

ELECTRICIDADE RENOVÁVEL NO SISTEMA ENERGÉTICO PORTUGUÊS

2015-2050

RELATÓRIO GLOBAL



Created by Chevanon - Freepik.com

RELATÓRIO GLOBAL

22.12.2017

P. FORTES, S. G. SIMOES, F. MONTEIRO, J. SEIXAS

CENSE - Center for Sustainability and Environmental Research

FACULDADE DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA

UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA

ÍNDICE

Índice	3
Lista de Tabelas.....	4
Lista de Figuras	5
Preâmbulo.....	7
i. Memória Descritiva do cálculo do LCOE de Tecnologias de Produção de electricidade Renovável	8
ESTRUTURA DA APLICAÇÃO LCOE	11
FONTES DE INFORMAÇÃO.....	13
ii. INDICADORES PROSPETIVOS DA ELETRICIDADE RENOVÁVEL NO SISTEMA ENERGÉTICO PORTUGUÊS	15
ÂMBITO E OBJETIVO.....	15
METODOLOGIA: O MODELO TIMES_PT.....	16
INPUTS & CENÁRIOS	19
O PAPEL INEVITÁVEL DA PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE RENOVÁVEL	23
A. Contribuição da electricidade renovável para a descarbonização do sistema energético nacional	23
B. Valor das renováveis do sistema energético e elétrico nacional	27
> Consumo de Energia Primária e Dependência Energética.....	27
> Custo do Sistema Elétrico	29
> Poupança com a compra de licenças de emissão	30
> Fatura Energética do Sector Electroprodutor	30
> Emprego líquido direto gerado	31
CONCLUSÕES	32
REFERÊNCIAS	34

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 Listagem de tecnologias de geração consideradas para o LCOE	9
Tabela 2 Desagregação temporal do modelo TIMES_PT	18
Tabela 3 Indicadores sócio-económicos.....	19
Tabela 4 fatores de contribuição do recurso/tecnologia para a capacidade na ponta.....	20
Tabela 5 Potenciais Técnicos de Recursos Endógenos.....	21
Tabela 6 Preços de Importação de Energia Primária.	21
Tabela 7 Descrição das políticas consideradas em cada um dos 3 cenários.....	22
Tabela 8 Síntese dos Indicadores de impacto do sector elétrico	33

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Possibilidades de interação com a ferramenta LCOE	12
Figura 2 Dashboard LCOE da ferramenta	12
Figura 3 Dashboard Tecnologias da ferramenta	13
Figura 4 Representação esquemática do modelo TIMES_PT.....	17
Figura 5 Trajetória de emissões de gases de efeito estufa do sistema energético nacional (emissões de processo da indústria incluídas) nos 3 cenários analisados.	23
Figura 6 Trajetória de emissões de gases de efeito estufa do sistema energético nacional (zona a verde e zona cinzenta representam as emissões evitadas pelo sector electroprodutor e as emissões evitadas pelos outros sectores, respetivamente, face ao cenário FER-E Conservador).....	24
Figura 7 Evolução da geração total de eletricidade (cogeração incluída) (TWh) por tipo de recursos nos 3 cenários analisados.	25
Figura 8 evolução da geração de eletricidade dedicada (cogeração não incluída) (TWh) por tipo de recursos nos 3 cenários analisados.....	25
Figura 9 evolução da geração total de eletricidade (cogeração incluída) (TWh) por tipo de tecnologia nos 3 cenários analisados.	26
Figura 10 evolução da geração de eletricidade dedicada (cogeração não incluída) (TWh) por tipo de tecnologia nos 3 cenários analisados.....	26
Figura 11 evolução do consumo de eletricidade (TWh) por sector nos 3 cenários analisados.....	27
Figura 12 Evolução do consumo de energia primária e percentagem de consumo de energia renovável (escala da direita) nos 3 cenários analisados.....	27
Figura 13 Evolução da dependência energética (%) do sistema energético nacional nos 3 cenários analisados.	28
Figura 14 Evolução da dependência energética (%) do sistema elétrico nacional nos 3 cenários analisados ...	28
Figura 15 evolução dos custos totais do sector elétrico (€ ₂₀₁₁) por componente nos 3 cenários analisados.	29
Figura 16 evolução dos custos unitários do sector elétrico (€ ₂₀₁₁ /MWh) por componente nos 3 cenários analisados.	29
Figura 17 Evolução das poupanças com licenças de emissões (€ ₂₀₁₁) nos 3 cenários analisados.....	30
Figura 18 Evolução do preço de licenças de emissão consideradas no presente estudo (Fonte: UE, 2016).....	30

Figura 19 | Evolução da fatura energética (€₂₀₁₁) do setor electroprodutor nos 3 cenários analisados.....31

Figura 20 | Evolução do número de empregos na fase de O&M e construção e instalação de tecnologias de geração de eletricidade nos 3 cenários analisados32

PREÂMBULO

O presente relatório refere-se ao Produto 2.4 (Relatório Global) do Ponto 2. Produtos a entregar, como explícito no contrato de prestação de serviços estabelecido entre a APREN e a FCT NOVA,

Este relatório apresenta de forma sucinta, mas completa, informação relativa ao estudo desenvolvido, tal como descrito no Ponto 1. Objeto de contrato, em 1.1, que inclui três componentes: 1) apuramento de toda a informação necessária, e respetivos algoritmos, para o cálculo dos valores de LCOE (Levelized Cost Of Electricity) segundo a melhor prática conduzida por entidades internacionais, relativos a tecnologias de produção elétrica, já em uso no sistema elétrico português e que possam vir a ser adotadas no futuro até 2050; 2) construção de uma aplicação em Excel com um nível de interação amigável (*user-friendly*) para poder ser manejada pela APREN em formato de simulação, com parâmetros de inputs livres; 3) apuramento de um conjunto selecionado de indicadores para ilustrar o valor da produção de eletricidade renovável para o sistema energético português, nomeadamente, o impacto no custo global do sistema elétrico, as poupanças/reduções de emissões de GEE e de custos evitados com a compra de licenças em leilão, o impacto na balança comercial de produtos energéticos e o grau de dependência energética.

A componente 2 consubstancia uma aplicação em Excel, que já foi entregue à APREN. Assim, este Relatório Global é composto por 2 partes:

I. MEMÓRIA DESCRITIVA DO CÁLCULO DO LCOE DE TECNOLOGIAS DE PRODUÇÃO DE ELECTRICIDADE RENOVÁVEL

II. INDICADORES PROSPETIVOS DA ELETRICIDADE RENOVÁVEL NO SISTEMA ENERGÉTICO PORTUGUÊS

I. MEMÓRIA DESCRITIVA DO CÁLCULO DO LCOE DE TECNOLOGIAS DE PRODUÇÃO DE ELECTRICIDADE RENOVÁVEL

Esta secção sistematiza a informação e respetivas fontes necessárias para o cálculo dos valores de LCOE (Levelized Cost of Electricity) relativos a tecnologias de produção elétrica, já em uso no sistema elétrico português (desde 2015) ou que possam vir a ser adotadas no futuro até 2050. Apresenta-se ainda a aplicação em Excel com um nível de interação amigável (*user-friendly*) desenvolvida para poder ser manejada pela APREN em formato de simulação, com parâmetros de inputs livres.

ABORDAGEM USADA NO CÁLCULO DO LCOE

O cálculo do LCOE é suportado por curvas de custo até 2050, gerando valores (em euros de 2015 por unidade de eletricidade produzida) em cada 5 anos até 2050. São integrantes do LCOE os seguintes elementos que contribuem para o seu valor global:

- custos de investimento (€'15/kW);
- custos fixos de operação e manutenção (€'15/kW);
- custos variáveis de operação e de manutenção, sem custos de combustível (€'15/MWh);
- custos dos combustíveis utilizados, quando aplicável (€'15/MWh);
- custos com licenças de CO₂, quando aplicável (€/tCO₂).

Para o cálculo destes valores do LCOE foi necessário considerar os seguintes parâmetros técnico-económicos:

- eficiência térmica para geração líquida de eletricidade (%) a qual considera a taxa de autoconsumo;
- tempo de vida técnico (n.º anos);
- horas de operação anuais (n.º horas);
- fatores de emissão de CO₂ (kt/MWh);
- taxa de captura de CO₂, quando aplicável (%);
- taxa de atualização (%).

Nos cálculos foram considerados os seguintes pressupostos:

- Os valores de LCOE são apresentados a custos constantes de 2015;
- Os valores de custo utilizados são unitários por unidade de capacidade instalada (MW), por tipo de combustível (MWh) ou por nível de emissões (kt). Refere-se informação quanto à dimensão da turbina/grupo apenas para ilustração;

- Nos valores de custo não se consideram de forma desagregada os valores referentes à mão-de-obra;
- Os custos de ligação à rede não estão considerados nos custos de investimento utilizados. Nas fontes de literatura há uma grande variabilidade na inclusão ou não destes custos, sendo que as fontes selecionadas não incluem esta componente;
- Não estão considerados, neste exercício, os valores de rendas dos terrenos;
- Consideraram-se como custos e combustível para os combustíveis fósseis, perfis de evolução segundo os preços de importação de combustível considerados pela Agência Internacional de Energia no seu World Energy Outlook 2016. Assumiu-se um custo de biomassa florestal correspondente ao custo de corte, transporte e preparação do combustível. Quanto ao custo de Resíduos Sólidos Urbanos (RSU) assumiu-se que corresponde ao custo da sua recolha conforme informação prestada pela Valorsul. Finalmente, para o biogás assume-se que o mesmo não tem custo, dado tratar-se de um resíduo da exploração animal que é sempre utilizado pelo próprio produtor.

Esta aplicação foi desenvolvida para as 39 tecnologias de geração de eletricidade explicitadas na Tabela 1, das quais se têm: 4 tecnologias de geração a gás natural dedicadas e uma cogeração; 2 de produtos petrolíferos; 7 a carvão; 4 hidroelétricas; 5 eólicas; 3 tecnologias de geração a biomassa dedicadas e uma cogeração; 6 solares; 3 tecnologias de base geotérmica; 1 de ondas; 1 tecnologia de geração a biogás e por fim 1 tecnologia alimentada por Resíduos Sólidos Urbanos (RSU).

TABELA 1 | LISTAGEM DE TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO CONSIDERADAS PARA O LCOE

N.º	Código utilizado na aplicação	Nome da tecnologia	Dimensão indicativa do grupo/turbina (MWe)	Dimensão indicativa da central/parque (MWe)
1	GasCC	Gás Ciclo Combinado convencional	550	1100
2	GasCCAdv	Gás Ciclo Combinado Avançada	500	1000
3	GasCCCCSpst	Gás Ciclo Combinado com captura de CO ₂ pós-combustão	550	1100
4	GasOGCC	Gás Ciclo Aberto (Peaker) Avançada (OGCC)	200	400
5	OilSupercr	Turbina a vapor a fuel óleo (Supercrítica)	40	80
6	DieselPeaker	Turbina a Diesel (Peaker) Avançada	40	80
7	CoalConv	Carvão Subcrítica (Convencional)	300	600
8	CoalSuperc	Carvão Supercrítica	300	600
9	CoalFluid	Carvão Leito Fluidizado	300	600
10	CoalGCCCCSpre	Carvão Ciclo Combinado com gaseificação integrada (IGCC)	300	600
11	CoalGCCCCSpre	Carvão IGCC com Captura de CO ₂ pré-combustão	300	600
12	CoalCCSpst	Carvão Supercrítica + Captura CO ₂ pós combustão	300	600
13	CoalOxyCCS	Carvão Supercrítica + Captura CO ₂ oxy-fuel	300	600
14	CHPgas	Cogeração gás natural de ciclo combinado condensação (média)	50	100
15	CHPbio	Cogeração Ciclo Combinado com gaseificação integrada a biomassa	100	200

