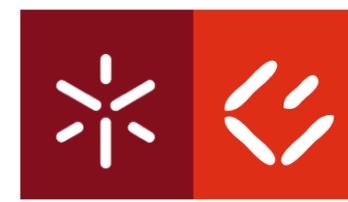




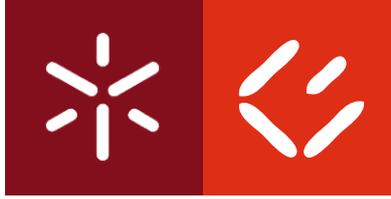
Dário Castro Dias

**Análise da produção e regulação da  
eletricidade renovável em Portugal**

**Universidade do Minho**  
Escola de Economia e Gestão







**Universidade do Minho**  
Escola de Economia e Gestão

Dário Castro Dias

**Análise da produção e regulação da  
eletricidade renovável em Portugal**

Tese de Mestrado  
Mestrado em Economia Industrial e da Empresa

Trabalho efetuado sob a orientação da  
**Professora Doutora Rita Sousa**

Julho de 2018

## DECLARAÇÃO

**Nome:** Dário Castro Dias

**Endereço eletrónico:** [dias.c.dario@gmail.com](mailto:dias.c.dario@gmail.com)

**Título da Tese:**

Análise da Produção e Regulação da Eletricidade Renovável em Portugal

**Orientadora:**

Professora Doutora Rita Mafalda Dionísio Sousa

**Ano de Conclusão:** 2018

Mestrado em Economia Industrial e da Empresa

É AUTORIZADA A REPRODUÇÃO PARCIAL DESTA TESE APENAS PARA EFEITOS  
DE INVESTIGAÇÃO, MEDIANTE DECLARAÇÃO ESCRITA DO INTERESSADO, QUE A TAL SE COMPROMETE;

Universidade do Minho, \_\_\_\_/\_\_\_\_/\_\_\_\_

Assinatura: \_\_\_\_\_

## **Agradecimentos**

A elaboração desta dissertação só foi possível com a determinação, o esforço, a persistência, o empenho, o compromisso e a confiança das pessoas abaixo mencionadas:

À Prof. Dr.<sup>a</sup> Rita Sousa, que tanto me apoiou e entendeu todas as dificuldades que me foram surgindo, ao nível académico, pessoal e profissional, incentivando-me a nunca desistir, acreditando sempre no meu trabalho.

Ao Sr. Eng. António Lobo Gonçalves, um agradecimento especial por partilhar o seu tempo para me atender e ouvir, atenta e pacientemente.

À Vanda que sempre esteve ao meu lado ajudando-me em inúmeras vertentes, interrompendo até a sua vida pessoal.

À minha família, em primeiro lugar, aos meus pais que me ajudaram a ultrapassar todos os obstáculos que foram surgindo e apoiando de forma incondicional, sem eles nada seria possível. Ao meu irmão Aldo, que esteve sempre comigo incondicionalmente, em todos os patamares da minha vida, incluindo os mais difíceis, depositando, em mim, força e esperança, equiparando-se à posição de um pai. Aos meus Avós, pela educação, formação, civismo, origens e carácter, que me passaram, fazendo de mim o Ser Humano que sou. E um agradecimento especial aos meus tios-padrinhos e aos meus primos, que me integraram no seu seio familiar durante grande parte da minha vida académica.

Ao meu querido, grande amigo e camarada, Adriano Rosa Araújo Valente da Silva, pela possibilidade de o ter conhecido como pessoa e pelas diversas conversas que tivemos, nunca o esquecerei.

Um agradecimento muito especial à Andreia Araújo, ao Bruno Almeida, ao Carlos Carreiras, à Cristiana Lopes, ao Hernâni Duarte, ao Jorge Carreiras e à Marcela Dias pela franqueza, amizade, apoio e aventuras.

E a todos os meus amigos e camaradas pelo apoio, aventuras e evolução conjunta.



## **Resumo**

O setor da energia tem um crescente destaque ao nível político-económico devido ao seu impacto no ambiente e sustentabilidade. Neste sentido é necessário manter atualizado o conhecimento sobre as fontes de energia renováveis existentes e como podem ser implementadas, uma vez que as suas características e os desenvolvimentos tecnológicos são distintos, tendo em conta as suas próprias condicionantes e as do meio em que estão inseridas.

Ao longo deste trabalho é abordado o panorama do setor energético, nacional e internacional, nas suas vertentes legal e histórica. Além disso, são também referidos alguns dos principais instrumentos de regulação aplicados ao setor energético, incluindo instrumentos e mecanismos de apoio e de promoção do desenvolvimento das tecnologias renováveis.

Portugal apresenta uma forte implementação de energia renovável, face à sua dimensão geográfica e demográfica, através das tecnologias eólica e hídrica. Neste sentido, é apresentada a importância das energias renováveis no país, para a sua sustentabilidade e independência energética, aludindo às várias tecnologias, à sua regulamentação, apoios e mecanismos. Por último, são apresentados os dados acerca da produção e do consumo de eletricidade, bem como informação sobre a emissão de gases de efeito de estufa.

Esta dissertação tem por objetivo último estimular o investimento e a produção de eletricidade através das Fontes de Energia Renováveis (FER-E).



## **Abstract**

The energy sector has been increasingly prominent at the political-economic level because of its impact on the environment and sustainability. In this sense, it is necessary to keep up to date the knowledge about existing renewable energy sources and how they can be implemented, since their characteristics and technological developments are distinct, considering their own limitations and the environment in which they are inserted.

Throughout this work the panorama of the energy sector, national and international, in its legal and historical aspects is approached. In addition, some of the main regulatory instruments applied to the energy sector, including instruments and mechanisms to support and promote the development of renewable technologies, are also mentioned.

Portugal has a strong implementation of renewable energy, due to its geographical and demographic dimensions, through wind and hydro technologies. In this sense, the importance of renewable energies in the country is presented for its sustainability and energy independence, alluding to the various technologies, their regulation, supports and mechanisms. Lastly, data on electricity production and consumption, as well as information on the emission of greenhouse gases are presented.

This dissertation aims ultimately to stimulate investment and electricity production through Renewable Energy Sources (RES-E).



