the EnergyPLAN Tool (The FIDE Guide). *Department of Development and Planning, Aalborg University*. Dinamarca. Consultado em 06/04/2017, disponível em www.EnergyPLAN.eu
- Connolly, D., Lund, H., Mathiesen, B. V., & Leahy, M. (2010). A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems. *Applied Energy*, 87(4), 1059–1082.
- Conselho de Reguladores do MIBEL. (2009). *Descrição do Funcionamento do MIBEL*.
- Cormio, C., Dicorato, M., Minoia, A., & Trovato, M. (2003). A regional energy planning methodology including renewable energy sources and environmental constraints. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 7(2), 99–130.
- Couture, T., & Gagnon, Y. (2010). An analysis of feed-in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment. *Energy Policy*, 38(2), 955–965.
- da Graça Carvalho, M. (2012). EU energy and climate change strategy. *Energy*, 40(1), 19–22.
- de Alegría, I. M., Andreu, J., Martín, J. L., Ibañez, P., Villate, J. L., & Camblong, H. (2007). Connection requirements for wind farms: A survey on technical requirements and regulation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 11(8), 1858–1872.
- Demirbaş, A. (2001). Biomass resource facilities and biomass conversion processing for fuels and chemicals. *Energy Conversion and Management*, 42(11), 1357–1378.
- Demirel, Y. (2013). Energy Sources. In Green Energy an Technology (Ed.), *Energy* (Energy, pp. 35–71). Springer, Cham.
- DGEG. (2009). *Summary of the national renewable energy policy*. Consultado em 12/07/2017, disponível em http://ec.europa.eu/energy/renewables/action_plan_en.htm
- DGEG. (2016). *Estatísticas rápidas nº 127 - Combustíveis Fósseis 2015*.
- DGEG. (2017a). *Energia em Portugal 2015*.
- DGEG. (2017b). *Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Eléctrico Nacional 2017-2030*, 97.
- EDP. (2015a). *Declaração Ambiental 2014. Central Termoelétrica de Sines*.
- EDP. (2015b). *Declaração Ambiental 2014. Central Termoelétrica do Ribatejo*.
- EDP Distribuição. (2017). *mudança de comercializador*. Consultado em 01/07/2017, disponível em <http://www.edpdistribuicao.pt/PT/MUDANCACOMERCIALIZADOR/MERCADOELECTRICO/Pages/a Liberalizacao.aspx>
- Eleftheriadis, I. M., & Anagnostopoulou, E. G. (2015). Identifying barriers in the diffusion of renewable energy sources. *Energy Policy*, 80, 153–164.
- Ellabban, O., Abu-Rub, H., & Blaabjerg, F. (2014). Renewable energy resources: Current status, future prospects and their enabling technology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 39, 748–764.
- Engelken, M., Römer, B., Drescher, M., Welpe, I. M., & Picot, A. (2016). Comparing drivers, barriers, and opportunities of business models for renewable energies: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 60, 795–809.
- ERSE. (2006). *Resolução da Assembleia da República n.º 23/2006*. Consultado em 12/07/2017, disponível em