N.º	Código utilizado na aplicação	Nome da tecnologia	Dimensão indicativa do grupo/turbina (MWe)	Dimensão indicativa da central/parque (MWe)
16	HydroRoRS	Hidroelétrica de fio de água pequena	7	14
17	HydroRoRL	Hidroelétrica de fio de água grande	20-50	50
18	Hydro	Hidroelétrica de albufeira	250	500
19	HydroPmp	Hidroelétrica com bombagem	250	500
20	GeoHDR	Sistema Geotérmico Enhanced (Hot dry rock)	20	40
21	Geoflash	Geotérmica Hidrotermia com flash	50	100
22	GeoBin	Geotérmica Ciclo Binário <i>Organic Rankine Cycle</i>	50	100
23	WindOff	Vento Offshore Flutuante	5	60
24	Wind1	Vento Onshore Alto IEC classe I	3	60
25	Wind2	Vento Onshore Médio IEC classe II	3	60
26	Wind3	Vento Onshore Baixo IEC classe III	3	60
27	Wind4	Vento Onshore Muito Alto IEC classe S	3	60
28	Wave	Ondas - Tecnologia genérica	5	60
29	PvroofRSD	Painel Solar Telhado (Silício Cristalino) - Residencial	0.01	0.01
30	PvRoofCOM	Painel Solar Telhado (Silício Cristalino) - Comercial	0.01-0.25	0.25
31	PVplant	Solar fotovoltaico centralizado (Silício Cristalino)	>0.25	250
32	CPV	Solar Fotovoltaico Alta Concentração	5	50
33	CSPparab	Solar Concentrado <i>Parabolic Trough Collector</i> (Central de referência com 7.5 horas de armazenamento em sal derretido - molten salt)	30	60
34	CSPtower	Solar Concentrado Torre Solar (Central de referência com 9 horas de armazenamento em sal derretido - molten salt)	30	60
35	Stbio	Turbina a vapor a biomassa sólida (convencional)	200	200
36	IGCCbio	Gaseificação Integrada (IGCC) Biomassa	100	200
37	IGCCbioCCS	Gaseificação Integrada (IGCC) Biomassa com captura CO ₂	100	200
38	Stwaste	Incineração Resíduos Sólidos Urbanos com recuperação de Energia	50	100
39	STbiogas	Digestão Anaeróbia de biogás	3	30

Deve ser referido que as remodelações de hidroelétricas para bombagem não são consideradas como uma tecnologia separada, dado a bombagem não ser geração no sentido estrito. Considerou-se que os 4 tipos de tecnologias eólicas *onshore* refletem os diferentes desenhos da turbina que permite trabalhar mais horas com menos vento. Assim tem-se:

- Vento Onshore Muito Alto Rendimento (Vento Onshore Muito Alto IEC classe S), ou seja, opera mesmo com IEC classe S (*very low wind* cerca 30 m/s de velocidade de referência para o vento) e que opera no máximo 3780 horas/ano com CAPEX de 1194 €'15/MW;

- Vento Onshore Alto Rendimento (Vento Onshore Baixo IEC classe III), ou seja, opera com velocidades de vento a partir de IEC classe III ou maiores (*low wind* cerca 37.5 m/s de velocidade de referência para o vento) e que opera no máximo 2800 horas/ano com CAPEX de 980 €/15/MW;
- Vento Onshore Médio Rendimento (Vento Onshore Médio IEC classe II) que opera apenas com velocidades de vento a partir de IEC classe II (*medium wind* cerca 42.5 m/s de velocidade de referência para o vento) e que opera no máximo 2016 horas/ano com CAPEX de 912 €/15/MW (valores de investimento estavam trocados com a tecnologia III no ficheiro);
- Vento Onshore Baixo Rendimento (Vento Onshore Baixo IEC classe III) que opera apenas com velocidades altas de vento, ou seja, IEC classe I (*high wind* cerca 50 m/s de velocidade de referência para o vento) o qual opera no máximo 1792 horas/ano com um CAPEX de cerca de 1126 €/15/MW.

ESTRUTURA DA APLICAÇÃO LCOE

A ferramenta ou aplicação LCOE encontra-se estruturada da seguinte forma (Figura 1 e subsequentes):

A) **Valores de referência:** Sistematização dos dados de base utilizados para estimativa do LCOE- esta folha destina-se a consulta e como tal não pode ser alterada

B) **Dashboard LCOE:** Apresentação gráfica dos valores de LCOE, globais ou apenas para um determinado componente, para todas as tecnologias sob a forma de um ranking para um determinado ano (deverá selecionar-se o ano na caixa do lado direito). Para visualização do ranking efetuado através do valor global do LCOE global ou de um dos seus componentes, selecionar o mesmo nas caixas por debaixo do gráfico superior. O gráfico inferior apresenta o mesmo ranking recalculado quando se alteram os valores de referência no *Dashboard Tecnologias* (ver D);

C) **Dashboard Tecnologias:** Apresentação gráfica dos LCOE desagregando cada componente de custo para duas tecnologias à escolha, permitindo a sua comparação (deverá selecionar-se as tecnologias por baixo dos gráficos). Poderão ser feitas simulações alterando os valores de referência para novo valores introduzidos pelo utilizador para os seguintes parâmetros: investimento, O&M fixo, O&M variável, horas trabalhadas, tempo de vida, custo de combustível e preço de licenças de CO₂.

Estas simulações podem ser feitas de duas formas:

1) o utilizador introduz valores absolutos nas caixas do lado esquerdo/direito dos dois gráficos (ou de um só) e preme o botão "Atualizar", ou

2) o utilizador faz variar os valores de referência em termos percentuais recorrendo às barras existentes por baixos dos dois gráficos.

Os valores alterados para um determinado ano são extrapolados até 2050, assumindo-se a mesma diferença percentual. As alterações serão visualizadas no gráfico inferior do *Dashboard* LCOE. Para voltar aos valores de referência premir o botão "Reset". Não é possível fazer alterações para o ano de 2015.

D) **ListaTechs**: Listagem das tecnologias de geração de eletricidade consideradas e respetivo código usado na visualização, conforme a Tabela 1.

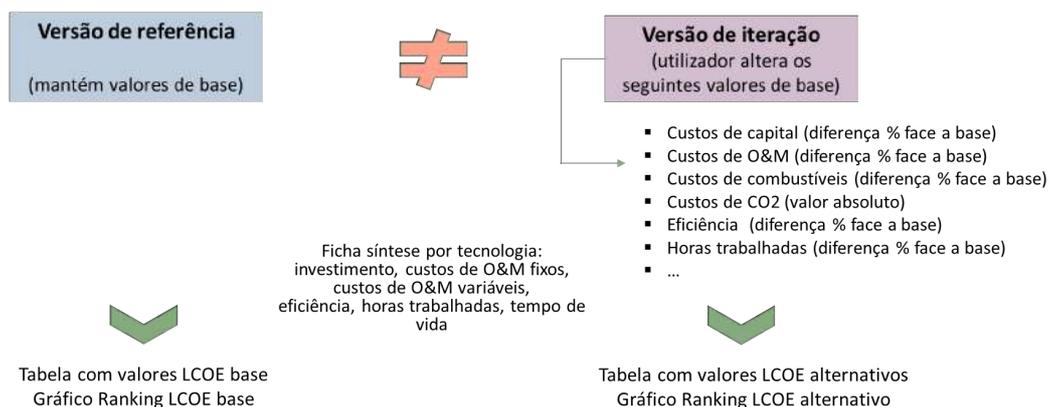


FIGURA 1 | POSSIBILIDADES DE INTERAÇÃO COM A FERRAMENTA LCOE

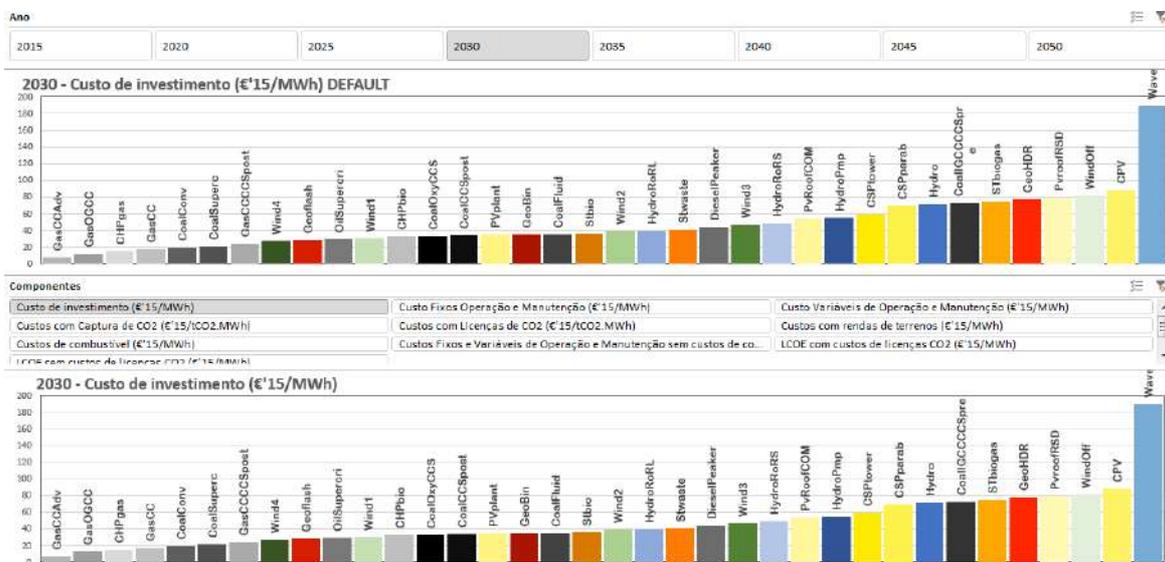


FIGURA 2 | DASHBOARD LCOE DA FERRAMENTA

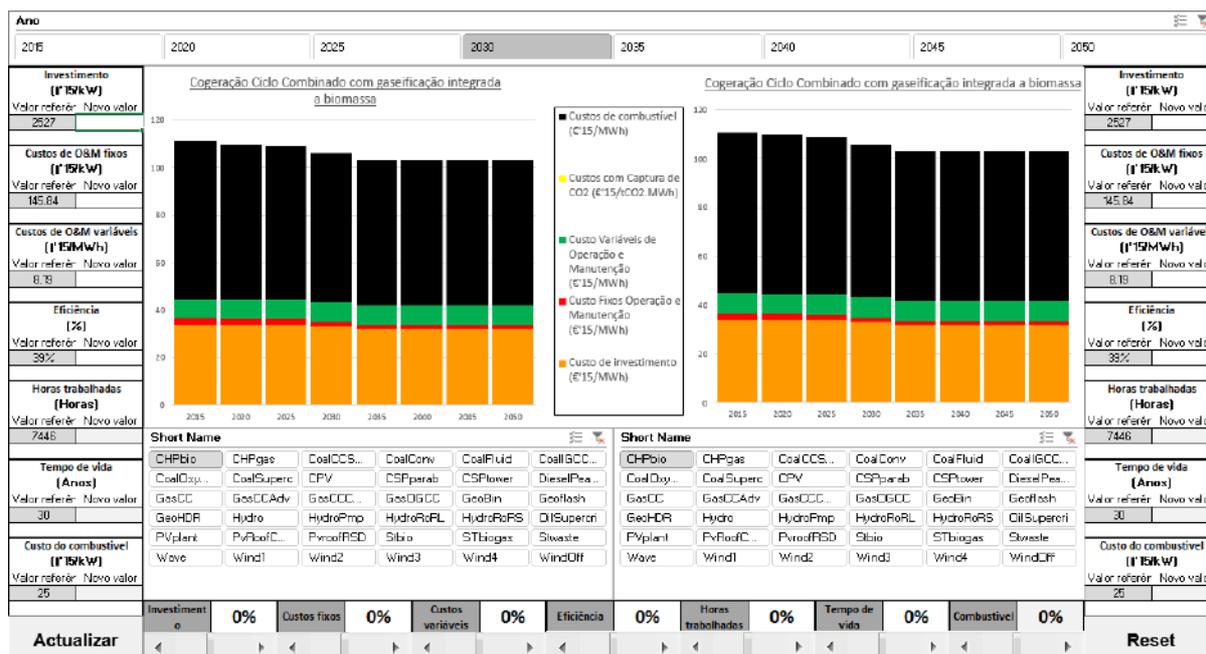


FIGURA 3 | DASHBOARD TECNOLOGIAS DA FERRAMENTA

FONTES DE INFORMAÇÃO

Foram consideradas as seguintes fontes de informação para a obtenção dos valores utilizado na estimativa do LCOE:

- Fraunhofer ISE (2015a). Current and Future Cost of Photovoltaics. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems. Available: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2014/Kosten-Photovoltaik-2050/AgoraEnergiewende_Current_and_Future_Cost_of_PV_Feb2015_web.pdf
- IRENA (2014). Renewable Power Generation Costs in 2014. International Renewable Energy Agency. Innovation and Technology Centre. Bonn, Germany. Disponível em: http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_RE_Power_Costs_2014_report.pdf
- IRENA (2015). Renewable Power Generation Costs in 2014. International Renewable Energy Agency. Innovation and Technology Centre. Bonn, Germany. Available: http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_RE_Power_Costs_2014_report.pdf
- JRC (2013). The JRC-EU-TIMES model - Assessing the long-term role of the SET Plan Energy Technologies. Joint Research Centre. European Commission. Available: <http://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC85804>
- NREL (2016). U.S. Solar Photovoltaic, System Cost Benchmark: Q1 2016. National Renewable Energy Laboratory. USA. Available: <http://www.nrel.gov/docs/fy16osti/67142.pdf>
- OECD/IEA and IRENA IRENA (2017). Perspectives for the Energy Transition - Investment Needs for a Low-Carbon Energy System. 204 pp. Available at:

http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/Perspectives_for_the_Energy_Transition_2017.pdf

- Sigfússon, B. and Uihlein, A. (2015). 2014 JRC Geothermal Energy Status Report. Technology, market and economic aspects of geothermal energy in Europe. JRC Science and Policy Reports number JRC93338. ISBN 978-92-79-44614-6. doi:10.2790/460251
- Randall, T. (2016) World Energy Hits a Turning Point: Solar That's Cheaper Than Wind. Bloomberg Technology. December, 15.2016. Available at: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2016-12-15/world-energy-hits-a-turning-point-solar-that-s-cheaper-than-wind>
- REN21 (2016). Renewables 2016 Global Status Report. Paris. ISBN 978-3-9818107-0-7. Available: http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/10/REN21_GSR2016_FullReport_en_11.pdf
- WWEA (2016). Small Wind World Report. World Wind Energy Association. Available: <http://www.wwindea.org/small-wind-world-market-back-on-track-again/>
- JRC (2014). ETRI 2014 - Energy Technology Reference Indicator projections for 2010-2050. JRC Science and Policy Reports number JRC92496, ISBN 978-92-79-44403-6, doi: 10.2790/057687
- Torres, A. (2017). Comunicação pessoal a Sofia Simões da Direção Técnica da Valorsul sobre custos médios de recolha de RSU. Outubro de 2017.

II. INDICADORES PROSPETIVOS DA ELETRICIDADE RENOVÁVEL NO SISTEMA ENERGÉTICO PORTUGUÊS

ÂMBITO E OBJETIVO

No final de 2015 foi ratificado o Acordo de Paris com o objetivo principal de fortalecer a resposta global às alterações climáticas e de reforçar a capacidade dos países para se adaptarem aos seus riscos e impactos. 195 Países, onde se inclui Portugal, comprometeram-se a “assegurar que o aumento da temperatura média global fique abaixo de 2°C acima dos níveis pré-industriais e prosseguir os esforços para limitar o aumento da temperatura a até 1,5°C acima dos níveis pré-industriais”.

O Acordo de Paris irá assim exigir uma profunda descarbonização da economia, centrada essencialmente no seu sector energético. A aposta na eficiência energética e na eletricidade baixa/neutra em carbono, designadamente eletricidade renovável, têm sido apontadas como as principais estratégias para assegurar cortes profundos nas emissões de gases de efeito estufa.

Atualmente Portugal já conta com uma elevada percentagem de fontes renováveis na geração de eletricidade (54% em 2016), pelo que aumentar significativamente essa proporção requiere uma estratégia bem ponderada, constituindo um desafio significativo visto que é necessário alterar comportamentos e paradigmas. No seguimento do compromisso nacional em atingir a neutralidade carbónica até à primeira metade do século, entender qual a importância da eletricidade renovável na descarbonização do sistema energético Português é crucial.

Quais os custos/benefícios de uma transformação para um sistema electroprodutor com elevada proporção de energias renováveis? Qual o perfil tecnológico ótimo, i.e., custo-eficaz, desse sistema electroprodutor? São também questões fundamentais levantadas pelos decisores políticos e investidores e que, de modo geral, são respondidas utilizando uma métrica comum para estimar e comparar os custos de geração de eletricidade por tecnologia – os custos nivelados da eletricidade (LCOE). Todavia, uma análise simples do LCOE ignora diversos aspetos do valor total do sistema, nomeadamente os custos e os benefícios de integração das tecnologias renováveis (Ueckerdt et al., 2013) incluindo: i) os custos de “perfil” (associados ao custo inerentes da variabilidade das renováveis ao longo do ano e/ou dia); ii) custos de “estabilização” (o output das renováveis é incerto e é necessário ter em conta este aspeto quando se planeia a configuração de um sistema electroprodutor de modo a garantir a segurança do abastecimento); iii) custos da rede (diferentes tecnologias e localizações estão associadas a diferentes custos da rede, geralmente desprezadas por uma análise simples do LCOE).

A presente componente deste estudo pretende assim, ir para além de uma simples análise de LCOE, abarcando na sua análise (sustentada por um modelo energético de otimização) o balanço custo/benefício de integração das renováveis ao nível sistémico.

Desta forma, o objetivo deste estudo é analisar o papel da eletricidade renovável e apurar um conjunto selecionado de indicadores por forma a ilustrar o valor da produção de eletricidade renovável para o sistema energético português, nomeadamente impacto no custo global do sistema elétrico, poupanças/reduções de emissões de GEE e de custos evitados com a compra de licenças em leilão, impacto na balança comercial de produtos energéticos e o grau de dependência energética.

METODOLOGIA: O MODELO TIMES_PT

O TIMES_PT é um modelo tecnológico de otimização linear que resulta da implementação para Portugal do gerador de modelos de otimização de economia - energia - ambiente TIMES desenvolvido pelo ETSAP (*Energy Technology Systems Analysis Programme*) da Agência Internacional de Energia. A estrutura genérica do TIMES pode ser adaptada por cada utilizador para simular um sistema energético específico, à escala local, nacional ou multi-regional. O objetivo principal de um qualquer modelo TIMES é a satisfação da procura de serviços de energia ao menor custo possível. Para tal, são consideradas em simultâneo as opções de investimento e operação de determinadas tecnologias, fontes de energia primária e importações e exportações de energia, de acordo com a seguinte equação (Loulou, et al., 2005a, 2005b):

$$NPV = \sum_{r=1}^R \sum_{y \in YEARS} (1 + d_{r,y})^{REFYR-y} \cdot ANNCOST(r, y)$$

NPV: valor atualizado líquido dos custos totais

ANNCOST: custo anual total

d: taxa de atualização

r: região

y: anos

REFYR: ano de referência para atualização

YEARS: conjunto de anos para os quais existem custos (todos os do horizonte de modelação, mais anos passados se foram definidos custos para investimentos passados mais um número de anos após o tempo de vida da tecnologia caso se considerem custos de desmantelamento)

Para cada ano, o modelo TIMES calcula a soma atualizada dos custos totais menos os rendimentos. No caso do modelo TIMES_PT são considerados os custos de investimento e de operação e manutenção (fixos e variáveis) das diversas tecnologias de produção e consumo de energia. Os rendimentos normalmente considerados no modelo TIMES incluem subsídios e recuperação de materiais, os quais não estão

considerados no modelo TIMES_PT. Poderão ser obtidas mais informações sobre o desenvolvimento do TIMES e respetivas equações em Loulou, et al., (2005a, 2005b).

O modelo TIMES_PT representa o sistema energético Português de 2005 a 2050, incluindo os seguintes sectores: oferta de energia primária (refinação e produção de combustíveis sintéticos, importação e recursos endógenos); geração de electricidade; indústria (cimento, vidro, cerâmica, aço, química, pasta de papel e papel, cal e outras industriais); residencial; terciário; agricultura, silvicultura e pescas (apenas a componente de consumo de energia) e transportes. Em cada sector são modelados em detalhe os fluxos monetários, de energia e de materiais associados às diversas tecnologias de produção e consumo de energia, incluindo balanços de massa para alguns sectores industriais. A estrutura simplificada do modelo TIMES_PT é apresentada na Figura 4.

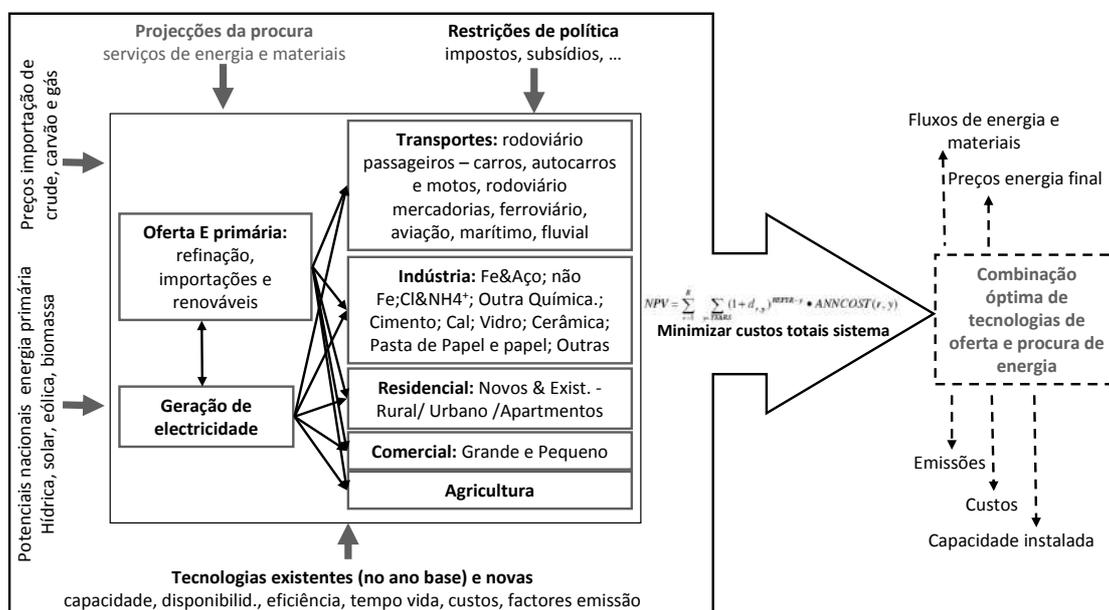


FIGURA 4 | REPRESENTAÇÃO ESQUEMÁTICA DO MODELO TIMES_PT

A implementação do TIMES_PT requer a especificação de um conjunto de *inputs* exógenos, nomeadamente: a procura de serviços de energia, as características técnico-económicas das tecnologias de procura e oferta de energia, o potencial de utilização de recursos energéticos endógenos, as importações e respetivos custos e restrições de política energética e climática, tais como limites de emissões de gases de efeito estufa ou objetivos de consumo de energia final de origem renovável. Uma descrição detalhada dos inputs considerados no presente estudo é apresentada na secção seguinte.

O modelo gera igualmente uma série de *outputs* como sejam: os custos do sistema energético, os fluxos de energia associados a cada sector, as suas opções tecnológicas, nomeadamente a capacidade instalada no

sector electroprodutor, importações e exportações de energia, utilização dos recursos endógenos, e as emissões sectoriais. As emissões consideradas pelo modelo incluem as emissões de gases de efeito estufa geradas na combustão e nos processos industriais, e não incluem as emissões fugitivas associadas à produção, armazenamento e distribuição de combustíveis fósseis e gases fluorados (F-gases).