## ÍNDICE

AGRADECIMENTOS.....	I
RESUMO.....	III
ABSTRACT.....	V
ÍNDICE DE FIGURAS.....	IX
ÍNDICE DE TABELAS.....	X
ABREVIATURAS.....	XI
<b>PARTE I – INTRODUÇÃO.....</b>	<b>1</b>
<b>PARTE II – ENQUADRAMENTO E REVISÃO DE LITERATURA.....</b>	<b>6</b>
<b>1 O SISTEMA ELÉTRICO PORTUGUÊS.....</b>	<b>6</b>
<b>2 A ELETRICIDADE DE FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEL (FER-E).....</b>	<b>8</b>
<b>3 AS CONDICIONANTES DA DIFUSÃO DA FER-E.....</b>	<b>10</b>
<b>4 A REGULAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO.....</b>	<b>13</b>
4.1 INSTRUMENTOS DE REGULAÇÃO APLICADOS NO SETOR ELÉTRICO.....	13
4.1.1 <i>Taxa de Retorno Garantida</i> .....	13
4.1.2 <i>Regulação por incentivos ou dos preços</i> .....	15
4.1.3 <i>Preçagem dos picos de carga (peak-load)</i> .....	20
4.1.4 <i>Tarifas Feed-In (FIT)</i> .....	26
4.1.4.1 Tarifa stepped.....	27
4.1.4.2 Tarifa regressiva.....	28
4.1.4.3 Prémio Feed-in.....	29
4.1.4.4 Outros parâmetros de design.....	30
4.2 MECANISMOS DE APOIO AO DESENVOLVIMENTO DAS FER-E.....	31
4.3 O CÁLCULO TARIFÁRIO PORTUGUÊS.....	33
<b>5 APLICAÇÃO INTERNACIONAL DE MECANISMOS DE APOIO ÀS FER-E.....</b>	<b>39</b>
<b>PARTE III – CRITÉRIOS E ANÁLISE DE DADOS.....</b>	<b>43</b>
<b>6 METODOLOGIA.....</b>	<b>43</b>
<b>7 ANÁLISE DA PRODUÇÃO E CONSUMO DE FER-E NA UE.....</b>	<b>44</b>
7.1 PRODUÇÃO E CONSUMO DE ELETRICIDADE.....	46

7.2	EMISSÕES ASSOCIADAS DE GASES COM EFEITO DE ESTUFA.....	50
<b>8</b>	<b>ANÁLISE DA PRODUÇÃO E CONSUMO FER-E EM PORTUGAL .....</b>	<b>53</b>
8.1	PRODUÇÃO E CONSUMO DE FER-E.....	56
8.2	EMISSÕES ASSOCIADAS DE GASES COM EFEITO DE ESTUFA.....	61
8.3	METAS PORTUGUESAS – ELETRICIDADE .....	65
<b>9</b>	<b>CONCLUSÕES E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS.....</b>	<b>68</b>
<b>10</b>	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>74</b>

## Índice de figuras

<b>Figura 1 Consumo total de energia per capita (Kgep)</b>	<b>3</b>
<b>Figura 2 Produtividade Energética (€/kgep)</b>	<b>4</b>
<b>Figura 3 Pico de carga – empresa de pico</b>	<b>23</b>
<b>Figura 4 Preço único – empresa de pico</b>	<b>24</b>
<b>Figura 5 Procura por capacidade – caso de variação de picos</b>	<b>25</b>
<b>Figura 6 Produção Total Bruta de Eletricidade (%)</b>	<b>46</b>
<b>Figura 7 Produção primária de ER (%)</b>	<b>47</b>
<b>Figura 8 Consumo de eletricidade por setor de atividade (%)</b>	<b>48</b>
<b>Figura 9 Preço da eletricidade para a habitação (€/kWh)</b>	<b>49</b>
<b>Figura 10 Preço da eletricidade para a indústria (€/kWh)</b>	<b>50</b>
<b>Figura 11 Emissões de GEE no setor de atividade (%)</b>	<b>51</b>
<b>Figura 12 Emissões de GEE per capita (TeCO<sub>2</sub>)</b>	<b>52</b>
<b>Figura 13 Produção Bruta de ER em Portugal (%)</b>	<b>56</b>
<b>Figura 14 Produção de eletricidade 2017 (%)</b>	<b>57</b>
<b>Figura 15 Repartição da Produção Elétrica Portuguesa (%)</b>	<b>58</b>
<b>Figura 16 Consumo de eletricidade por setor de atividade (%)</b>	<b>59</b>
<b>Figura 17 Consumo total de EE per capita (kWh/hab)</b>	<b>60</b>
<b>Figura 18 Ranking europeu de potência instalada em 2016 (MW)</b>	<b>60</b>
<b>Figura 19 Potência instalada Mundial de eólica Offshore (MW)</b>	<b>61</b>
<b>Figura 20 Emissões de GEE no setor da eletricidade/calor (MtCO<sub>2</sub>)</b>	<b>62</b>
<b>Figura 21 Emissões de GEE per capita</b>	<b>63</b>
<b>Figura 22 Emissão de CO<sub>2</sub> por unidade de valor acrescentado (kgCO<sub>2</sub>/€)</b>	<b>64</b>
<b>Figura 23 Evolução da trajetória mínima de FER no consumo final bruto de energia (%)</b>	<b>66</b>

## **Índice de tabelas**

**Tabela 1 Valor de atualização LEV** \_\_\_\_\_ **37**

**Tabela 2 Valor adimensional Z** \_\_\_\_\_ **38**

## Abreviaturas

BT – Baixa Tensão

CE – Comissão Europeia

CMg – Custo Marginal

CUR – Comercializador do Último Recurso

DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia

EDP – Energias de Portugal

EE – Energia Elétrica

EM – Estados Membros

ER – Energia(s) renovável(eis)

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

FER-E – Fontes de Energias Renováveis Elétricas

FIT – *Feed in Tariffs*

GEE – Gases de Efeito de Estufa

I&D – Investigação e Desenvolvimento

MIBEL – Mercado Ibérico de Eletricidade

PE-FER – Produção Elétrica a partir Fontes de Energia Renováveis

PRE – Produção em Regime Especial

PRO – Produção em Regime Ordinário

RC – Regime Comum

RE – Regime Especial

REN – Redes Energéticas Nacionais

RO – Regime Ordinário

RSU – Resíduos Sólidos Urbanos

RT – Regulamento Tarifário

SEI – Sistema Elétrico Independente

SEN – Sistema Elétrico Nacional

SENV – Sistema Elétrico de Não Vinculado

SEP – Sistema Elétrico de Serviço Público

tep – Tonelada Equivalente de Petróleo

tCO<sub>2</sub> – Tonelada de Dióxido de Carbono

UE – União Europeia

## **PARTE I – INTRODUÇÃO**

A crescente relevância do setor energético como temática global e central da economia mundial reconhece-se pelo facto da energia ser imprescindível para todo o funcionamento das atividades económicas.

A indeclinável carência e aumento do preço do petróleo, a ameaça securitária ao fornecimento energético, as alterações climáticas, e a elevada procura de combustíveis fósseis estimulam a importância concedida à produção e utilização de energia elétrica (EE) desta natureza.

Portugal não se afasta desta conjuntura, estando ciente da correta implementação de uma política energética, atingindo os objetivos estipulados, referentes a um desenvolvimento sustentável. Neste âmbito, tem-se verificado um investimento nas energias renováveis (ER), apoiadas por diversos mecanismos de investimento, ao nível nacional e internacional, devido ao facto dos recursos energéticos fósseis de Portugal serem reduzidos, tendo seguido uma visão expansionista nas ER. A nível global, nota-se uma constante preocupação e ação para a implementação e promoção de eletricidade através de fontes de energias renováveis (FER-E), visando a preservação do meio ambiente. Torna-se fulcral a decisão de obter energia por parte de fontes inesgotáveis, passando a obter EE através dos recursos naturais, renovando-se depois de utilizadas.