- <https://dre.tretas.org/dre/196236/resolucao-da-assembleia-da-republica-23-2006-de-23-de-marco>
ERSE. (2017). Atividades do Setor. Consultado em 01/07/2017, disponível em <http://www.erse.pt/pt/electricidade/liberalizacaoosector/Paginas/default.aspx>
- European Commission. (2010). Energy 2020. A strategy for competitive, sustainable and secure energy. *Official Journal of the European Union*, 1346, 21. [https://doi.org/COM\(2010\) 639](https://doi.org/COM(2010) 639)
- European Commission. (2015). Energy Union Package. *Official Journal of the European Union*. Consultado em 28/11/2017, disponível em https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/international/paris_protocol/docs/com_2015_81_en.pdf
- European Commission. (2016a). DECISÃO DO CONSELHO relativa à celebração, em nome da União Europeia, do Acordo de Paris adotado no âmbito da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas. *Official Journal of the European Union*. Consultado em 28/11/2017, disponível em https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/international/paris_protocol/docs/com_2015_81_en.pdf
<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52016DC0110&from=EN>
- European Commission. (2016b). *EU Reference Scenario 2016: Energy, Transport and GHG emissions trends to 2050*. *Official Journal of the European Union*. <https://doi.org/10.2833/9127>
- European Commission. (2016c). Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources. *Official Journal of the European Union*, 382, 115. Consultado em 12/07/2017, disponível em https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1_en_act_part1_v7_1.pdf
- Fernandes, L. V. N. (2012). *Um sistema elétrico 100% renovável na geração de eletricidade: o caso português*. Dissertação de Mestrado em Gestão Ambiental, Universidade do Minho.
- Foley, A. M., Ó Gallachóir, B. P., Hur, J., Baldick, R., & McKeogh, E. J. (2010). A strategic review of electricity systems models. *Energy*, 35(12), 4522–4530.
- Fouquet, D. (2013). Policy instruments for renewable energy - From a European perspective. *Renewable Energy*, 49(11), 15–18.
- Gatzert, N., & Kosub, T. (2016). Risks and risk management of renewable energy projects: The case of onshore and offshore wind parks. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 60, 982–998.
- Hall, L. M. H., & Buckley, A. R. (2016). A review of energy systems models in the UK: Prevalent usage and categorisation. *Applied Energy*, 169, 607–628.
- Hiremath, R. B., Shikha, S., & Ravindranath, N. H. (2007). Decentralized energy planning; modeling and application-a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 11(5), 729–752.
- Hoicka, C. E., & Rowlands, I. H. (2011). Solar and wind resource complementarity: Advancing options for renewable electricity integration in Ontario, Canada. *Renewable Energy*, 36(1), 97–107.
- Hossain, M. S., Madlool, N. A., Rahim, N. A., Selvaraj, J., Pandey, A. K., & Khan, A. F. (2016). Role of smart grid in renewable energy: An overview. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 60, 1168–1184. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.09.098>
- Hourcade, J.-C., Jaccard, M., Bataille, C., & Ghersi, F. (2006). Hybrid Modeling : New Answers to Old Challenges Introduction to the Special Issue of The Energy Jo ... *The Energy Journal*, 27, 1–11.
- IEA. (2005). Variability of Wind Power and other Renewables: Management options and strategies. *IEA, Paris*, 36. Consultado em 20/07/2017, disponível em <http://www.iea.org/papers/2005/variability.pdf>
- IEA. (2011). Renewable Energy: Markets and Prospects by Technology. *IEA/OECD, Paris*. Consultado em 05/07/2017, disponível em https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Renew_Tech.pdf
- IEA. (2014). *World Energy Outlook 2014*. *OCED/IEA, Paris*. <https://doi.org/10.1787/weo-2014-en>
- IEA. (2016). Energy Policies of IEA Countries: Portugal. *OECD/IEA, Paris*. Consultado em 05/07/2017, disponível em https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Energy_Policies_of_IEA_Countries_Portugal_2016_Review.pdf
- Jackson, J. (2010). Promoting energy efficiency investments with risk management decision tools. *Energy Policy*, 38(8), 3865–3873.
- Jacobson, M. Z., & Delucchi, M. A. (2011). Providing all global energy with wind, water, and solar power, Part I: Technologies, energy resources, quantities and areas of infrastructure, and materials. *Energy Policy*, 39(3), 1154–1169.
- Johansson, B. (2013a). A broadened typology on energy and security. *Energy*, 53, 199–205.
- Johansson, B. (2013b). Security aspects of future renewable energy systems—A short overview. *Energy*, 61, 598–605.
- Jordehi, A. R. (2016). Parameter estimation of solar photovoltaic (PV) cells: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 61, 354–371.
- Joselin Herbert, G. M., Iniyar, S., Sreevalsan, E., & Rajapandian, S. (2007). A review of wind energy technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 11(6), 1117–1145.
- Kitzing, L., Mitchell, C., & Erik, P. (2012). Renewable energy policies in Europe : Converging or diverging ?

- Energy Policy*, 51, 192–201.
- Laha, P., & Chakraborty, B. (2017). Energy model – A tool for preventing energy dysfunction. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 73, 95–114.
- Lee, C. W., & Zhong, J. (2014). Top down strategy for renewable energy investment: Conceptual framework and implementation. *Renewable Energy*, 68, 761–773.
- Luckow, P., Stanton, E. A., Fields, S., Ong, W., Biewald, B., Jackson, S., & Fisher, J. (2016). *Spring 2016 National Carbon Dioxide Price Forecast*. Synapse Energy Economics. Synapse Energy Economics, inc.
- Lund, H. (2010). Chapter 4 – Tool: The EnergyPLAN Energy System Analysis Model. In *Renewable Energy Systems* (pp. 51–73).
- Lund, H. (2015). *EnergyPLAN – advanced energy systems analysis computer model. Documentation Version 12*. Aalborg, Denmark. Consultado em 06/04/2017, disponível em www.EnergyPLAN.eu
- Lund, H., & Münster, E. (2003). Modelling of energy systems with a high percentage of CHP and wind power. *Renewable Energy*, 28(14), 2179–2193.
- Lund, H., Werner, S., Wiltshire, R., Svendsen, S., Thorsen, J. E., Hvelplund, F., & Mathiesen, B. V. (2014). 4th Generation District Heating (4GDH). Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems. *Energy*, 68, 1–11.
- Mathiesen, B. V., Lund, H., & Karlsson, K. (2011). 100% Renewable energy systems, climate mitigation and economic growth. *Applied Energy*, 88(The 5th Dubrovnik Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems, held in Dubrovnik September/October 2009), 488–501.
- Mignon, I., & Bergek, A. (2016). Investments in renewable electricity production: The importance of policy revisited. *Renewable Energy*, 88, 307–316.
- Moura, P. S., & de Almeida, A. T. (2010). The role of demand-side management in the grid integration of wind power. *Applied Energy*, 87(8), 2581–2588.
- Nakata, T. (2004). Energy-economic models and the environment. *Progress in Energy and Combustion Science*, 30(4), 417–475.
- Nunes, L. J. R., Matias, J. C. O., & Catalão, J. P. S. (2017). Biomass in the generation of electricity in Portugal: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 71, 373–378.
- OMIP. (2017). MIBEL. Consultado em 01/07/2017, disponível em <http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/MercOmel/Paginas/Preços.aspx>
- Østergaard, P. A. (2009). Reviewing optimisation criteria for energy systems analyses of renewable energy integration. *Energy*, 34(9), 1236–1245.
- Østergaard, P. A. (2015). Reviewing EnergyPLAN simulations and performance indicator applications in EnergyPLAN simulations. *Applied Energy*, 154, 921–933.
- Painuly, J. P. (2001). Barriers to renewable energy penetration; a framework for analysis. *Renewable Energy*, 24(1), 73–89.
- Panwar, N. L., Kaushik, S. C., & Kothari, S. (2011). Role of renewable energy sources in environmental protection: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(3), 1513–1524.
- Parlamento Europeu. (2009). Directiva 2009/28/Ce. *Jornal Oficial Da União Europeia*, L 140, 16–62.
- Pereira, S., Ferreira, P., & Vaz, A. I. F. (2017). Generation expansion planning with high share of renewables of variable output. *Applied Energy*, 190, 1275–1288.
- Pina, A., Silva, C. A., & Ferrão, P. (2013). High-resolution modeling framework for planning electricity systems with high penetration of renewables. *Applied Energy*, 112, 215–223.
- Prasad, R. D., Bansal, R. C., & Raturi, A. (2014). Multi-faceted energy planning: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 38, 686–699.
- Presidência do Conselho de Ministros. (2013). Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013. *Diário Da República*, 70(I série), 2022–2091.
- Rangoni, B. (2012). A contribution on electricity storage: The case of hydro-pumped storage appraisal and commissioning in Italy and Spain. *Utilities Policy*, 23, 31–39.
- REN. (2014a). Caracterização da rede nacional de transporte para efeitos de acesso à rede em 31 de Dezembro de 2014.
- REN. (2014b). Informação Mensal do Sistema Eletroprodutor Dezembro 14, 2014.
- REN. (2017a). Electricidade Centro de Informação. Última consulta em 02/06/2017, disponível em <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/Paginas/CIHomePage.aspx>
- REN. (2017b). O SETOR ELÉTRICO. Consultado em 01/07/2017, disponível em http://www.ren.pt/pt-PT/o_que_fazemos/electricidade/o_setor_eletrico/#1
- REN 21. (2017). *Renewables 2017: global status report*. Paris: REN21 Secretariat. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.082>
- Ruester, S., Schwenen, S., Finger, M., & Glachant, J. M. (2014). A post-2020 EU energy technology policy: Revisiting the strategic energy technology plan. *Energy Policy*, 66, 209–217.
- Santos, M. J., Ferreira, P., & Araújo, M. (2016a). A methodology to incorporate risk and uncertainty in electricity