Embora o modelo trate a informação de forma sequencial os resultados são apenas ilustrados a cada período de 5 anos (e.g., 2005, 2010, 2015 ... 2040, 2045, 2050). Cada ano é dividido em 12 períodos de tempo que representam um dia médio. A procura e oferta de energia é assim desagregada no período da noite, do dia e da ponta para cada uma das quatro estações do ano: primavera, verão, outono e inverno (e.g., período de dia da primavera, período de ponta da primavera, período de noite de verão, etc.) (Tabela 2). Esta desagregação temporal permite diferenciar os diferentes períodos da procura de eletricidade (mais intensa durante os períodos de ponta e menos durante o período noturno) e captar a variabilidade diária e sazonal das diferentes tecnologias de geração de eletricidade de base renovável (e.g., a tecnologia solar PV não está disponível durante o período de ponta do Inverno; a sua disponibilidade é maior para os períodos de tempo associados à Primavera comparativamente aos de Inverno). Esta desagregação permite assim, ainda que de forma superficial comparativamente a um modelo de base horária, considerar os custos de “perfil” das tecnologias renováveis.

TABELA 2 | DESAGREGAÇÃO TEMPORAL DO MODELO TIMES_PT

	Duração da Estação	Duração dos período do dia		
		Dia	Noite	Ponta
Primavera	21 Mar – 20Jun	7h – 11h 12h – 21h	21h-7h	11h-12h
Verão	21 Jun – 21 Set	7h – 11h 12h – 21h	21h-7h	11h-12h
Outono	22 Sep – 20 Dez	7h - 19h	20h – 7h	19h – 20h
Inverno	21 Dez – 30 Mar	7h - 19h	20h – 7h	19h – 20h

Refira-se que o TIMES, por ser um modelo de equilíbrio parcial, não considera as interações económicas fora do sector energético, como as implicações na atividade de outros sectores da economia (e.g. impacto da expansão da eólica no sector da Metalomecânica). O modelo também não considera aspetos irracionais que condicionam o investimento em novas tecnologias nomeadamente preferências motivadas por estética ou estatuto social que podem ocorrer sobretudo na aquisição de tecnologias de uso final. Assim, o modelo TIMES assume que os agentes têm perfeito conhecimento do mercado, presente e futuro. Finalmente, importa sublinhar que os modelos de base tecnológica, como o TIMES_PT, não acomodam decisões de mercado baseadas no preço, tomando opções com base no custo, quer das tecnologias quer dos recursos energéticos. Por este motivo, as soluções encontradas traduzem as melhores opções em termos de custo-eficácia.

INPUTS & CENÁRIOS

Os principais inputs do modelo TIMES_PT, e que no âmbito do presente estudo são comuns a todos os cenários modelados, incluem:

- A. **Procura de serviços de energia.** A estimativa de serviços de energia (energia útil por tipologia de serviço e para as condições nacionais), materiais e mobilidade pelos vários sectores de atividade é determinada através de um cenário prospetivo para a economia e demografia Portuguesa recorrendo a metodologias diferenciadas para os vários sectores de atividade. Uma descrição detalhada da metodologia de determinação da procura de serviço de energia pode ser consultada em Fortes et al. (2015). Adicionalmente, a estimativa da procura de serviços de energia e outros (e.g., produção de cimento) tem também em consideração as expectativas dos agentes económicos consultados em alguns exercícios de modelação anteriores. O cenário socioeconómico considerado no presente estudo assenta numa estimativa intermédia de crescimento com base na tendência histórica e nas previsões de diversas entidades. Os valores considerados para a caracterização socioeconómica até 2050 são apresentados na Tabela 3. Sublinhe-se que não foi assumida qualquer tipo de ruptura relativamente à estrutura do modelo económico atual.

TABELA 3 | INDICADORES SÓCIO-ECONÓMICOS

	2005	2010	2015	2020	2030	2040	2050
PIB (M€ ₂₀₁₁)*	174 038	179 445	171 343	182 102	211 337	245 265	284 640
População (milhares)**	10 503	10 573	10 358	10 339	10 203	9 974	9 559
PIB per capita (M€ ₂₀₁₁ /pa)	16,6	17,0	16,5	17,6	20,7	24,6	29,8

*projeções FMI até 2020 (FMI, 2016); a partir de 2020: 1.5%/ano; **projeções de crescimento do cenário elevado das Nações Unidas (NU, 2016)

- B. **Características técnico-económicas das tecnologias** existentes no ano base, assim como das tecnologias futuras. A base de dados tecnológica do modelo TIMES_PT é constituída por cerca de 2800 tecnologias (atuais e futuras). As tecnologias são caracterizadas por parâmetros representativos como eficiência, tempo de vida técnico, disponibilidade, custos de investimento e custos de operação e manutenção. A base de dados tecnológica que suporta o modelo TIMES_PT começou a ser desenvolvida no decorrer do projeto Europeu NEEDS (2008), tendo vindo a ser expandida e atualizada ao longo dos últimos 10 anos no decorrer de diversos projetos internacionais (e.g. RES2020, COMET, CCS Roadmap, INSMART,) e nacionais (e.g., Roteiro Nacional de Baixo Carbono, Programa Nacional para as Alterações Climáticas, Contributo da Eletricidade na Descarbonização da Economia Portuguesa). No âmbito do presente estudo as tecnologias de geração de eletricidade sobretudo as assentes em energias renováveis foram sujeitas a um processo de atualização e posterior validação pela APREN. Os seus dados técnico-económicos e respetivas fontes de informação são os apresentados no LCOE (Secção i). Tal como referido

no capítulo anterior a disponibilidade das tecnologias de geração de eletricidade renovável apresenta uma desagregação temporal repartida em 12 períodos de tempo por forma a simular a sua variabilidade sazonal e diária. Adicionalmente, a incerteza associada aos recursos renováveis é captada de uma forma simplificada através de fatores de contribuição para a ponta, que refletem, para um elevado nível de probabilidade de ocorrência, a percentagem de capacidade instalada por tecnologia que está disponível para satisfazer os períodos de ponta. A Tabela 4 apresenta os fatores de “contribuição na ponta”, os quais foram validados por stakeholders nacionais.

TABELA 4 | FATORES DE CONTRIBUIÇÃO DO RECURSO/TECNOLOGIA PARA A CAPACIDADE NA PONTA

Recurso/tecnologia	Fator
Centrais térmicas a gás natural	93%
Centrais térmicas a carvão	91%
Centrais térmicas a fuel	78%
Centrais a biomassa, biogás ou resíduos	50%
Grande hídrica com bombagem	70%
Grande hídrica sem bombagem	60%
Pequena hídrica	38%
Eólica Onshore	7%
Solar PV	0%
Eólica Offshore	10%
CSP	20%
Geotérmica	50%
Ondas	50%
Cogeração	57%

O modelo TIMES_PT também acomoda os custos da rede de transporte e distribuição, tendo sido considerados no presente estudo os valores de alta tensão (acima 150 kV) do relatório da ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity): ENTSO-E Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2010 (ENTSO-E, 2011). Neste sentido são assumidos os seguintes custo variáveis para a rede de transmissão e distribuição: Alta: 9.7 €₂₀₁₁/MWh; Média: 21.4 €₂₀₁₁/MWh e Baixa: 12.3 €₂₀₁₁/MWh.

- C. **Fontes de energia primária** disponíveis, atuais e futuras, incluindo: i) o potencial de recursos energéticos endógenos com viabilidade técnica e com expectativa de exequibilidade económica; ii) as importações de energia primária e iii) respetivos custos. No presente estudo foram considerados os potenciais de recursos endógenos tal como apresentado no Roteiro Nacional de Baixo Carbono (Seixas et al., 2012) (Tabela 5), exceção feita ao potencial de solar que foi sujeito a uma atualização com base na melhor informação disponível e progresso técnico-económico exponencial da tecnologia verificado nos últimos anos.

No que se refere à importação de energia primária fóssil foram assumidos os preços do cenário New Policies do World Energy Outlook de 2016 da Agência Internacional de Energia prolongados até 2050 (AIE, 2016) (Tabela 6). Por sua vez, a evolução dos preços de importação de bioenergia segue os mesmos pressupostos assumidos no RNBC (Seixas et al, 2012), isto é:

- Evolução do preço do biodiesel e óleo para produção de biocombustível indexado à evolução do preço do gasóleo;

- Evolução do preço do bioetanol indexado ao preço da gasolina;
- Evolução do preço da biomassa indexada à evolução do preço do gás natural, por se considerar que as (várias) commodities energéticas são concorrentes entre si. Esta relação foi considerada pelo facto de não existir informação publicada convergente no que se refere à evolução de preços da biomassa.

TABELA 5 | POTENCIAIS TÉCNICOS DE RECURSOS ENDÓGENOS

Recurso/tecnologia	Unidade	Situação atual	Potencial máximo			Fonte
		2015	2020	2030	2050	
Hídrica (albufeira)	GW	6.03	4.27	6.29	9.83	PNBEPH
Hídrica (fio-de-água)	GW		3.43			PNBEPH
Eólica onshore	GW	5.03	6.50		7.50	RNBC (LNEG)
Eólica offshore	GW	n.a.	4.00		10.00	RNBC (LNEG)
Ondas	GW	n.a.	5.00		7.70	WaveC
PV (descentralizado)	GW	0.45	2		13	IEA, 2002
PV (centralizado) Concentrado Solar (CPV) CSP	GW		2		12*	Cálculos próprios
Resíduos Sólidos Urbanos	PJ	2.13	9.10	7.50	9.50	PNAC
Biogás	PJ	1.07	2.90	2.20	0.40	PNAC
Geotérmica	GW	0.03	0.05	0.08	0.23	RNBC (Luís Neves)
Geotérmica (hot dry rock)	GW			0.10	0.75	RNBC (Luís Neves)
Biomassa – florestal	PJ	8.61	17.67	30.87		RNBC (CELPA)
Biomassa – resíduos da agricultura e indústria da madeira	PJ			5.93		
Bioetanol	PJ			19.50		RNBC (GPPAA – Ministério da Agricultura)
Biodiesel	PJ			9.99		RNBC (GPPAA – Ministério da Agricultura)

TABELA 6 | PREÇOS DE IMPORTAÇÃO DE ENERGIA PRIMÁRIA.

		2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Petróleo	\$2015/bbl	51.0	79.0	95.5	111.0	118.0	124.0	128.8	132.7
Gas Natural	\$2015/MBtu	7.0	7.1	8.7	10.3	10.9	11.5	12.0	12.3
Carvão	\$2015/t	57.0	63.0	68.5	74.0	75.5	77.0	79.1	81.3

Fonte: AIE, 2016

Ainda que não seja uma fonte de energia o potencial de armazenamento de CO₂ também é entendido como um recurso endógeno em matéria de opções de baixo carbono. Deste modo, foi considerado o potencial onshore e offshore e respetivos custos provenientes do projeto CCS Roadmap for Portugal (Seixas *et al.*, 2015).

- D. **Pressupostos de política**, tais como taxas, limites de emissões de gases de efeito estufa ou objetivos de consumo de energia final de origem renovável. Em todos os cenários foram considerados o ISP (Imposto Sobre os Produtos Petrolíferos e Energéticos), Imposto Único de Circulação e Imposto Automóvel, segundo os valores de Julho de 2016 e assumidos constantes até 2050. O IVA não foi considerado. Adicionalmente, os incentivos à produção de eletricidade renovável, nomeadamente os incentivos atuais (tarifas feed-in) não foram considerados por se pretender avaliar o seu custo-eficácia na ausência de quaisquer incentivos, e

por não ser conhecido qual a perspetiva destes incentivos até ao ano de 2050. As políticas energia-clima assumidas em cada cenário são enumeradas na descrição dos cenários, na medida em que cada um possui pressupostos distintos.

Em modelos de otimização do sistema energético como o modelo TIMES_PT, a procura de serviços de energia pode ser satisfeita por inúmeras opções tecnológicas custo-eficazes, dependendo das assunções pré-definidas, mormente em matéria de redução de emissões de gases com efeito de estufa. Convém sublinhar que a modelação tecnológica suportada pelo TIMES_PT não considera outras externalidades, usualmente associadas a tecnologias de produção de eletricidade, de que é exemplo a perda de valor dos terrenos resultante na sua maior ou menor ocupação e o respetivo valor paisagístico e de biodiversidade, ou o ganho de qualidade do ar resultante de uma maior taxa de utilização de fontes de energias renováveis.