O universo das ER engloba diversas FER-E, utilizando uma diversidade de recursos que engloba: a eólica, a hídrica, a solar, a térmica, a geotérmica, entre outras, que apenas se conseguem desenvolver mediante investimento, o qual é, muitas vezes, deficitário.

Assim sendo, certas tecnologias não atingem a maturação, necessitando da utilização dos mecanismos de apoio ao desenvolvimento das FER-E, como: as tarifas, os prémios *feed-in*, as medidas fiscais, os certificados, entre outros.

No que concerne à regulação é difícil indicar qual a melhor prática, no entanto é possível enumerar alguns dos seus instrumentos. No capítulo 4 analisamos os instrumentos mais aplicados possibilitando a evolução da estrutura de mercado. Destes instrumentos regulatórios os mais utilizados pelo setor elétrico são os seguintes: a taxa de retorno, a regulação por incentivos, o pico de carga e as tarifas *feed-in*.

Foquemo-nos nas tarifas *feed-in* uma vez que este instrumento foi eficaz na alavancagem das ER, principalmente em países europeus, sendo caracterizada por uma remuneração fixa que está

dependente da tecnologia FER-E a ser implementada. O modelo das tarifas *feed-in* engloba as seguintes variantes: as tarifas *stepped*, as degressivas, e os prémios *feed-in*.

De uma forma complementar é possível referir também alguns parâmetros que ajudam na concretização da implementação da regulação, tais como: os custos envolvidos, os ajustes tarifários, a obrigatoriedade de compra e a discriminação horária.

Como incentivo ao incremento das ER salientamos as medidas fiscais, os certificados verdes negociáveis, os concursos públicos e os apoios financeiros que incentivam e reduzem o risco de investimento para as ER.

A FIT, apesar de já não estar a ser implementada atualmente, foi a fórmula tarifária implementada em Portugal a partir de 1995, tendo sido posteriormente alteradas tal como irá ser explicado no capítulo 5. Foi maioritariamente sobre esta fórmula que se desenvolveu grande parte da tecnologia eólica existente em Portugal, pela sua capacidade de garantir um montante fixo que colmatava os custos de uma nova tecnologia renovável e assegurava a sua rentabilidade.

É possível referir que as FER-E, foram e estão a ser implementadas um pouco por todo o mundo, tendo Portugal criado mecanismos de apoio às ER a partir de 1988. Neste sentido é possível referir que as FIT teriam uma preferência consideravelmente maior face a outros mecanismos de apoio existentes, sendo importante referir que inicialmente qualquer incentivo às FER-E seria pequeno em função dos elevados custos associados ao investimento.

As tecnologias renováveis foram fortemente implementadas em países como Espanha e Alemanha onde existia um bom incentivo ao investimento destas tecnologias. Também noutros países se nota a dedicação e comprometimento com a implementação das FER-E, estabelecendo-se metas de produção renovável e objetivos para a redução das emissões de GEE.

O desenvolvimento das FER-E foi acompanhado pela elaboração de documentos formais, nomeadamente diplomas legais nacionais e internacionais, ou documentos orientadores e indicativos. Portugal orienta a sua ação com base em alguns documentos da União Europeia (UE), mas que internamente desenvolve as suas políticas mediante a sua estrutura, planeamento, estratégia, característica, geopolítica e realidade socioeconómica, enfrentando vários desafios e condicionantes.

No capítulo 7, relativo à análise da produção e consumo de eletricidade na UE, referem-se as principais metas e programas estabelecidos para promover o investimento, metas e consumos de

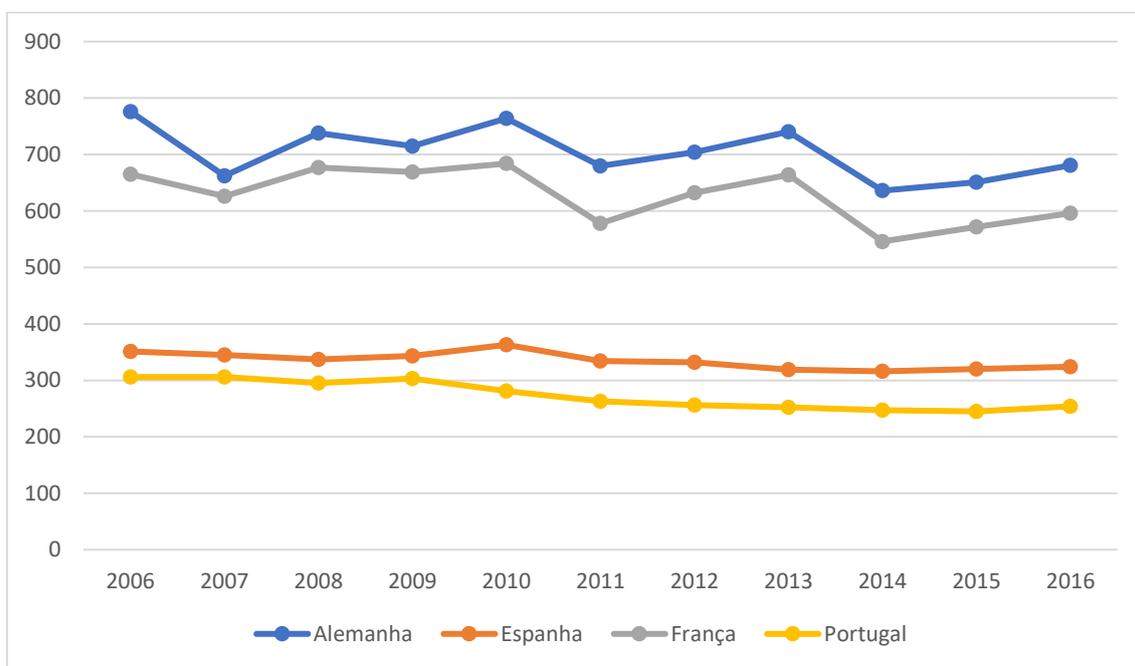
eletricidade renovável. Procede-se à análise da produção, do consumo e dos preços da eletricidade, através da comparação entre a Alemanha, a Espanha, a França e Portugal. Neste capítulo também são analisadas as emissões de GEE nos quatro países em estudo.

O capítulo 8 retrata a história e o panorama de Portugal, que desde 1974 passou por diversos processos de desenvolvimento do setor elétrico, modernizando-se e atualizando-se, inclusive na estrutura do Sistema Elétrico Nacional (SEN), ainda com forte incentivo e visão para a implementação das FER-E. Neste sentido pretende-se analisar a evolução e investimento nas ER. Além disso, são também referidos alguns dados relativos às emissões de GEE e às metas estipuladas para a produção e consumo de eletricidade em Portugal.

No presente projeto aborda-se a temática da implementação de eletricidade de origem renovável, e os seus mecanismos de promoção. O foco principal incide nas diferentes tecnologias e na situação portuguesa, tendo o estudo por finalidade perceber como está a ser promovido a iniciação, a exploração e o investimento nestas tecnologias.

Neste sentido é de suma importância referir alguns dados, nacionais e internacionais relativos à produção e consumo de energia.