- power planning. *Energy*, *115*, 1400–1411.
- Santos, M. J., Ferreira, P., & Araújo, M. (2016b). Least-cost 100% renewable electricity scenarios. In *In International Conference on the European Energy Market, EEM* (Vol. 2016). Porto.
- Schaeffer, R., Szklo, A. S., Pereira de Lucena, A. F., Moreira Cesar Borba, B. S., Pupo Nogueira, L. P., Fleming, F. P., ... Boulahya, M. S. (2012). Energy sector vulnerability to climate change: A review. *Energy*, *38*(1), 1–11.
- Schrattenholzer, L. (2005). *Energy Planning Methodologies and Tools*. Oxford, UK.
- Schröder, A., Kunz, F., Meiss, J., Mendeleevitch, R., & Hirschhausen, C. von. (2013). *Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung*. Berlin.
- Sen, S., & Ganguly, S. (2017). Opportunities, barriers and issues with renewable energy development – A discussion. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *69*, 1170–1181.
- SETIS. (2014). Ocean Energy: Technology Information Sheet. <https://doi.org/10.1007/978-3-540-77932-2>
- Simão, T., Castro, Simão, J. (2012). Wind power pricing: From feed-in tariffs to the integration in a competitive electricity market. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, *43*(1), 1155–1161.
- Sims, R., Mercado, P., Krewitt, W., Bhuyan, G., Flynn, D., Holttinen, H., ... Hulle, F. van. (2011). *Integration of Renewable Energy into Present and Future Energy Systems. Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA: IPCC*.
- Sisodia, G. S., Soares, I., & Ferreira, P. (2016). Modeling business risk: The effect of regulatory revision on renewable energy investment - The Iberian case. *Renewable Energy*, *95*, 303–313.
- Soroudi, A., & Amraee, T. (2013). Decision making under uncertainty in energy systems: State of the art. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *28*, 376–384.
- Thery, R., & Zarate, P. (2009). Energy planning: a multi-level and multicriteria decision making structure proposal. *Central European Journal of Operations Research*, *17*(3), 265–274.
- Tuballa, M. L., & Abundo, M. L. (2016). A review of the development of Smart Grid technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *59*, 710–725. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.01.011>
- U.S. Energy Information Administration (EIA). (2016). *International Energy Outlook 2016. Washington, DC. Office of Communications*. [https://doi.org/www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484\(2016\).pdf](https://doi.org/www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484(2016).pdf)
- Valadares, L. F. (2016). Renewable energy resources. *Salem Press Encyclopedia*.
- van Beeck, N. M. J. P. (1999). Classification of Energy Models. *Tilburg: Operations Research*, 777(FEW Research Memorandum).
- van Beeck, N. M. J. P. (2003). A new decision support method for local energy planning in developing countries. *Tilburg: CentER, Center for Economic Research General*.
- van Vuuren, D. P., Hoogwijk, M., Barker, T., Riahi, K., Boeters, S., Chateau, J., ... Kram, T. (2009). Comparison of top-down and bottom-up estimates of sectoral and regional greenhouse gas emission reduction potentials. *Energy Policy*, *37*(12), 5125–5139.
- Ventosa, M., Baíllo, Á., Ramos, A., & Rivier, M. (2005). Electricity market modeling trends. *Energy Policy*, *33*(7), 897–913.
- Waenn, A., Connolly, D., & Gallachóir, B. Ó. (2014). Investigating 100% renewable energy supply at regional level using scenario analysis. *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management*, *3*, 21–32.
- Wing, L. C., & Jin, Z. (2015). Risk management methods applied to renewable and sustainable energy : A review. *Journal of Electrical and Electronic Engineering*, *3*(No. 1-1), 1–12.
- World Energy Council. (2013). *World Energy Resources: 2013 survey. World Energy Council Report*. https://doi.org/http://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2013/09/Complete_WER_2013_Survey.pdf
- World Energy Council. (2016). *Variable renewable energy sources integration in electricity systems 2016 - How to get it right. Renewables Integration*. Consultado em 05/07/2017, disponível em <https://www.worldenergy.org/publications/2016/variable-renewable-energy-sources-integration-in-electricity-systems-2016-how-to-get-it-right/>