Por forma a avaliar o papel da eletricidade renovável na descarbonização do sistema energético nacional foram considerados os seguintes cenários:

- **Cenário FER-E conservador**, considerado como base de referência para os cenários de descarbonização. Este cenário assume o cumprimento dos atuais objetivos de política energética/climática de 2020 e a sua manutenção até 2050, em termos percentuais do consumo bruto de energia. Adicionalmente, limita a eletricidade renovável centralizada até 60%, valor este associado à meta nacional para 2020.
- **Cenários de mitigação -60%**, o qual estabelece uma redução linear das emissões de GEE do sector energético e processos industriais até atingir -60% em 2050 comparativamente a 1990. Este cenário não define qualquer limitação à entrada de eletricidade renovável.
- **Cenários de mitigação -75%**, o qual estabelece uma redução linear das emissões de GEE do sector energético e processos industriais até atingir -75% em 2050 comparativamente a 1990, possuindo igualmente uma meta intermédia de -60% em 2040 face a 1990. Este cenário também não define qualquer limitação à entrada de eletricidade renovável.

A Tabela 7 apresenta as principais critérios de política considerados em cada cenário.

TABELA 7 | DESCRIÇÃO DAS POLÍTICAS CONSIDERADAS EM CADA UM DOS 3 CENÁRIOS

	Polícia Energética	Política Climática	Outras Assunções
FER-E Conservador	<p>2020: Produção de energia de fonte renovável: 31% do total de consumo de energia final de acordo com a Diretiva Diretiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de abril de 2009.</p> <p>2020: Eficiência Energética: limite máximo ao consumo de energia primária em 2020 (com base em projeções PRIMES realizadas em 2007) equivalente a uma redução de 20% (RCM n.º 20/2013),</p> <p>Após 2020: São consideradas as mesmas condições de 2020</p>	<p>2020: Teto de emissões considerando os objetivos do <i>Effort-sharing Decision</i> para Portugal (+1% em 2020 face às emissões verificadas em 2005) e para o caso do CELE é considerando o valor atual de 5€/t para as emissões do sectores abrangido, nomeadamente o setor electroprodutor.</p> <p>Após 2020: São consideradas as mesmas condições de 2020</p>	<p>É considerado o phase-out das centrais térmicas a carvão de Sines e Pego em linha com a Trajetória A do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2017-2030 (DGEG,2017), i.e. admite-se o prolongamento da Central de Sines até final de 2025, sendo que no caso da central do Pego se considera o seu descomissionamento na data estabelecida nos CAE/MEC, 2021. FER-E dedicada só pode atingir um valor máximo de 60%</p>

Mitigação - 60%	As políticas do cenário FER-E Conservador entendidas como condições de base	2020: Condições idênticas ao cenário FER-E Conservador Após 2020: Redução linear das emissões totais do sector energético e indústria até atingir -60% em 2050, face a 1990.	Condições idênticas ao cenário FER-E Conservador com exceção ao limite máximo de FER-E, não sendo considerada qualquer restrição à percentagem de FER-E
Mitigação - 75%	As políticas do cenário FER-E Conservador entendidas como condições de base	2020: Condições idênticas ao cenário FER-E Conservador Após 2020: Redução linear das emissões totais do sector energético e indústria até atingir -60% em 2040, face a 1990 e -75% em 2050/1990.	Condições idênticas ao cenário FER-E Conservador com exceção ao limite máximo de FER-E, não sendo considerada qualquer restrição à percentagem de FER-E

O PAPEL INEVITÁVEL DA PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE RENOVÁVEL

Esta secção apresenta os resultados obtidos para cada um dos cenários descritos anteriormente e simulados através do modelo TIMES_PT, encontrando-se estruturada por forma a dar resposta à questão principal: qual o papel e o valor da produção de eletricidade renovável para o sistema energético português. Deste modo, são apresentados uma série de indicadores, e a respetiva mensagem chave, nomeadamente o seu impacto no custo global do sistema elétrico, as suas poupanças/reduções de emissões de GEE, o seu impacto na balança comercial de produtos energéticos e o grau de dependência energética, entre outros.

A. Contribuição da eletricidade renovável para a descarbonização do sistema energético nacional

A Figura 5 ilustra a trajetória de emissões do sistema energético nacional (emissões de processo da indústria incluídas) para os diferentes cenários analisados. Sem qualquer meta específica de mitigação de CO₂ para um teto máximo de eletricidade renovável de 60%, as emissões nacionais apenas atingem uma redução de -21%, face a 1990, e de -26%, face a 2030 e 2050, respetivamente, muito aquém da mitigação expressiva necessária para atingir os objetivos definidos aquando do Acordo de Paris.

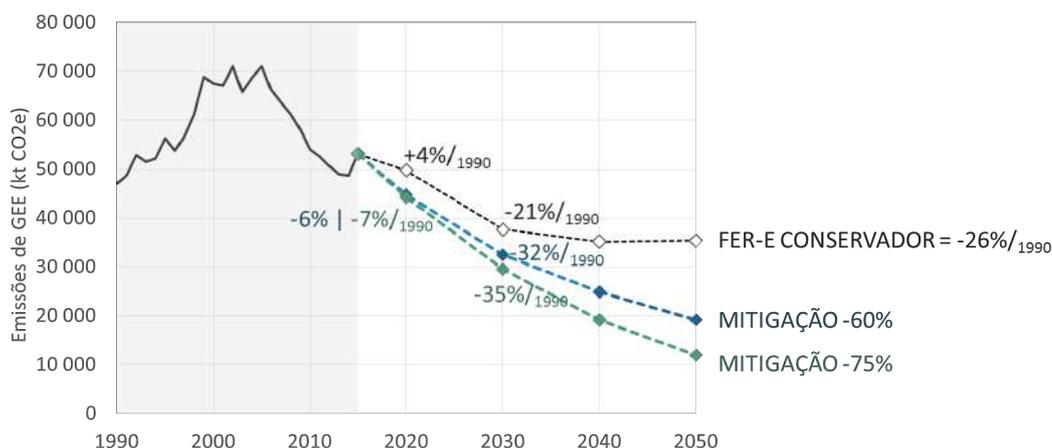


FIGURA 5 | TRAJETÓRIA DE EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA DO SISTEMA ENERGÉTICO NACIONAL (EMISSÕES DE PROCESSO DA INDÚSTRIA INCLUÍDAS) NOS 3 CENÁRIOS ANALISADOS.

Olhando para as emissões totais evitadas nos cenários de mitigação verifica-se que o papel do sector electroprodutor será considerável (Figura 6). Em 2030, o sector electroprodutor é responsável por 98% das emissões evitadas no Cenário Mitigação -60% face ao Cenário FER-E Conservador. No Cenário Mitigação -75% mais exigente em termos de restrição das emissões este valor decresce para 68%. Mesmo no longo prazo o sector electroprodutor é responsável por mais de 2 terços das emissões reduzidas nos cenários de mitigação face ao cenário conservador, mais concretamente 52% e 37% para o cenário de Mitigação -60% e Mitigação -70%, respetivamente.

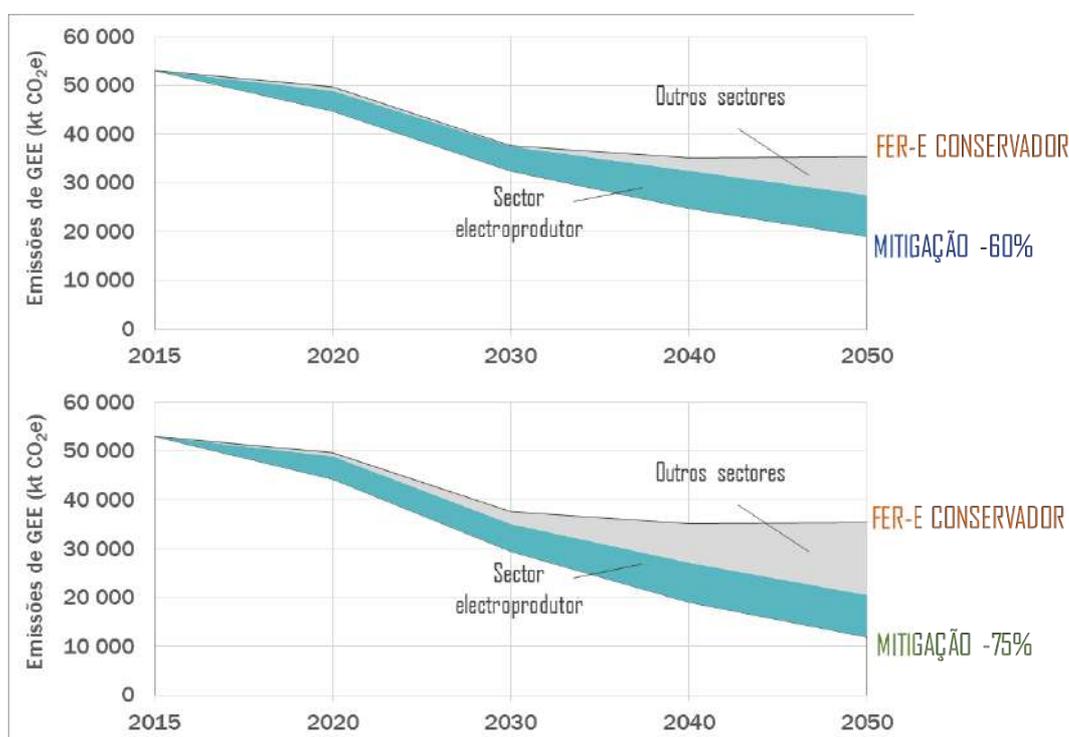


FIGURA 6 | TRAJETÓRIA DE EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA DO SISTEMA ENERGÉTICO NACIONAL (ZONA A VERDE E ZONA CINZENTA REPRESENTAM AS EMISSÕES EVITADAS PELO SECTOR ELECTROPRODUTOR E AS EMISSÕES EVITADAS PELOS OUTROS SECTORES, RESPECTIVAMENTE, FACE AO CENÁRIO FER-E CONSERVADOR).

As emissões evitadas pelo sector electroprodutor nos cenários de mitigação estão associadas a valores muito significativos de eletricidade renovável. A percentagem de eletricidade renovável é na ordem dos 80% em 2030 (entre 79% a 87% consoante se trate do total de eletricidade no cenário *Mitigação -60%* ou apenas eletricidade dedicada num cenário de *Mitigação -75%*) e dos 90% em 2050 (entre 89% e 94%) (Figura 7 e Figura 8). Estes valores ilustram o papel incontornável da eletricidade renovável para atingir uma descarbonização acentuada do sistema energético nacional, o que não se verifica no cenário *FER-E Conservador*.

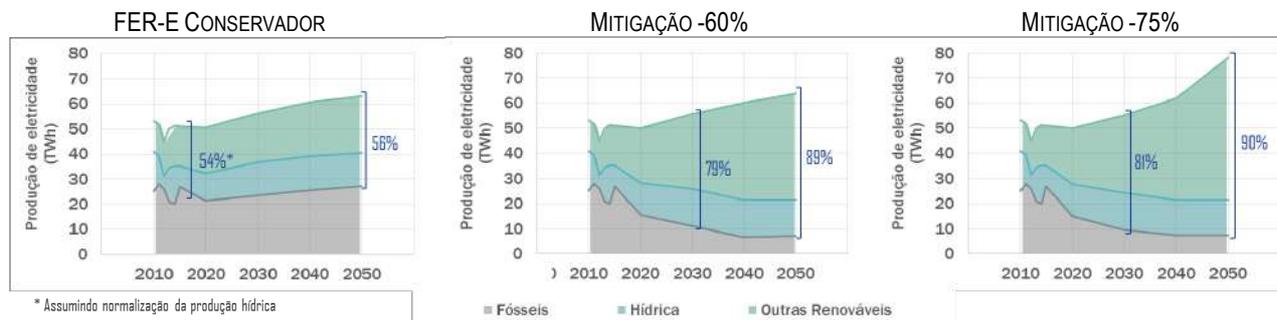


FIGURA 7 | EVOLUÇÃO DA GERAÇÃO TOTAL DE ELETRICIDADE (COGERAÇÃO INCLUÍDA) (TWh) POR TIPO DE RECURSOS NOS 3 CENÁRIOS ANALISADOS.