**Figura 1 Consumo total de energia *per capita* (Kgep)**



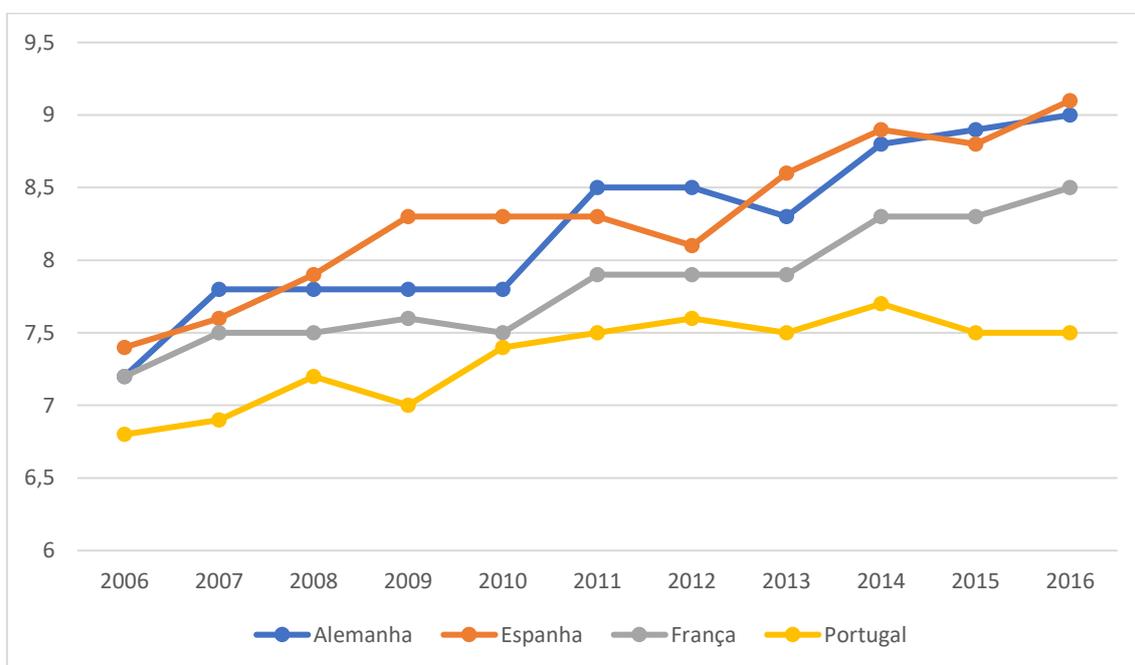
Fonte: Adaptado de "Final energy consumption in household" per capita, Eurostat (2018).

O indicador de consumo total de energia *per capita* mede a quantidade de eletricidade e calor que cada cidadão consome na sua habitação, não tendo em consideração a energia usada para os transportes nem para o próprio setor energético.

A figura 1 ilustra os valores de consumo de energia *per capita* em cada um dos quatro países analisados. Desta maneira é possível observar que o país com maior consumo de energia é a Alemanha, seguido da França.

Desta maneira é possível aferir que o consumo de energia, nos últimos 4 anos, apresenta uma tendência de crescimento, sendo este indicador contrário à procura pela sustentabilidade e redução do consumo de energia.

**Figura 2 Produtividade Energética (€/kgep)**



Fonte: Adaptado de "Energy productivity", Eurostat (2018).

A produtividade da energia resulta da divisão do PIB pelo consumo interno bruto de energia num determinado ano civil. Deste modo mede a produtividade do consumo de energia, isto é, fornece uma visão de dissociação entre o consumo de energia e o crescimento do PIB. Assim, é possível referir que um Estado consegue atingir maiores valores de produtividade atuando com maior nível de eficácia e eficiência (figura 2).

A presente tese desenvolve-se em três partes:

1. A parte I refere-se à introdução, onde se descreve com brevidade todos os assuntos que serão abordados ao longo da tese.
2. A parte II prende-se no enquadramento e na revisão de literatura, que lhe corresponde ao capítulo 1, referente a informações quanto ao sistema elétrico português, ao capítulo 2, capítulo que enumera as várias FER-E, ao capítulo 3, que relata e classifica as condicionantes à difusão das ER, ao capítulo 4, que engloba a regulação do setor elétrico, e por último o capítulo 5, que relata a aplicação dos apoios num âmbito internacional.
3. Por último, a parte III que corresponde aos critérios e dados utilizados, integrando 4 capítulos: capítulo 6 - metodologia, capítulo 7 - análise da capacidade e produção FER-E na UE, capítulo 8 - análise da capacidade e produção de FER-E em Portugal, e ainda pelo capítulo 9 - conclusões e desenvolvimentos futuros.

Com o avanço da investigação, pretende dar-se resposta às seguintes perguntas de investigação:

- 1. Como se enquadram os mecanismos de apoio às FER-E no desenvolvimento desta eletricidade em Portugal?**
- 2. Como se posiciona a produção de FER-E de Portugal no contexto europeu?**
- 3. Prevê-se um futuro benéfico à promoção de FER-E em Portugal?**

## PARTE II – ENQUADRAMENTO E REVISÃO DE LITERATURA

### 1 O Sistema Elétrico Português

O quadro organizativo do SEN, em Portugal, foi aprovado em 1995<sup>1</sup>, estabelecendo desde então uma coexistência entre o sistema elétrico de serviço público (SEP) e o sistema elétrico independente (SEI), que se organiza numa ótica de mercado. Desde 1995, o SEN, é uma estrutura integrada que agrega atividades reguladas e não reguladas, tendo sofrido diversas alterações, por muito que a sua base se mantenha desde 2006<sup>2</sup>, com o intuito de desenvolver as condições necessárias para a livre concorrência, transparência, objetividade e eficiência, a fim de harmonizar as regulações e redes de transporte de EE, assegurando toda a igualdade, oportunidade e condições de acesso.

Com todas as diversas especificidades de um país, as atividades integrantes do sector elétrico são idênticas aos diversos mercados, desenvolvidas por quatro atividades principais: a produção, o transporte, a distribuição e a comercialização, podendo divergir, de país para país, com maior ou menor agregação. O quadro estabelece um SEN integrado, no qual as atividades de produção e comercialização são exercidas em regime de livre concorrência, mediante atribuição de licenças, sendo as atividades de transporte e distribuição exercidas, através de atribuições de concessões de serviço público.

No que concerne à atividade de **produção**, o acesso é livre<sup>3</sup>, cabendo aos interessados a sua própria participação, integrada numa produção em regime ordinário (PRO) ou numa produção e regime especial (PRE) exigindo, para a concessão de licença de produção, a garantia de abastecimento e ligação à rede pública, o cumprimento dos objetivos impostos por políticas energéticas e ambientais, e ainda, tecnologias de produção renováveis que se proponha a dinamizar.

A PRE<sup>4</sup>, consiste na produção de eletricidade, através da utilização de recursos endógenos renováveis ou a tecnologias de produção combinada de calor e eletricidade. Assim, a PRO tem no mínimo, uma licença de produção, vendendo a sua eletricidade produzida através de contratos

---

<sup>1</sup> Decreto Lei n.º 182/95, 27 de julho de 1995.