ANEXO I – EXCERTO DA DISTRIBUIÇÃO HORÁRIA (DADOS REN)

Tabela 14 – Excerto das distribuições de potências (MW) horárias REN do SEN em 2014

Média Data	Carvão	Gás	Albu. ¹	Fio-de- Água	Imp. ²	Exp. ³	PRE Hidro	PRE Térmica	Eólica	PV ⁴	Procura
01/01/2014 01:00	180,1	0	412,06	1382,37	225,72	0	332,54	853,00	1945,29	0	5029,78
01/01/2014 02:00	225,3	0	251,95	1317,88	295,32	0	331,18	842,87	1953,16	0	4864,55
01/01/2014 03:00	278,5	0	197,02	953,13	452,78	0	332,34	841,26	1957,36	0	4566,18
01/01/2014 04:00	278,4	0	196,65	823,43	423,22	0	333,67	838,36	2066,52	0	4274,41
01/01/2014 05:00	279,1	0	195,56	904,23	132,43	0	335,12	841,97	2145,33	0	4101,92
01/01/2014 06:00	278,5	0	192,32	919,91	0	111,68	329,21	833,87	2278,98	0	3990,73
01/01/2014 07:00	278,9	0	170,18	999,55	0	429,55	330,25	833,68	2407,12	0	3948,42
01/01/2014 08:00	279,7	0	131,19	889,36	0	472,75	331,18	836,68	2464,45	0,12	3818,26
01/01/2014 09:00	279,7	0	132,38	787,53	0	781,75	329,32	827,22	2712,06	10,59	3746,57
01/01/2014 10:00	280	0	135,82	1030,56	0	862,59	329,55	817,48	2777,99	33,62	3993,02
01/01/2014 11:00	279,8	0	219,54	1062,94	0	738,62	332,52	821,00	2971,69	46,41	4448,35
01/01/2014 12:00	280	0	505,76	1411,40	0	1040,21	326,78	835,04	3102,44	67,08	4945,81
01/01/2014 13:00	279,2	0	498,18	1163,07	0	617,72	333,46	827,07	3226,71	55,71	5226,01
01/01/2014 14:00	279,1	0	339,96	1259,52	0	915,50	336,43	827,48	3375,07	41,27	5087,91
01/01/2014 15:00	279,9	0	287,21	1163,18	0	842,05	331,36	828,71	3376,92	23,86	4909,34
01/01/2014 16:00	279,6	0	369,02	1251,81	0	981,32	326,93	829,99	3329,74	13,43	4883,30

¹ Albufeira;

² Importações;

³ Exportações;

⁴ Solar PV

ANEXO II – ÍNDICES DE PRODUTIBILIDADE

Tabela 15 – Índice de produtividade Hídrica

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Média
Jan	0,49	0,42	0,8	1,69	1,47	0,22	1,06	1,66	0,55	1,52	0,988
Fev	1,09	0,26	1,09	1,26	0,93	0,13	0,83	1,68	0,86	1,53	0,966
Mar	1,14	0,25	0,56	1,59	1,04	0,21	1,91	1,34	0,8	1,27	1,011
Abr	0,63	1,16	0,44	1,5	1,01	0,38	1,96	1,71	0,66	2,24	1,169
Mai	0,92	1,02	0,44	1,14	0,83	0,8	0,93	0,53	0,92	2,33	0,986
Junho	1,19	1,19	0,57	1,11	0,48	0,54	0,76	0,62	0,69	1,43	0,858
Julho	1,24	0,85	0,67	1,15	0,44	0,45	0,7	0,81	0,79	1,18	0,828
Agos	1,36	0,68	0,77	0,98	0,71	0,69	1,28	1,08	1,42	2,15	1,112
Set	0,73	0,7	0,49	0,73	0,9	0,41	1,05	1,21	1,55	1,22	0,899
Out	0,73	0,36	0,55	0,88	0,74	0,6	1,61	1,46	1,2	0,75	0,888
Nov	0,37	0,19	0,73	0,84	0,94	0,84	0,83	1,4	0,71	0,52	0,737
Dez	0,24	0,51	1,47	1,45	0,56	0,88	0,81	0,74	0,38	0,38	0,742