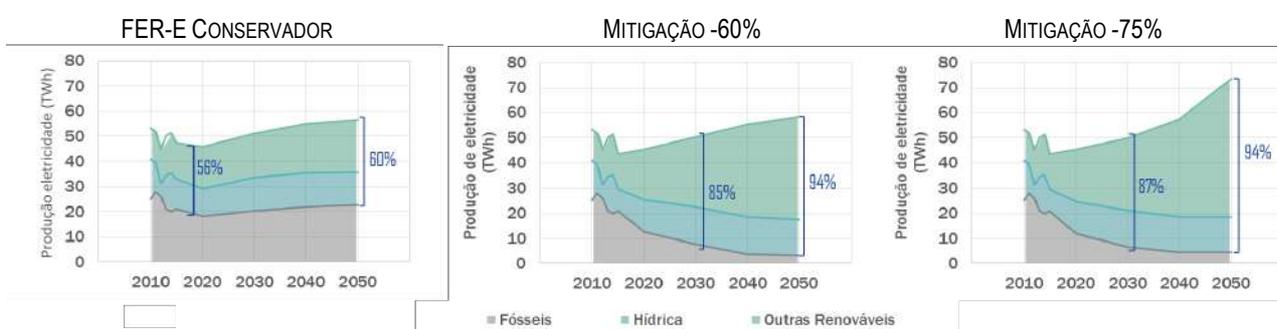


FIGURA 8 | EVOLUÇÃO DA GERAÇÃO DE ELETRICIDADE DEDICADA (COGERAÇÃO NÃO INCLUÍDA) (TWh) POR TIPO DE RECURSOS NOS 3 CENÁRIOS ANALISADOS.

De entre as tecnologias mais custo-eficazes na geração de eletricidade nos cenários de descarbonização destacam-se a hídrica, a eólica onshore e o solar PV (Figura 9 e Figura 10). As duas primeiras atingem inclusive o seu potencial máximo definido aquando da modelação (ver Tabela 5), o qual se considera ser o potencial com viabilidade técnica e com expectativa de exequibilidade económica face aos dados conhecidos atualmente.

A eólica onshore poderá ser responsável por cerca de 38%/39% da eletricidade gerada (cogeração não incluída) em 2030 nos cenários de Mitigação -60% e Mitigação -75%, respetivamente. O solar PV, que representa atualmente apenas cerca de 2% da produção de eletricidade, poderá produzir cerca de 12%/14% da eletricidade em 2030, crescendo significativamente a sua relevância em 2050 para 30%/31%.

No cenário de Mitigação -75%, onde ocorre um aumento significativo da eletricidade gerada torna-se ainda custo-eficaz a eólica offshore. A sua menor variabilidade comparativamente a outras renováveis justificam a competitividade da tecnologia, estando por exemplo disponível em períodos noturnos e de ponta nas estações de Outono e Inverno o que não se verifica para o Solar PV.

Adicionalmente, nos dois cenários de descarbonização, o gás natural com captura e sequestro de carbono torna-se uma opção tecnológica custo-eficaz. Ainda que esta tecnologia apresente um custo unitário superior a algumas tecnologias de base renovável, ela assegura a segurança de abastecimento e a estabilidade da rede

na ocorrência de situações de menor produção renovável, quer na escala sazonal quer na escala diária. Importa sublinhar que o gás natural com captura e sequestro de CO₂ atua como uma tecnologia de backup, a qual poderia ser substituída por baterias caso a tecnologia tivesse sido integrada na modelação.

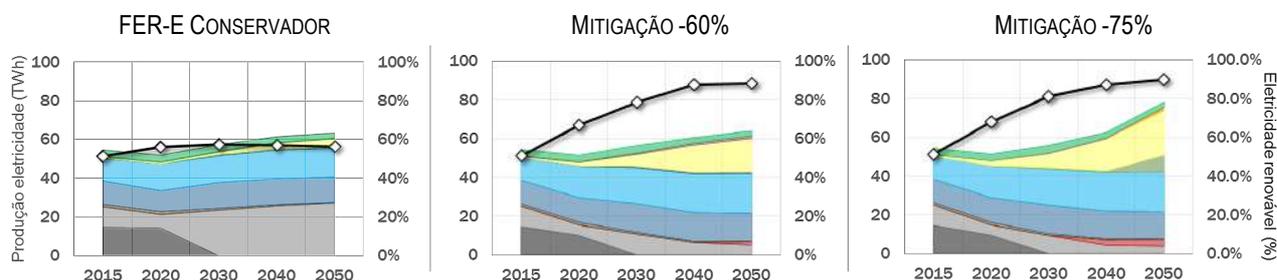


FIGURA 9 | EVOLUÇÃO DA GERAÇÃO TOTAL DE ELETRICIDADE (COGERAÇÃO INCLUÍDA) (TWh) POR TIPO DE TECNOLOGIA NOS 3 CENÁRIOS ANALISADOS.

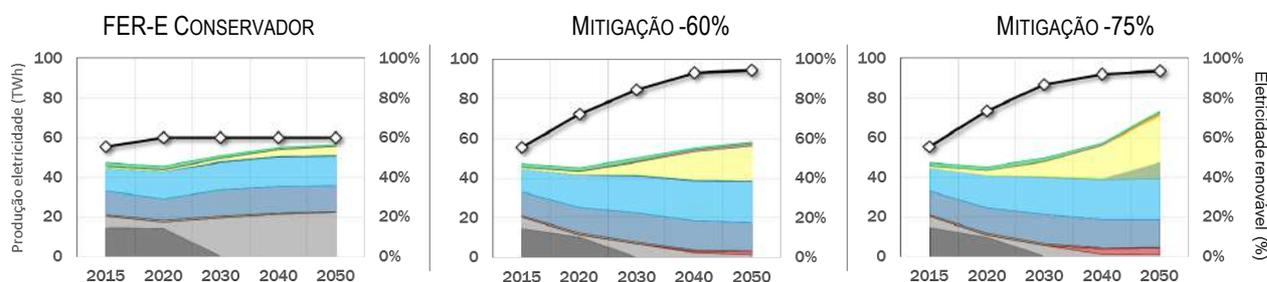


FIGURA 10 | EVOLUÇÃO DA GERAÇÃO DE ELETRICIDADE DEDICADA (COGERAÇÃO NÃO INCLUÍDA) (TWh) POR TIPO DE TECNOLOGIA NOS 3 CENÁRIOS ANALISADOS.

Para além da descarbonização do sector electroprodutor, a eletrificação da economia de base renovável torna-se uma estratégia essencial num cenário de descarbonização acentuado como seja o cenário de mitigação -75%. Neste cenário verifica-se um crescimento anual do consumo de eletricidade de cerca de 1.3% p.a. entre 2015 e 2050, quase o dobro do verificado nos cenários *FER-E Conservador* e *Mitigação -60%* (Figura 11).

Ainda que o sector dos serviços e indústria sejam aqueles com maior aumento absoluto do consumo de eletricidade, do ponto de vista percentual será o sector dos transportes que sofrerá o maior acréscimo de eletricidade consumida. Atualmente a eletricidade representa menos de 1% do consumo de energia no sector dos transportes podendo crescer até valores na ordem dos 27% no cenário *Mitigação -75%*. Importa sublinhar que os veículos elétricos são significativamente mais eficientes que os veículos de combustão interna pelo que 27% no total do consumo do sector representa na verdade 87% do stock de veículos privados de base elétrica.

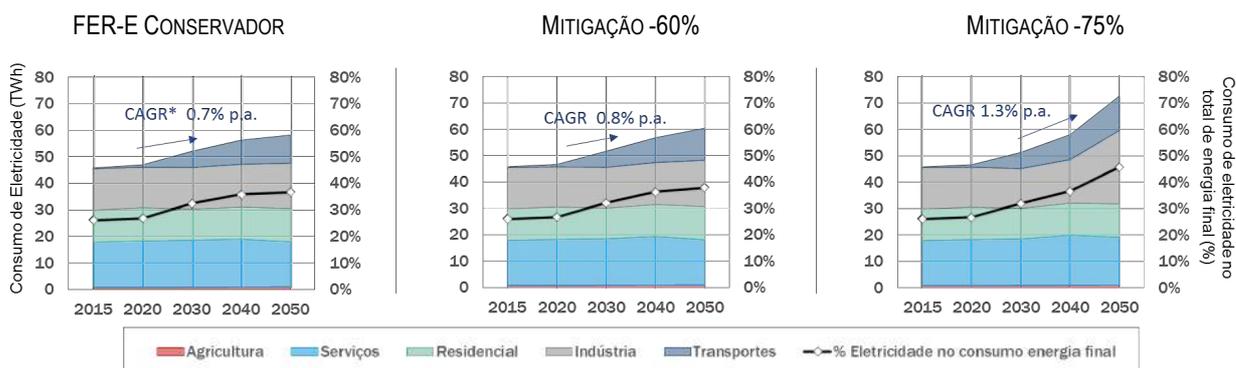


FIGURA 11 | EVOLUÇÃO DO CONSUMO DE ELETRICIDADE (TWh) POR SECTOR NOS 3 CENÁRIOS ANALISADOS.

B. Valor das renováveis do sistema energético e elétrico nacional

Para além do papel inevitável das FER-E na descarbonização do sistema energético nacional, o seu aumento acarreta outros impactes positivos, como sejam a diminuição da dependência energética, a redução de custos com licenças de emissão, entre outros. Seguidamente apresenta-se uma série de indicadores que refletem o valor das renováveis para o sistema energético nacional e sobretudo para o sector elétrico.

> Consumo de Energia Primária e Dependência Energética

No cenário FER-E Conservador, devido ao surgimento de tecnologias mais eficientes existe um elevado potencial de eficiência energética com impacto na redução da Energia Primária. Assim, mesmo na ausência de metas de mitigação específicas é expectável uma redução de 30% da energia primária face a 2015, a qual se centra sobretudo em energia fóssil (**Error! Reference source not found.**). Por sua vez, os cenários de descarbonização induzem uma redução adicional da energia primária e o contributo de energia fóssil importada é significativamente inferior, particularmente em 2050.

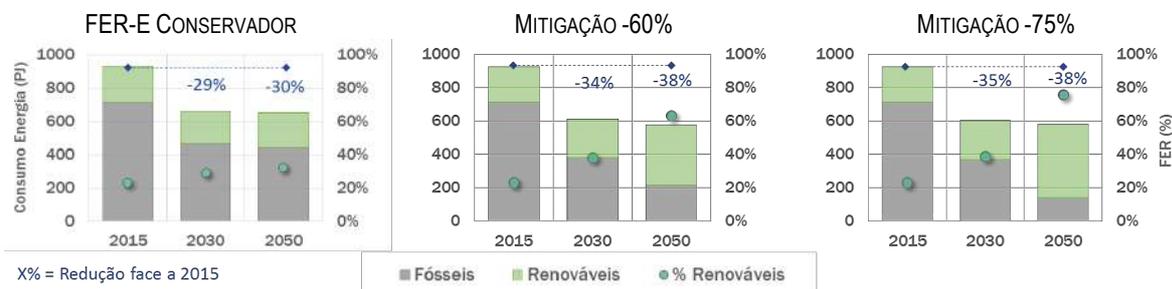


FIGURA 12 | EVOLUÇÃO DO CONSUMO DE ENERGIA PRIMÁRIA E PERCENTAGEM DE CONSUMO DE ENERGIA RENOVÁVEL (ESCALA DA DIREITA) NOS 3 CENÁRIOS ANALISADOS.

Esta evolução no consumo e configuração da energia primária tem impacto na dependência energética. Num cenário FER-E Conservador, observa-se uma redução da dependência energética nacional, a qual poderá reduzir dos atuais 77% para 69% em 2050 (Figura 13). No entanto, em cenários de descarbonização acentuada, com a presença de uma elevada percentagem de eletricidade renovável, este valor pode descer consideravelmente atingindo valores na ordem dos 46% e 33% nos Cenários *Mitigação -60%* e *Mitigação -75%*, respetivamente. A redução da dependência energética associada ao sector electroprodutor será ainda mais significativa, na medida em que as renováveis endógenas terão um papel fundamental na geração de eletricidade tal como observado anteriormente. Deste modo, a dependência energética do sector electroprodutor que num cenário FER-E Conservador possui valores de cerca de 56% no longo prazo, nos cenários de mitigação será apenas da ordem dos 10% (Figura 14).