<sup>2</sup> Decreto Lei n.º 29/2006, 15 de fevereiro de 2006.

<sup>3</sup> Decreto Lei n.º 29/2006, 15 de fevereiro de 2006.

<sup>4</sup> Decreto Lei n.º 29/2006, 15 de fevereiro de 2006.

bilaterais, tanto a retalhistas como a clientes finais ou, através da participação em mercados organizados, como o mercado ibérico de eletricidade (MIBEL) (MIBEL, 2018).

O MIBEL é repartido por dois mercados o *spot* e o *forward* (OMIE, 2018). O *spot* inclui os mercados diários (transacionado um dia antes da sua entrega física) e os mercados intra diários (transacionada no mesmo dia) e o *forward* que engloba a negociação de produtos semanais, mensais, trimestrais ou anuais, podendo estes ser negociados num contrato base ou de carga de pico.

No que refere à PRE, os acordos preveem garantias de compra da eletricidade a preços fixados administrativamente, por parte do comercializador do último recurso (CUR), usufruindo de capacidade de venda das ER a mercados organizados para esse efeito.

A produção de eletricidade, tem seguido uma lógica de mercado e de iniciativa privada, mas poderá ser alvo de intervenção por parte do Estado, em situações necessárias ao enquadramento de determinadas condições, para que a atividade possa decorrer num ambiente vantajoso ao desenvolvimento do mercado, cabendo a este, suprir as falhas de mercado, garantindo o abastecimento de eletricidade.

## 2 A Eletricidade de Fontes de Energia Renovável (FER-E)

A ER é aquela que provém de fontes naturais com capacidade de renovação, incluindo-se nesta categoria a energia solar, eólica, geotérmica, dos oceanos, hídrica e a biomassa.

Por sua vez, a eletricidade, uma energia transformada, pode ser obtida a partir de fontes renováveis, como as referidas, ou não renováveis (como por exemplo: carvão, gás natural ou petróleo). A importância do papel ativo da produção elétrica, através de fontes de energias renováveis (PE-FER), no combate aos impactos negativos resultantes da utilização de combustíveis fósseis existe, tanto na vertente da dependência energética como na emissão de gases nocivos para a atmosfera, preservando o meio ambiente. É importante perceber em linhas gerais as atuais tecnologias de produção de FER-E. A breve descrição exibida seguidamente apresenta ideias e teorias estudadas (Johansson, et al., 2004) .

A EE de origem **eólica** advém do vento, movimentando uma turbina capaz de gerar eletricidade. Este investimento apresenta um bom potencial, uma vez que atualmente existem investigações em curso para a redução dos seus custos, melhorando a qualidade da EE. Dentro desta tecnologia existem duas vertentes, a eólica *onshore*, em que as infraestruturas são montadas na costa ou em terra e por outro lado existem as *offshore*, tecnologia instalada fora da costa, isto é, não se encontram instaladas em terra, mas sim no oceano, em plataformas ou estruturas que permitam manter esta tecnologia à superfície. A *offshore* é atualmente uma tecnologia em expansão.

A energia **geotérmica** obtém-se do calor proveniente do interior da terra, explorando-se diretamente ou através de geração elétrica. O investimento em campos geotérmicos incide maioritariamente em zonas vulcânicas, sísmicas ou com determinada atividade magmática, atingindo temperaturas superiores a 150°C, que se pode converter em eletricidade.

A energia das **ondas**, é aproveitada a partir do movimento das ondas, do gradiente térmico, do gradiente salino e das correntes marítimas. Não tem ainda grande relevância a nível mundial, por serem tecnologias ainda em fases de desenvolvimento muito preliminares, pelo que serão menos atendidas neste estudo.

A energia **hídrica** converte-se, mecanicamente, a partir da energia cinética de uma massa de água, que passa por uma turbina hidráulica acionando alternadores para a produção de EE. É uma tecnologia maturada, não se perspetivando grande evolução tecnológica. No caso de

pequenas centrais, a potencialidade de construção e desenvolvimento tecnológico é ainda crescente.

A energia da **biomassa** é obtida através de resíduos de origem vegetal ou animais capazes de se regenerarem num curto espaço de tempo e de um modo sustentável. Estes recursos são abundantes, compreendendo subprodutos da floresta, agricultura, pecuária e os Resíduos Sólidos Urbanos (RSU), envolvendo tecnologias de conversão, utilizáveis na vertente da pequena indústria ou agregados residenciais, colocando-se no mercado de forma sustentável, modernizada e financeiramente acessível.

Por fim, a EE **solar** provém da radiação solar, tendo uma capacidade de exploração bastante elevada, dependendo da sua localização geográfica, das condições meteorológicas e da possibilidade de implementação numa determinada área. Esta energia, além de gerar eletricidade, destina-se também à produção de calor, vapor ou arrefecimento em determinados casos. Em maior pormenor, o sol direto permite vários tipos de aproveitamento.

É importante distinguir o Solar PV (fotovoltaico) de solar concentrado. A energia solar fotovoltaica (solar PV) assenta na produção de eletricidade, convertida pela luz solar direta, em sistemas fotovoltaicos, sendo o módulo solar o seu principal sistema, normalmente composto por células ligadas em série. A energia solar concentrada (CSP) permite que, através de um sistema de lentes ou espelhos, um sistema ligado a um gerador elétrico, concentre uma vasta radiação solar, que através de uma turbina a vapor, produza EE. A energia solar térmica concentrada (CST), um sistema de lentes ou espelhos direcionais, produz calor, ventilação e/ou eletricidade, abrangendo uma vasta área de radiação solar, redirecionando-a, para uma área mais reduzida, usada como aquecimento ou fonte de calor por uma central energética convencional. Por fim, os painéis fotovoltaicos concentrados (CPV) transformam a radiação solar em EE, sem recorrer ao uso de turbina a vapor, como no caso do CSP.

### 3 As condicionantes da difusão da FER-E

Apesar de ser emergente a necessidade de desenvolvimento das FER-E, tanto por fatores ambientais como económicos, existem várias condicionantes que bloqueiam o seu desenvolvimento. É possível a classificação destas condicionantes em económicas, ambientais, políticas, legais e regulatórias, socioculturais, financeiras, técnicas, e tecnológicas que se desenvolverão ao longo deste tópico nas suas vertentes de maior relevo.

O desenvolvimento das FER-E é condicionado por diversos fatores **económicos**. A atribuição de subsídios às energias fósseis, sejam estes diretos ou indiretos, pode prejudicar decisões relativas à alocação monetária para investir em projetos renováveis, podendo induzir numa prospeção de investimento errada. Estes subsídios podem advir de várias fontes como incentivos fiscais, apoios à investigação e desenvolvimento, empréstimos bonificados ou ainda transferência direta de capital para investimento, apoios que podem incidir em fontes energéticas que não sejam as mais eficientes (Herbes, et al., 2017).