Tabela 16 – Índice de produtividade Eólico

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Média
Jan	0,64	0,87	1,14	1,27	1,06	0,68	1,24	1,64	0,96	1,19	1,069
Fev	1,17	1,05	0,78	1,4	1,02	1,02	1,18	1,54	1,44	1,29	1,189
Mar	1,2	1,25	0,92	1,2	1,03	0,89	1,66	1,07	1,04	0,98	1,124
Abr	0,68	1,25	0,91	0,9	0,92	1,38	1,28	0,8	0,84	1,16	1,012
Mai	0,97	0,8	0,93	1,1	0,66	1,07	1,09	1,32	1,31	1,05	1,03
Junho	1,02	0,9	0,79	0,99	1,09	1,15	1,2	1	0,7	1,08	0,992
Julho	1,28	1,01	1,19	1,11	1,51	1,27	0,76	0,97	1,01	0,92	1,103
Agos	1,38	1,19	0,98	1,02	0,97	1,08	1,15	1,05	0,96	1,02	1,08
Set	0,91	0,68	0,82	0,67	0,71	1,1	1,08	0,87	1,03	0,96	0,883
Out	0,68	1	0,99	1,02	0,99	0,84	1,03	1,02	1,32	0,7	0,959
Nov	0,81	1	1,38	1,07	1,05	1,27	1,29	1,11	0,7	0,94	1,062
Dez	0,76	1,07	1,32	1,13	0,78	0,9	1,04	0,85	0,89	0,8	0,954

ANEXO III - PRODUÇÃO

Tabela 17 – Produção dos respetivos cenários, simulados no EnergyPLAN (TWh/ano)

	Tecnologia	A	B	C	C²	D	D³	
PRO	Carvão	10,38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Gás	1,59	9,66	23,70	23,54	1,20	1,36	
	Albufeira	6,05	9,74	3,87	3,87	14,06	13,86	
	Fio-de-Água	8,47	6,44	3,22	3,22	9,19	9,19	
	Total PRO	26,49	25,84	30,79	30,63	24,45	24,41	
PRE	Eólica	11,88	13,80	2,28	2,28	28,48	27,84	
	Eólica <i>Offshore</i>	0,00	0,13	0,02	0,02	0,27	0,27	
	Solar	0,60	2,72	0,11	0,11	7,05	7,05	
	Hídrica	1,36	1,52	0,76	0,76	2,16	2,16	
	Ondas	0,00	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	
	Térmica FER	1,28	3,53	3,83	4,36	0,78	0,98	
	Cogeração	Gás	5,25	5,26	5,26	5,26	5,26	0,00
		Biomassa	1,34	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80
		Total PRE	21,71	28,78	14,08	14,61	45,82	40,12
	Total¹	48,2	54,62	44,87	45,24	70,27	64,53	

¹A soma dos totais da PRO e PRE.

²Modificado

³Modificado

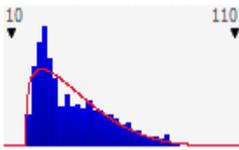
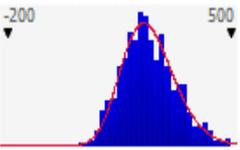
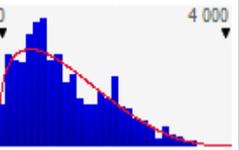
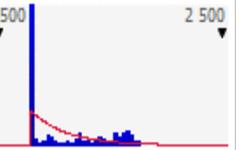
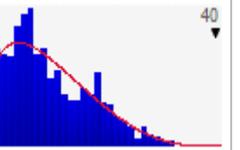
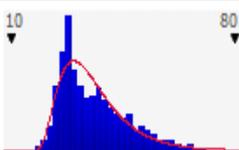
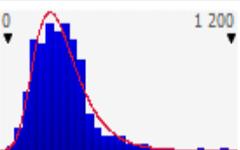
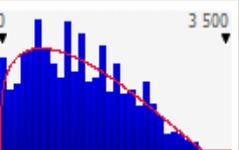
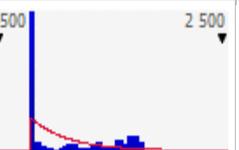
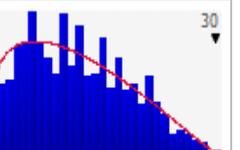
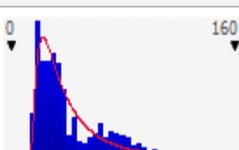
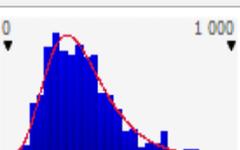
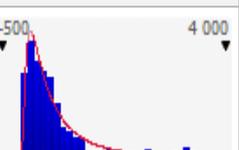
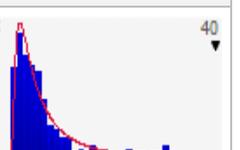
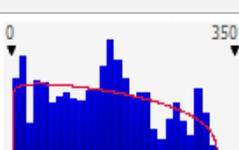
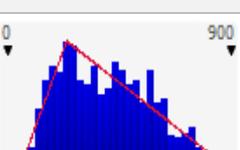
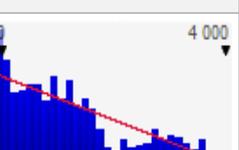
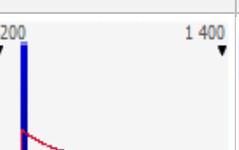
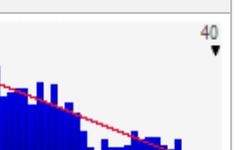
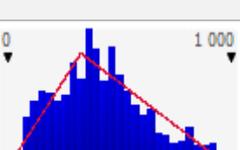
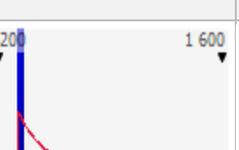
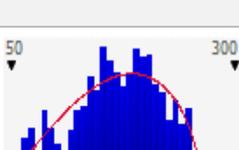
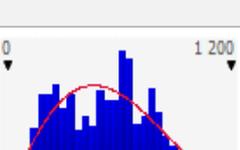
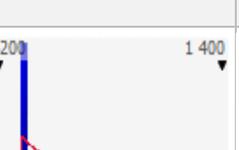
Os dados foram adaptados aos dados REN, PDIRT 2016-2025 e RSMA-E 2016.