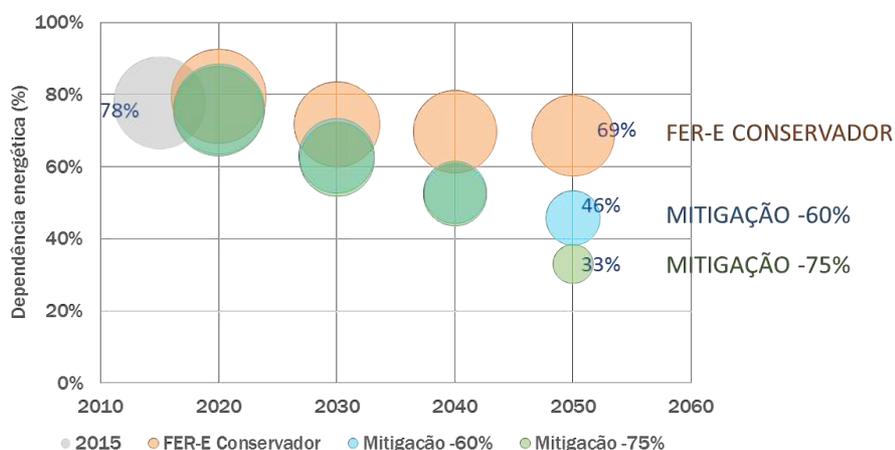


FIGURA 13 | EVOLUÇÃO DA DEPENDÊNCIA ENERGÉTICA (%) DO SISTEMA ENERGÉTICO NACIONAL NOS 3 CENÁRIOS ANALISADOS.

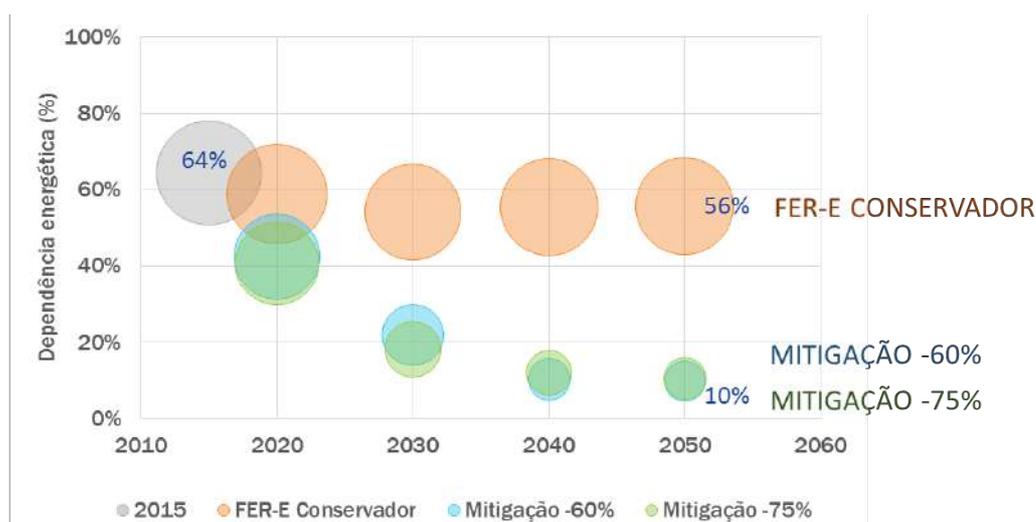


FIGURA 14 | EVOLUÇÃO DA DEPENDÊNCIA ENERGÉTICA (%) DO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL NOS 3 CENÁRIOS ANALISADOS

> **Custo do Sistema Elétrico**

Contrariamente à ideia generalizada que as renováveis incrementam os custos de geração de eletricidade, os valores obtidos mostram que, em geral, os custos totais do sistema elétrico (sector electroprodutor + rede de distribuição e transporte) com menor percentagem de eletricidade renovável são superiores aos cenários de mitigação (Figura 15). Este facto ocorre sobretudo devido ao acentuado peso dos custos de combustível, mais especificamente de gás natural, que representa quase 30% do custo total em 2050. Neste sentido, mesmo com custos de investimento mais elevados, o cenário de Mitigação -60% apresenta sempre custos totais inferiores ao cenário FER-E Conservador, nomeadamente -14% em 2030 e -24% em 2050. Apenas no cenário Mitigação -75% e em 2050, os custos do sistema elétrico são ligeiramente superiores (+2%) ao cenário FER-E Conservador. Este facto deve-se sobretudo ao valor de investimento muito acentuado, que representa cerca de 50% dos custos totais nesse ano. Todavia, os elevados custos de investimento verificados no cenário Mitigação -75% estão associados ao volume significativo de eletricidade gerada. Deste modo, focando a análise nos custos unitário de produção verifica-se que, independentemente do cenário ou ano, um perfil de produção com elevado peso de fósseis apresenta sempre valores superiores, acima dos 10% em 2030 e 20% em 2050 face aos cenários de mitigação (Figura 16).

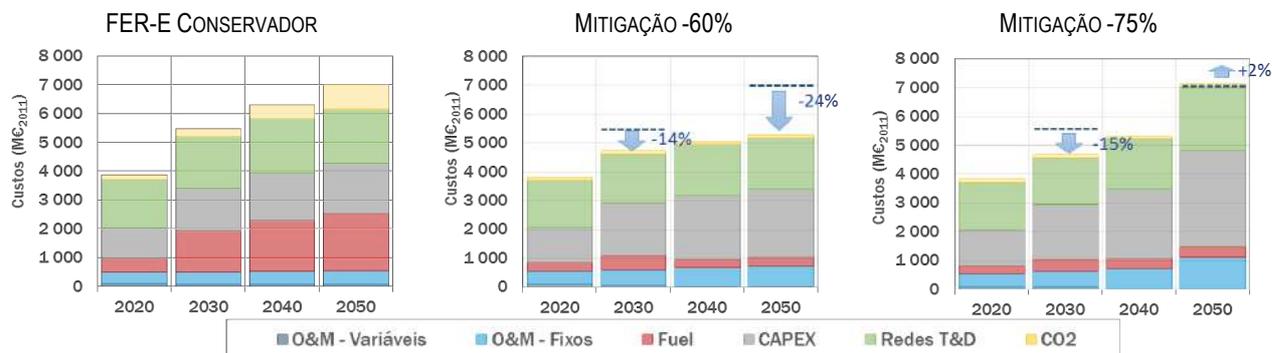


FIGURA 15 | EVOLUÇÃO DOS CUSTOS TOTAIS DO SECTOR ELÉTRICO (€₂₀₁₁) POR COMPONENTE NOS 3 CENÁRIOS ANALISADOS.

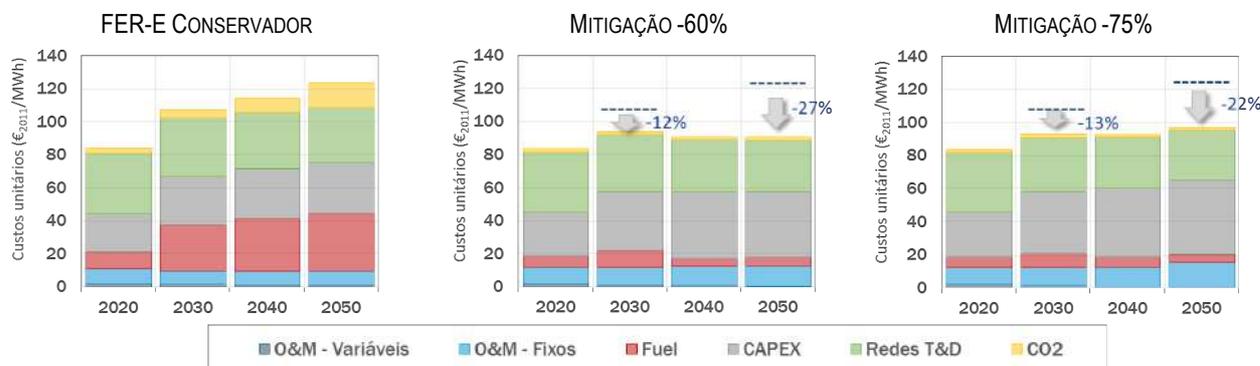


FIGURA 16 | EVOLUÇÃO DOS CUSTOS UNITÁRIOS DO SECTOR ELÉTRICO (€₂₀₁₁/MWh) POR COMPONENTE NOS 3 CENÁRIOS ANALISADOS.

> **Poupança com a compra de licenças de emissão**

Um dos indicadores de relevo na descarbonização do sector electroprodutor são as poupanças inerentes à redução da compra de licença de emissão no sector. Tal como observado na Figura 17 as poupanças podem atingir um valor médio anual entre 2020 e 2050 acima dos 280 M€, atingindo um valor absoluto máximo de mais de 750 M€ em 2050. A poupança com licenças de emissão pode ser ainda bastante mais significativa na medida em que se está a considerar um preço muito conservador de licenças de emissão provenientes do *Reference Scenario* 2016 (UE, 2016), como se mostra na Figura 18. Este estudo define uma modesta redução das emissões da União Europeia de apenas 26% face a 1990. No entanto no futuro, e tendo em consideração todo o contexto internacional de política climática, a redução das emissões de GEE deverá ser bem mais significativa, acima dos 80%, alavancando consequentemente o preço das licenças de emissão.

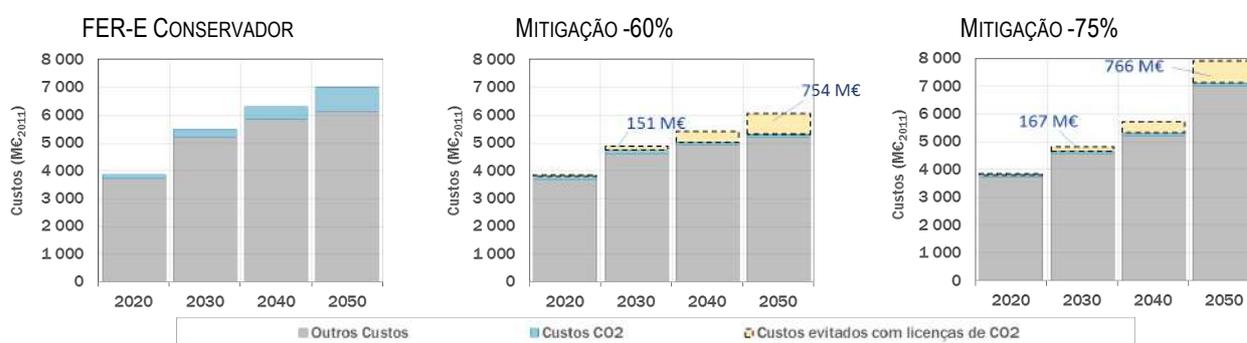


FIGURA 17 | EVOLUÇÃO DAS POUPANÇAS COM LICENÇAS DE EMISSÕES (€₂₀₁₁) NOS 3 CENÁRIOS ANALISADOS.

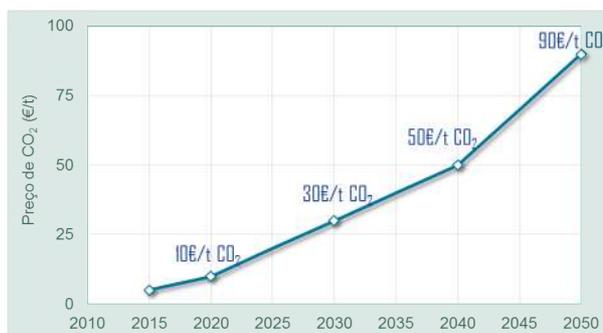


FIGURA 18 | EVOLUÇÃO DO PREÇO DE LICENÇAS DE EMISSÃO CONSIDERADAS NO PRESENTE ESTUDO (FONTE: UE, 2016)

> **Fatura Energética do Sector Electroprodutor**

Fazendo um zoom aos custos com combustíveis fósseis, verificamos que as poupanças na fatura energética do sector electroprodutor podem atingir valores anuais crescentes acima dos mil milhões de euros nos cenários de mitigação comparativamente ao cenário FER-E Conservador (Figura 19). Este valor é equivalente a cerca de

28% do saldo importador energético nacional verificado atualmente (2015), representando um impacto muito positivo para a balança comercial portuguesa.