Um exemplo de subsídio indireto às energias fósseis, poderá ser a falta de incorporação dos custos sociais decorrentes das externalidades negativas que se associam à utilização dos combustíveis fósseis, pela dificuldade da sua qualificação. Estas externalidades traduzem-se maioritariamente em custos sociais, tais como: a perda de qualidade de vida e as alterações climáticas, que deveriam estar englobadas no preço da energia fóssil (Elif, et al., 2018).

O investimento inicial na produção elétrica é uma condicionante pois além de ser elevado é muito específico, por muito que os custos operacionais sejam reduzidos (Elif, et al., 2018).

O fornecimento das FER-E é também intermitente, sendo que estas tecnologias são encaradas frequentemente como um complemento à eletricidade convencional e não como um substituto (Herbes, et al., 2017).

Por esta razão, muitas vezes o preço da eletricidade proveniente das FER-E não é o mais adequado, como no caso da energia eólica e solar, em que não lhe é permitida a capacidade de produção energética contínua.

Noutra vertente, os custos de transação e manutenção condicionam a proliferação das ER, alcançando níveis mais dispendiosos (Elif, et al., 2018).

Segundo Elif, et al. (2017), o preço da eletricidade pode ser afetado pelos seguintes fatores: o trabalho, a balança comercial, os rendimentos nacionais e os próprios preços praticados, sendo estes os fatores que definem a economia de um país.

Na questão **ambiental**, a temática das ER carece de uma relevância especial, pelo facto do impacto ambiental, que muitas vezes acarreta. É possível apontar como exemplo: as deslocalizações de aldeias, povoações ou localidades inteiras devido à construção de uma barragem hídrica, ou o simples facto da interferência entre a central energética e a biodiversidade, como exemplo as aves migratórias ou a sensibilidade auditiva dos morcegos (Elif, et al., 2018). Noutra vertente, a tentativa de não aumentar os Gases com Efeito de Estufa (GEE) e a poluição do ar, pelas descargas tóxicas ou mesmo emissão de gases nocivos ao meio ambiente (Herbes, et al., 2017).

Na vertente das condicionantes **políticas**, as práticas governamentais no financiamento são importantes, assim como a instabilidade política, visto que crises políticas/económicas ou determinadas ações governamentais mudam o rumo de investimento (Elif, et al., 2018).

As condições **legais e regulatórias** como a ausência de enquadramento legal dos produtores de ER, tanto na produção como na distribuição, pode ser uma condicionante, uma vez que qualquer lacuna na regulamentação pode acarretar um desvio ao nível dos preços praticados ou mesmo em atrasos na aprovação de planos de construção (Herbes, et al., 2017).

A condicionante de restrição de construção por limitação de ruído ou segurança aérea são as razões de grande parte das centrais de produção de ER se situarem a distâncias consideráveis de aglomerados populacionais (Yaqoot, et al., 2016).

Assim, denota-se uma falta de Investigação e Desenvolvimento (I&D) na maioria dos países, o que leva a discrepâncias ao nível da maturidade e da concorrência das tecnologias, entre as quais, as tecnologias de ER e as convencionais, resultando não só numa estagnação ao nível das FER-E, como à falta de compromissos com acordos e metas (Herbes, et al., 2017).

Por último, a inacessibilidade às redes de transmissão e distribuição é limitadora no acesso ao mercado por parte das FER-E, ocorrendo este condicionamento pela falta de ligações físicas entre as centrais produtoras, as redes de transmissão, a distribuição e pelos elevados preços praticados pelos operadores de rede, sendo agravado para as centrais que se situem distantes do foco de maior procura (Yaqoot, et al., 2016).

De forma mais abrangente, as condicionantes **socioculturais** genericamente convergem nas atitudes, opiniões e interesses públicos, sofrendo de uma falta de informação acerca dos benefícios e custos sociais associados às várias FER-E (Yaqoot, et al., 2016). Por parte do consumidor existe também uma limitação na escolha da origem da EE que utilizam (Herbes, et al., 2017).

Relativamente às condicionantes **financeiras**, realçam-se três questões: a obtenção de crédito para o financiamento, devido ao tempo de vida do equipamento, investimento inicial e a incerteza associada às tecnologias; a incerteza que advém tanto da falta de informação, como de competências comerciais e técnicas, revela-se num aumento de custos financeiros de investimento; e as condicionantes de acesso ao mercado de financiamento podem estar relacionadas com as barreiras de custos e preços, na medida em que a atribuição de subsídios leva à distorção do mercado e os elevados custos iniciais dificultam as condições de acesso ao financiamento bancário (Herbes, et al., 2017).

Na observação das condicionantes **técnicas**, nota-se a falta de recursos humanos qualificados, a reticência da população na implementação de uma central em determinado território, e a difícil capacidade de construção em locais de cariz rural, tal como a relação entre a população residente e os técnicos de manutenção (Elif, et al., 2018).

Na condicionante **tecnológica**, a maturidade das tecnologias, é outra barreira ao crescimento das FER-E, devido ao seu diferente estágio de desenvolvimento, e aquando do investimento impossibilita a sua competição, sendo muito mais difícil quando se concorre com tecnologias de fontes de energia convencionais (Elif, et al., 2018).

Não existindo um nível de difusão suficientemente capaz de percorrer a curva de aprendizagem que possibilite a criação de economias de escala, as FER-E com tecnologias em fase inicial de desenvolvimento não são competitivas.

## **4 A regulação do Setor Elétrico**

### **4.1 Instrumentos de regulação aplicados no setor elétrico**

No contexto dos instrumentos regulatórios é difícil identificar as melhores práticas de regulação, mas é possível referir quais os métodos mais utilizados no setor elétrico até aos dias de hoje.

No decorrer deste capítulo serão apresentadas as práticas de regulação que se tem vindo a aplicar, em melhor detalhe. Estas metodologias prestam uma ajuda essencial às economias que pretendem desintegrar-se de uma estrutura vertical, que usualmente é detida pelo Estado, para um mercado concorrencial. A estrutura de um mercado em concorrência detém a obrigação de regular os incentivos à participação no setor privado e proteger os interesses públicos.

Neste sentido serão abordados mecanismos de regulação na sua vertente de maior utilização para o sector elétrico, englobando, as taxas de retorno, a regulação por incentivos e o dilema de pico na carga.

#### **4.1.1 Taxa de Retorno Garantida**

Entende-se por taxa de retorno garantida uma relação contratual de longo prazo, que oferece às empresas uma taxa de retorno financeira justa, através da adaptação e negociação dos termos contratuais.