ANEXO IV – DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADES

Tabela 18 – Distribuição de probabilidades por tecnologia intermitente de Janeiro a Junho

	Hydro	River	Wind	Solar	Offshore
Janeiro	RiskExtvalueMin	RiskTriang	RiskTriang	RiskExpon	RiskTriang
Fevereiro	RiskExtvalueMin	RiskTriang	RiskBetaGeneral	RiskExpon	RiskBetaGeneral
Março	RiskTriang	RiskTriang	RiskTriang	RiskExpon	RiskTriang
Abril	RiskBetaGeneral	RiskExtvalueMin	RiskInvgauss	RiskExpon	RiskInvgauss
Maio	RiskBetaGeneral	RiskInvgauss	RiskBetaGeneral	RiskInvgauss	RiskBetaGeneral
Junho	RiskTriang	RiskBetaGeneral	RiskBetaGeneral	RiskExpon	RiskBetaGeneral

Tabela 19 – Distribuição de probabilidades por tecnologia intermitente de Julho a Dezembro

	Hydro	River	Wind	Solar	Offshore
	RiskBetaGeneral	RiskGamma	RiskBetaGeneral	RiskExpon	RiskBetaGeneral
Julho					
	RiskInvgauss	RiskExtvalue	RiskBetaGeneral	RiskExpon	RiskBetaGeneral
Agosto					
	RiskInvgauss	RiskExtvalue	RiskInvgauss	RiskExpon	RiskInvgauss
Setembro					
	RiskBetaGeneral	RiskTriang	RiskTriang	RiskExpon	RiskTriang
Outubro					
	RiskTriang	RiskTriang	RiskBetaGeneral	RiskExpon	RiskBetaGeneral
Novembro					
	RiskBetaGeneral	RiskBetaGeneral	RiskBetaGeneral	RiskExpon	RiskBetaGeneral
Dezembro					

ANEXO V - CUSTOS ECONÓMICOS

O método de análise económica foi aplicado aos valores obtidos pelo EnergyPLAN. Para efeitos de análise foram utilizados os dados de produção do anexo III e as capacidades instaladas caracterizadas na dissertação, aos respetivos cenários.

Custo de Investimento

O investimento calculado é o produto entre a potência instalada e o custo por unidade de MW. Definiu-se a potência a investir a diferença entre que estava instalada no cenário de referência e os cenários projetados, o que significa que o não é tido em conta os custos da exploração do sistema elétrico atual. Pode ser simplificada à seguinte equação:

$$C_i = c_i \times (P_i - P_r) \quad (4)$$

C_i representa o custo de investimento, c_i é o custo por unidade de potência instalada (€/MW), P_i é a potência de cenário i e P_r a potência do cenário de referência. O processo de cálculo é repetido por cada tecnologia. Na Tabela 20 são indexadas as despesas deste parâmetro.

Tabela 20 – Custos de Investimento por cenário (M €)

Tecnologia	Referência			Alto			Baixo		
	B	C	D	B	C	D	B	C	D
Carvão	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gás	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Albufeira	6816	6816	6816	9294	9294	9294	3408	3408	3408
Fio-de-água	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eólica	1317	1317	1154	1823	1823	1598	1114	1114	977
Solar	909	909	909	1022	1022	1022	738	738	738
Offshore	134	134	134	206	206	206	119	119	119
Hidro	878	878	878	1195	1195	1195	400	400	400
Ondas	73	73	73	44	44	44	31	31	31
Biomassa	481	643	481	570	762	570	392	524	392
Cogeração Gás	34	34	0	41	41	0	27	27	0
Cogeração Biomassa	191	191	191	257	257	257	176	176	176

Custo de Operação e Manutenção

Estabeleceu-se que aos custos de operação e manutenção seriam associados a despesas variáveis consoante a energia produzida e gastos fixos, isto é, um valor quantitativo que permanecerá o mesmo independentemente à utilização dos equipamentos na produção de eletricidade. Os variáveis são o produto entre a eletricidade produzida de determinada tecnologia e os custos por unidade de energia (€/MWh), enquanto os fixos resulta do produto

da capacidade instalada pelos custos por unidade de potência (MW). Traduz-se na seguinte equação:

$$C_{O\&MV} = Pd_i \times c_{O\&MV} \text{ (5) ou } C_{O\&MF} = P_i \times c_{O\&MF} \text{ (6)}$$

$C_{O\&MV}$ representa o custo de O&M variável e $C_{O\&MF}$ o custo de O&M fixo. Pd_i é a produção pela tecnologia i , os $C_{O\&MV}$ são os custos por unidade de energia e os $c_{O\&MF}$ são os custos por unidade de potência. Às albufeiras, fios-de-água e mini-hídrica à potência instalada previamente no cenário de referência foi utilizado um $c_{O\&MF}$ de reforço devido à deterioração das edificações. Os $c_{O\&MF}$ utilizados representam uma percentagem dos investimentos por unidade de potência da respetiva tecnologia (Carlsson et al., 2014). Nas Tabelas 21 e 22 estão resumidos os custos de operação e manutenção.