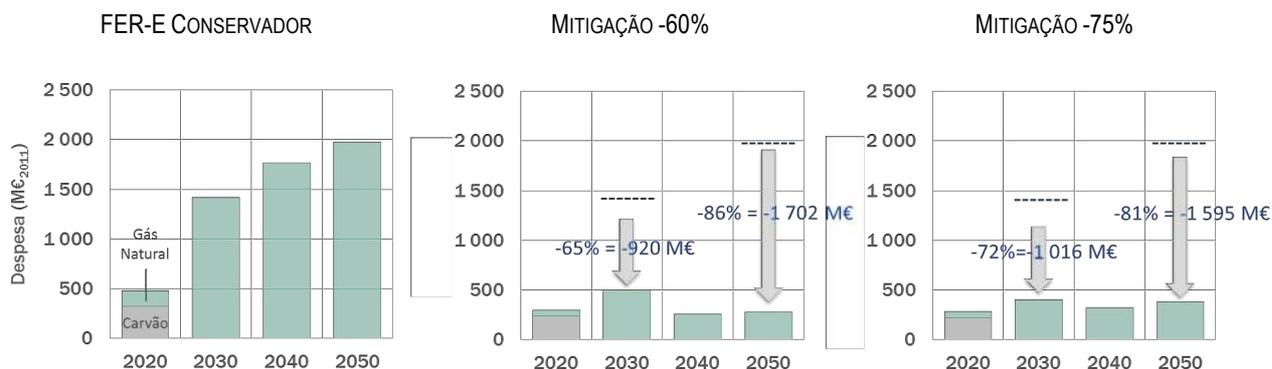


FIGURA 19 | EVOLUÇÃO DA FATURA ENERGÉTICA (€₂₀₁₁) DO SETOR ELECTROPRODUTOR NOS 3 CENÁRIOS ANALISADOS.

> Emprego líquido direto gerado

Um dos indicadores analisados para cada um dos cenários modelados é o emprego nacional associado ao sector electroprodutor. Para tal foram considerados indicadores de emprego direto, i.e., emprego associado diretamente às empresas de construção, instalação e operação e manutenção de todas as tecnologias de geração de eletricidade (centrais térmicas fósseis incluídas) proveniente do estudo *Putting renewables and energy efficiency to work: How many jobs can the clean energy industry generate in the US?* (Wei et al., 2010).

Os resultados obtidos mostram que os cenários com maior geração de eletricidade renovável serão aqueles em que se irão verificar um maior número de empregos, podendo atingir em alguns anos mais do dobro do verificado no cenário FER-E Conservador.

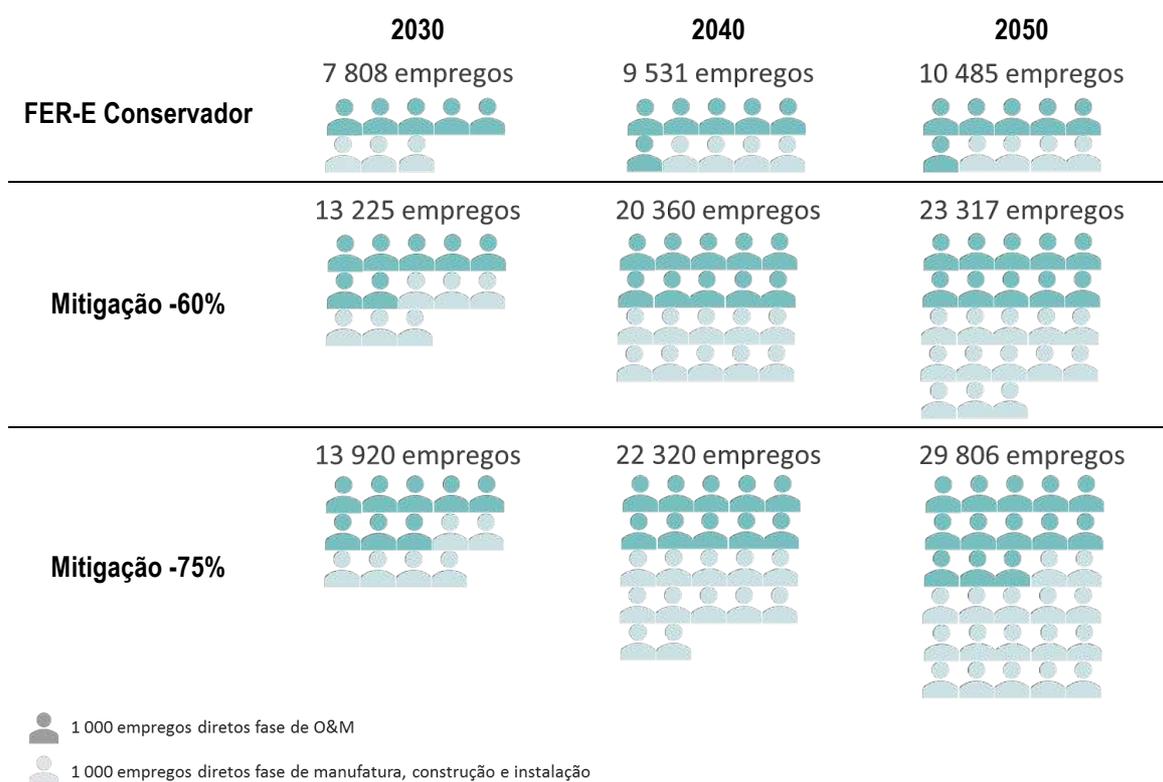


FIGURA 20 | EVOLUÇÃO DO NÚMERO DE EMPREGOS NA FASE DE O&M E CONSTRUÇÃO E INSTALAÇÃO DE TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO DE ELETRICIDADE NOS 3 CENÁRIOS ANALISADOS

CONCLUSÕES

Da análise realizada ao longo deste trabalho é possível concluir que a eletricidade renovável terá um papel fundamental não apenas na descarbonização do sistema energético, mas também poderá acarretar um valor acrescentado na economia nacional. Neste sentido, as mensagens chave que se extraem da presente análise são:

- > As renováveis na produção de eletricidade (FER-E) são um vetor de descarbonização custo-eficaz da economia Portuguesa no médio e longo-prazo;
- > As renováveis assumem um papel dominante na geração de eletricidade (acima de 85% em 2030 e 90% em 2050), sobretudo a hídrica, eólica onshore e solar PV. Eólica offshore surge como custo-eficaz em 2050 em cenários de mitigação mais significativos;
- > Metas de descarbonização agressivas favorecem a eletrificação no consumo final, sustentado por FER-E;
- > Cenários de mitigação com maior percentagem de FER-E apresentam benefícios face a um cenário FER-E conservador, quer do ponto de vista económico, traduzido num menor custo unitário de geração

de eletricidade, quer do ponto vista ambiental com reduções de GEE muito significativas, quer do ponto de vista social expressadas num maior número de empregos líquidos diretos.

A Tabela 8 apresenta uma síntese dos diversos indicadores analisados ao longo do presente trabalho, ilustrando o valor das renováveis para o sistema elétrico português.

TABELA 8 | SÍNTESE DOS INDICADORES DE IMPACTO DO SECTOR ELÉTRICO

Indicadores [Valores agregados 2015 a 2050]	FER-E Conservador		Mitigação -60%	Mitigação -75%
	Δ /FER-E Conservador			
Importação de energia primária para a produção de eletricidade	PJ	5 357	-57%	-58%
Emissões de GEE do sector electroprodutor (CO _{2e})	kt CO _{2e}	414 986	-46%	-52%
Custo global do sistema elétrico (incluindo custo CO ₂)	M€ ₂₀₁₁	190 651	-14%	-11%
Dependência energética do setor eléctrico 2050	%	56	10%* (-46%)	10%* (-46%)
Emprego (líquido)	x 1 000	297	74%	92%

* Valor real de dependência energética do sector eléctrico

Ainda que os resultados obtidos permitam responder às principais questões coladas com a realização deste trabalho, os resultados apresentados devem ser analisados com cautela devido a algumas limitações intrínsecas ao modelo utilizado. O modelo TMES_PT é um modelo de otimização considerando um perfeito conhecimento do futuro (i.e., o modelo sabe de antemão qual a curva de custos das tecnologias). O modelo não assume restrições de orçamento, nem considera elasticidades de procura-preço. Ao longo deste trabalho também foi possível identificar algumas lacunas, que podem e devem ser sujeitas a melhorias numa posterior atualização, designadamente a introdução de novas tecnologias de base elétrica, como sejam camiões e a inclusão de tecnologias de armazenamento de energia elétrica (e.g., baterias, CSP com armazenamento, hidrogénio como vetor de armazenamento de energia). Estas tecnologias serão essenciais num futuro baixo ou neutro em carbono, potenciando o papel das renováveis.

REFERÊNCIAS

- AIE (2016). World Energy Outlook 2016, Agência Internacional de Energia, Paris.
- ENTSO-E (2011). ENTSO-E Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2010. Maio 2011. ENTSO-E. 40 pp. Disponível em: https://www.entsoe.eu/publications/market-reports/Documents/TariffSynthesis_2010_updated_FINAL.PDF
- Fortes, P., Alvarenga, A., Seixas, J. and Rodrigues, S. (2015). Long term energy scenarios: Bridging the gap between socio-economic storylines and energy Modeling. *Technological Forecasting & Social Change*. 91:161-178
- Fundo Monetario Internacional (2016). 2016 World Economic Outlook. Disponível em: <http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2016/02/weodata/index.aspx>
- Loulou, R., U. Remme, A. Kanudia, A. Lehtila, G. Goldstein (2005a). Documentation for the TIMES model - PART I. www.etsap.org/tools.htm.
- Loulou, R., U. Remme, A. Kanudia, A. Lehtila, G. Goldstein (2005b). Documentation for the TIMES model - PART II. www.etsap.org/tools.htm
- Nações Unidas (2015). 2015 Revision of World Population Prospects. Nações Unidas. Disponível em: <https://esa.un.org/unpd/wpp/>
- Seixas, J., Fortes, P., Dias, L., Dinis, R., Alves, B., Gouveia, J., Simões, S. (2012). Roteiro Nacional de Baixo Carbono: Portugal 2050 - Modelação de gases com efeito estufa, Energia e Resíduos. Lisboa. Disponível em: http://www.apambiente.pt/_zdata/RNCB/EnergiaResiduos_10_07.pdf
- Seixas, J., P. Fortes, L. Dias, J. Carneiro, P. Mesquita, D. Boavida, R. Aguiar, F. Marques, Vitor Fernandes, J. Helseth, J. Ciesielska, K. Whiriskey (2015). CO2 Capture and Storage in Portugal -A bridge to a Low Carbon Economy, Faculdade de Ciências e Tecnologia- Universidade Nova de Lisboa. Caparica, Portugal. Disponível em: <http://hub.globalccsinstitute.com/sites/default/files/publications/189763/co2-capture-storage-portugal-bridge-low-carbon-economy.pdf>.
- UE – União Europeia (2016). EU Reference Scenario 2016: Energy, Transport and GHG Emissions Trends to 2050. European Commission: Directorate-General for Energy, Directorate-General for Climate Action and Directorate-General for Mobility and Transport. Luxembourg: Publications Office of the European Union. Disponível em: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/ref2016_report_final-web.pdf
- Ueckerdt, F., Hirth, L., Luderer, G., Edenhofer, O (2013). System LCOE: What are the costs of variable renewables?, *Energy*, 63, pp. 61-75
- Wei Max, Patadia Shana, M.Kammen Daniel (2010). Putting renewables and energy efficiency to work: How many jobs can the clean energy industry generate in the US? *Energy Policy* 38(2), 919-931