Nos EUA, durante anos, os monopólios estavam sujeitos a uma regulação de recuperação de custo de serviço, ou seja, taxa de retorno garantida. Nestas taxas verifica-se um ajuste dos preços da empresa, tentando igualar os custos que incorre na prossecução da satisfação dos bens ou serviços aos consumidores, para que se possa evitar a perda de bem-estar, que poderia existir caso a empresa fixasse preços de monopólio, permitindo, preços suficientemente elevados para que a empresa continuasse a fornecer os seus consumidores. Através desta prática de regulação, é imperativo cobrir os custos da empresa, garantindo a rentabilidade adequada face ao investimento realizado, muito embora os preços regulados sejam inferiores aos que praticaria em caso de monopólio (Shleifer, 1985)

O processo de funcionamento da taxa de retorno garantida consiste na solicitação de uma tarifa, por parte da empresa regulada, no momento que se pretenda rever os seus preços, utilizando um período de teste, que na maioria dos casos reporta aos últimos doze meses. Caso os dados

estejam completos, calculando-se os custos operacionais, o capital utilizado e o custo do capital, sendo que a entidade reguladora auditará os resultados que a empresa calculou, determinando uma taxa de retorno garantida, ajustada em concordância com o capital que tenha sido utilizado. Aos anteriores dados citados, acrescem algumas pressuposições sobre os padrões de procura utilizados para calcular o requisito total da receita que virá a determinar o nível da tarifa, que deverá exibir uma estrutura que invalide injustiças e discriminações. A tarifa que se atribua, manter-se-á até que a empresa regulada solicite uma nova apreciação da tarifa, caso argumente que a taxa de retorno garantida se encontra desatualizada (Beesley & Littlechild, 1989).

Pelos estudos que já foram elaborados, muitas são as críticas em prol e contra a taxa de retorno garantida. Chegou-se à conclusão que o impacto na redução dos preços não foi significativo, resultados que demonstraram a incapacidade das entidades reguladoras em intervirem, inibindo comportamentos monopolistas, mesmo em casos de monopólios naturais.

Existem duas problemáticas essenciais em relação à regulação das empresas no mercado elétrico, consideradas como monopólios naturais, arrecadando lucros, relativizando os interesses do consumidor, resultando na ineficácia da regulação.

Em primeiro lugar, o facto das empresas de electricidade não enfrentarem um verdadeiro monopólio, uma vez que existem outras fontes energéticas e, tanto o consumidor doméstico como o industrial podem optar pela mudança. Em segundo lugar, a incapacidade da entidade reguladora em forçar a empresa regulada a operar em conformidade com uma combinação específica de *output*, preço e custo, não revelando um preço de mercado que reflita o objetivo enunciado de lucros competitivos. Mesmo que se possa assumir que o regulador estabelece um preço igual ao custo médio de produção, de uma quantidade moderadamente excessiva de *output*, os custos raramente são únicos, dificultando a percepção ao regulador na distinção dos mesmos (Stigler & Friedland, 1962).

Mais críticas negativas foram demonstradas por Averch e Johnson (1962), em relação à taxa de retorno garantida. Em primeiro lugar, uma taxa de retorno é superior ao custo de capital, mas inferior ao retorno que a empresa teria caso não existisse regulação, pois teria a liberdade para maximizar os lucros. A empresa tende a substituir o fator capital por outro qualquer fator de produção, operando a um nível de *output* que não minimiza os custos. Neste caso, a empresa não igualará as taxas marginais do fator de substituição ao rácio do fator dos custos, introduzindo ineficiências na sua operação, não existindo, para a quantidade de *output* escolhido, a

minimização do custo social. Em segundo lugar, a regulação torna-se um incentivo para a empresa se expandir para outros mercados regulados, mesmo com a existência de perdas a longo prazo, tendo como consequência a saída de outras empresas desse mesmo mercado, ou o desincentivo à entrada de novas empresas, mesmo em situações que possam produzir o mesmo *output* com menores custos.

Esta situação ocorre pelo facto do critério usado pela entidade reguladora para determinar a taxa de retorno permitida se centrar no valor total das instalações e dos equipamentos para todos os mercados em que a empresa possa vir a pensar iniciar atividade, não optando por uma vertente de taxa de retorno única por mercado, podendo ter incentivo em penetrar esses mercados mesmo que as despesas possam exceder as receitas. Esta situação poderá levar ao usufruto de uma subsídio cruzada, uma vez que a entrada noutros mercados possibilita à empresa o aumento da sua taxa base, restrita à sua satisfação de mercado, permitindo um ganho superior pela existência de mercados secundários (Averch & Johnson, 1962).

Baumol e Klevorick(1970) dizem que ao estabelecer um constrangimento artificial no processo de decisão, este não leva a qualquer tipo de melhoria nos resultados, mas que o constrangimento que provoca à taxa de retorno garantida não é continuamente executada, uma vez que o regulador reavalia os preços da empresa e o seus lucros com alguma regularidade, diminuindo-os. Esta situação proporciona à empresa uma taxa de retorno considerada justa, criando um *lag* regulatório, que beneficia a empresa regulada, uma vez que poderá ver os seus lucros a crescer para valores acima dos considerados apropriados pelo regulador, por determinados períodos de tempo.

Apesar das críticas tecidas à regulação da taxa de retorno garantida, é inegável que seja benéfico na coação às empresas para aumentarem a produção, contrariamente ao que se verifica em regime de monopólio não regulado.

Tendo em conta as críticas argumentadas, é possível aferir que a regulação pelo custo do serviço não consegue suprir o problema para a redução eficiente dos custos pela empresa regulada, sendo difícil para o regulador avaliar se uma empresa é ou não eficiente.

#### **4.1.2 Regulação por incentivos ou dos preços**

Como visto, a regulação assente na taxa de retorno garantida é alvo de várias críticas, muito devido ao efeito de Averch & Johnson (1962) e ao trabalho desenvolvido por Stigler e Friedland (1962),

referindo-se que o método de regulação pelo custo de serviço, não consegue alavancar a empresa para uma gestão mais eficiente. As críticas a esta regulação geraram recomendações à melhoria da regulação (Vogelsang, 2002). Por esta situação foi levado a cabo o desenvolvimento de uma regulação de preços, objetivando a estimulação da redução de custos das empresas reguladas, selecionando preços eficientes e/ou aumentando a qualidade (Viscusi, et al., 2005).

A regulação por incentivos define-se como a vantagem que a empresa regulada retira da informação que tem ao seu dispor, e aquando da definição do incentivo, permitindo optar por decisões relacionadas com os preços que pratica, refletindo numa redução nos custos (Vogelsang, 2002).

Neste sentido foi criada uma regulação por preços, objetivando estímulos que desencadeassem reduções de custos nas empresas reguladas, optando estas por preços eficientes ou aumentos na qualidade, baseando-se nos custos projetados, isto é, nos custos que a empresa alcançará caso seja eficiente (Viscusi, et al., 2005).

Desta maneira, surge esta forma de regulação no Reino Unido, permitindo que empresas públicas se transferissem para entidades privadas, estimulando empresas reguladas a produzir de forma eficiente, tanto em custos como em qualidade, fixando preços eficientes. O regulador deve impor à empresa que controle os seus custos, para que esta não exerça um poder de mercado que possa praticar preços de monopólio (Joskow, 2008).

Focando-se no interesse público, um primeiro objetivo desta regulação é estimular a empresa regulada para a produção eficiente de *output*, tanto ao nível dos custos como da qualidade, tomando como princípio a fixação de preços eficientes para os serviços associados, com o controlo por parte do regulador face à empresa, devendo cobrir os custos de disponibilização do serviço para que a empresa não exerça no mercado o seu poder, vindo a praticar preços de monopólio.