Tabela 21 – Custos de O&M variáveis por cenário (M €)

Tecnologia	A	B	C	D
Carvão	37,37	0	0	0
Gás	3,18	19,32	47,08	2,72

Tabela 22 – Custos de O&M fixos por cenário (M €)

Tecno.	Baixo				Referência				Alto			
	A	B	C	D	A	B	C	D	A	B	C	D
Carvão	68,0	0,0	0,0	0,0	70,2	0,0	0,0	0,0	74,6	0,0	0,0	0,0
Gás	67,0	49,7	49,7	20,6	81,4	60,3	60,3	25,0	90,9	67,4	67,4	27,9
Albufeira	118,0	152,0	152,0	152,0	235,9	304,1	304,1	304,1	321,7	414,7	414,7	414,7
Fio-de-água	291,2	298,1	298,1	298,1	640,5	654,5	654,5	654,5	931,7	952,6	952,6	952,6
Eólica	147,1	134,4	134,4	131,4	171,6	158,8	158,8	155,3	282,0	219,9	219,9	215,0
Solar	6,1	16,1	16,1	16,1	6,6	19,8	19,8	19,8	9,4	22,2	22,2	22,2
Offshore	0,0	3,6	3,6	3,6	0,0	4,0	4,0	4,0	0,0	6,2	6,2	6,2
Hidro	37,4	56,3	56,3	56,3	82,2	123,5	123,5	123,5	112,1	168,3	168,3	168,3
Ondas	0,0	1,5	1,5	1,5	0,0	3,4	3,4	3,4	0,0	2,1	2,1	2,1
Biomassa	0,0	26,2	29,8	26,2	15,5	25,9	29,5	25,9	15,5	26,2	29,8	26,2
Cogeração Gás	69,5	72,2	72,2	0,0	87,4	90,7	90,7	0,0	105,2	109,3	109,3	0,0
Cogeração Biomassa	42,8	38,1	38,1	38,1	44,3	41,4	41,4	41,4	64,3	55,6	55,6	55,6

Custo de Combustível

Despesas relacionadas ao consumo do combustível são calculadas pelo produto entre a produção pelas centrais convencionais e os custos por unidade de energia (€/MWh), específica a cada tipo de combustível. Os cálculos efetuados pela equação (7) encontram-se na tabela 23.

$$C_c = Pd_i \times c_c \text{ (7)}$$

C_c representa o custo do combustível c , Pd_i é a produção pela tecnologia i e c_c o custo por unidade de energia específica ao combustível c . Na Tabela 23 é apresentado os valores dos cálculos da equação 7.

Tabela 23 – Custos de combustível por cenário (M €)

Tecno.	Baixo				Referência				Alto			
	A	B	C	D	A	B	C	D	A	B	C	D
Carvão	90	0	0	0	90	0	0	0	90	0	0	0
Gás	68	430	1048	61	68	537	1310	76	68	645	1572	91
Biomassa	9	20	24	5	9	25	31	7	9	30	37	8
Cogeração Gás	225	234	234	0	225	293	293	0	225	351	351	0
Cogeração Biomassa	9	10	10	10	9	13	13	13	9	15	15	15

Custo de Carbono

É acrescentado na análise económica dos cenários o pagamento das licenças de emissões de CO₂, que por sua vez depende da produção de eletricidade por tecnologias poluidoras. É preciso conhecer a quantidade de carbono libertada por uma determinada quantidade de energia (ton/MWh), emissão específica ao tipo de combustível, e o preço por peso (€/ton). O raciocínio pode ser expresso na seguinte equação:

$$C_{co2} = Pd_i \times E_{co2} \times C_e \quad (8)$$

C_{co2} representa o custos de emissões de CO₂, Pd_i é a produção pela tecnologia i , E_{co2} as emissões por tecnologia e C_e o custo de CO₂ por tonelada do tipo de combustível. As Tabelas 24 e 25 apresentam o conteúdo de carbono de cada cenário e os custos da sua emissão

Tabela 24 – Emissões de CO₂ por cenário (M ton)

Tecno.	Baixo				Referência				Alto			
	A	B	C	D	A	B	C	D	A	B	C	D
Carvão	9,2	0,0	0,0	0,0	9,2	0,0	0,0	0,0	9,2	0,0	0,0	0,0
Gás	0,6	3,4	8,2	0,5	0,6	3,4	8,2	0,5	0,6	3,4	8,2	0,5
Cogeração Gás	1,4	1,4	1,4	0,0	1,4	1,4	1,4	0,0	1,4	1,4	1,4	0,0

Tabela 25 – Custos de emissões de CO₂ por cenário (M €)

Tecno.	Baixo				Referência				Alto			
	A	B	C	D	A	B	C	D	A	B	C	D
Carvão	46	0	0	0	46	0	0	0	46	0	0	0
Gás	3	62	151	9	3	77	188	11	3	127	308	18
Cogeração Gás	7	26	26	0	7	32	32	0	7	53	53	0

Custo Marginal

O custo de produzir uma unidade de energia numa dada planta elétrica é o somatório de todas as despesas envolvidas no processo de produção, neste caso são os de operação e manutenção, de combustível e carbono. Designados por custos marginais são traduzidos pela seguinte equação:

$$C_M = C_{O\&M} + C_c + C_{co2} \quad (9)$$

C_M representa os custos marginais, $C_{O\&M}$ representa o custo de O&M, C_c representa o custo do combustível e C_{co2} representa os custos de emissões de CO_2 . Na Tabela 26 é apresentado os valores dos cálculos da equação 9.

Tabela 26 – Custos marginais por cenário (M €)

Tecno.	Baixo				Referência				Alto			
	A	B	C	D	A	B	C	D	A	B	C	D
Carvão	241	0	0	0	243	0	0	0	248	0	0	0
Gás	141	669	1558	108	156	694	1605	114	165	751	1732	124
Albufeira	118	152	152	152	236	304	304	304	322	415	415	415
Fio-de-água	291	298	298	298	641	655	655	655	932	953	953	953
Eólica	147	134	134	131	172	159	159	155	282	220	220	215
Solar	6	16	16	16	7	20	20	20	9	22	22	22
Offshore	0	4	4	4	0	4	4	4	0	6	6	6
Hidro	37	56	56	56	82	124	124	124	112	168	168	168
Ondas	0	1	1	1	0	3	3	3	0	2	2	2
Biomassa	9	51	60	33	24	51	60	33	24	51	60	33
Cogeração Gás	302	391	391	0	320	416	416	0	338	455	455	0
Cogeração Biomassa	52	51	51	51	54	54	54	54	74	68	68	68

Custo Médio

De modo a calcular a média dos custos por ano realizou-se o somatório dos custos anuais de cada tecnologia. Para integrar os investimentos e os custos marginais na seguinte equação.

$$C_{med} = \frac{C_i}{F_a} + C_M \quad (10) \quad \text{com} \quad F_a = \frac{(1+i)^n - 1}{i \times (1+i)^n} \quad (\text{Fernandes, 2012})$$

C_{med} representa os custos médios, C_i os custos de investimento, C_M os custos marginais e F_a o fator de atualização, com i a representa a taxa de juro anual e n o tempo de vida esperado para a tecnologia em questão. Na Tabela 27 é apresentado os valores dos cálculos da equação 10.

Tabela 27 – Custos médios por cenário (M €)

Tecno.	Baixo				Referência				Alto			
	A	B	C	D	A	B	C	D	A	B	C	D
Carvão	241	0	0	0	243	0	0	0	248	0	0	0
Gás	141	669	1558	108	156	694	1605	114	165	751	1732	124
Albufeira	118	411	411	411	236	822	822	822	322	1121	1121	1121
Fio-de-água	291	298	298	298	641	655	655	655	932	953	953	953
Eólica	147	234	234	219	172	277	277	259	282	384	384	358
Solar	6	82	82	82	7	101	101	101	9	114	114	114
Offshore	0	14	14	14	0	15	15	15	0	24	24	24
Hidro	37	87	87	87	82	190	190	190	112	259	259	259
Ondas	0	5	5	5	0	11	11	11	0	6	6	6
Biomassa	9	84	105	66	24	91	114	73	24	99	125	81
Cogeração Gás	302	393	393	0	320	418	418	0	338	458	458	0
Cogeração Biomassa	52	66	66	66	54	71	71	71	74	91	91	91

Custo Médio por tecnologia

Tabela 28 – Custo Médio por tecnologia (%)

Tecnologia	Cenário A	Cenário B	Cenário C	Cenário D
Carvão	13%	0%	0%	0%
Gás	8%	21%	37%	5%
Albufeira	12%	25%	19%	36%
Fio-de-água	33%	20%	15%	28%
Eólica	9%	8%	6%	11%
Solar	0%	3%	2%	4%
Offshore	0%	0%	0%	1%
Hidro	4%	6%	4%	8%
Ondas	0%	0%	0%	0%
Biomassa	1%	3%	3%	3%
Cogeração Gás	17%	13%	10%	0%
Cogeração Biomassa	3%	2%	2%	3%

Custo Médio por tecnologia

Tabela 29 – Custo Médio por tecnologia (€/MWh)

Tecnologia	Cenário A	Cenário B	Cenário C	Cenário D
Carvão	23,46	0	0	0
Gás	97,93	71,85	68,17	83,98
Albufeira	39,00	84,40	212,41	59,31
Fio-de-água	75,61	101,60	203,21	71,26
Eólica	14,45	20,07	121,48	9,30
Solar	11,00	37,24	920,79	14,37
Offshore	0	118,34	769,22	56,98
Hidro	60,49	125,27	250,55	87,86
Ondas	0	526,97	526,97	526,97
Biomassa	19,09	25,86	26,24	74,95
Cogeração Gás	60,89	79,56	79,56	0
Cogeração Biomassa	40,07	39,52	39,52	39,52