Segundo Joskow (2008), as primordiais teorias sobre a regulação vieram do ponto em que o regulador teria a informação perfeita quanto aos custos e padrões de procura da empresa, conseguindo impor uma minimização dos custos na empresa regulada de modo eficiente. Apesar deste conceito, as entidades reguladoras não detêm tanto conhecimento como seria desejável, mas encontram-se numa situação intermédia. Isto porque não estão totalmente informadas, e por outro lado, não desconhecem totalmente os seus custos relevantes, a sua qualidade ou o mercado de procura da empresa. Assim, os reguladores são conhecedores de uma realidade e informação

incompleta sobre a situação das empresas e em relação ao mercado em que estas se inserem. Por outro lado, a empresa regulada posiciona-se numa vertente muito mais vantajosa, uma vez que é conhecedora dos seus custos e do comportamento do seu mercado, podendo favorecer-se com esta diferença de informação.

### **Regulação por Preços Máximos**

Atualmente, utiliza-se a regulação por preços máximos, em detrimento da regulação por custo de serviço, com a possibilidade da empresa regulada poder alterar os preços praticados, num determinado período de tempo. Sendo que a média de preço do conjunto dos seus produtos não poderá ser superior ao preço fixado pela entidade reguladora (Beesley & Littlechild, 1989).

Esta regulação pode definir-se como um índice de serviços regulados, ajustado por períodos anuais, integrando três fatores distintos: a inflação, que pondera o aumento dos preços de *inputs* e o generalizado aumento dos preços; o fator X, que considera os aumentos de eficiência na empresa; e o fator Y, que se interpreta pela capacidade de fazer valer o controlo nos custos que não são controlados pela empresa regulada. O índice é revisto periodicamente, que na sua generalidade resulta em acertos nos fatores X e Y (Vogelsang, 2002). A regulação por preços máximos, como refere Beesley e Littlechild (1989), permite à empresa fazer ajustes nos preços se necessário.

Em relação às vantagens existentes, no sistema de regulação por preços máximos, pode-se referir: Uma **primeira vantagem** desta regulação é ser menos vulnerável face ao *efeito de Averch-Johnson*, visto que a empresa regulada poderá manter os lucros que auferir durante um período de tempo, mantendo-se o eficiente incentivo na produção, especulando-se que parte do aumento da eficiência seja transferida para o consumidor, traduzindo-se numa redução de preços face à regulação de custo de serviço, sem a empresa regulada sair prejudicada. A **segunda vantagem** refere-se à simplicidade em operar ao nível das empresas reguladas como das entidades reguladoras.

É possível aferir que a regulação por preços máximos se revela um instrumento mais transparente incidindo essencialmente na proteção do consumidor. Por outro lado, a regulação por preços máximos também tem associado as suas desvantagens no que respeita ao incentivo e eficiência (Beesley & Littlechild, 1989).

O fator X, deve ser atualizado constantemente para que se possa assegurar uma taxa de retorno razoável, e para tal é imprescindível que existam linhas orientadoras na revisão do fator X, incorporando uma resposta explícita na redução dos custos numa eventual redução dos preços. É possível verificar um controlo da taxa de retorno garantida, visto não retirar vantagem do ponto de vista da melhoria da eficiência económica. Neste sentido, é possível questionar se a génese da regulação por preços máximos confere a transparência e eficiência, visto que apresenta uma maior flexibilidade na fixação do preço resultando numa desvantagem, criando a existência de uma dupla subsidiação (Beesley & Littlechild, 1989).

Para que a regulação por preços máximos consiga almejar os ganhos em eficiência que assim pretende, deve ser corretamente implementada. Caso a entidade reguladora reduza o valor do preço máximo de cada vez que o lucro da empresa regulada sobe, resultará numa taxa de retorno garantida, não existindo qualquer vantagem ou incentivo em melhorar a eficiência dos custos. Desta forma o regulador parte do pressuposto que os ganhos futuros de eficiência, irão diminuir o limite do preço.

Denota-se na regulação por preços máximos, um cariz adequado para empresas que estão constantemente sujeitas a uma contínua evolução tecnológica e a um aumento de produção, tomando o exemplo das telecomunicações, da distribuição de gás e de eletricidade. Podendo-se, neste sentido, vincar **quatro grandes diferenças entre a regulação por preços máximos e a taxa de retorno garantida**, nomeadamente:

1. nos preços máximos existem períodos de risco exógenos entre as depreciações de preços;
2. a fixação de preços máximos tem tendência a basear-se em previsões e estimativas futuras;
3. a liberdade em estabelecer o fator X, e;
4. o menor requisito de explicações nos preços máximos.

Destas diferenças, resulta uma maior capacidade de negociação na regulação por preços máximos do que na taxa de retorno garantida. Não obstante, é possível encontrar um ponto em comum, assegura o retorno para a empresa, para que não falte o incentivo à evolução, à eficiência e à continuação da atividade, não pondo em causa os interesses dos consumidores, estabilizando os preços a níveis aceitáveis (Beesley & Littlechild, 1989).

### **Regulação em escala deslizante**

Este instrumento de regulação permite aos consumidores que interajam e participem diretamente nos lucros que a empresa obtenha tanto numa vertente de restituição dos lucros depois de efetivados (*ex post*) como numa vertente de redução de preços em futuras compras (Vogelsang, 2002).

No entanto, existe uma certa dificuldade em mensurar os lucros base da regulação, originando problemas de subjetividade na avaliação da performance da empresa, obtendo um controlo mais complexo face à regulação por preços máximos (Mayer & Vickers, 1999). Mayer e Vickers (1996) também referem que, apesar das vantagens que a regulação em escala deslizante apresenta, não existem provas fortes que possam evidenciar uma superioridade da regulação por escala deslizante face a regulação por preços máximos. Argumentam que as vantagens da regulação em escala deslizante poderão aumentar caso se venha a incrementar as corretas alterações na regulação de preços máximos.

Segundo Thomas Lyon (1996), as vantagens em utilizar a regulação em escala deslizante em detrimento da taxa de retorno garantida ou da regulação por preços máximos, é a existência da partilha dos lucros que se traduz no bem-estar da sociedade. Podem apontar-se como vantagens deste instrumento: a eficiência alocutiva, a distribuição justa dos lucros que a empresa obteve, a partilha do risco e a sustentabilidade da regulação (Vogelsang, 2002).

### **Regulação por comparação (*yardstick*)**

A regulação permite recompensar uma empresa segundo o seu comportamento face a outras empresas concorrentes. Faz-se um *benchmark* a indicadores médios das outras empresas. Nesta base regulatória, cada uma das empresas vê-se obrigada a competir com uma “empresa sombra”, resultando num equilíbrio eficiente, caso a sua semelhança e heterogeneidade sejam visivelmente corretas. Exemplos de possíveis *benchmark* são as empresas públicas, que por sua vez pertencem a uma classe industrial regulada. O método utilizado neste tipo de situações, por parte do regulador, é a aferição dos custos das empresas comparáveis. Através deste método o regulador consegue verificar se, a empresa regulada conseguiu alcançar o mesmo nível de custos que as suas concorrentes (Shleifer, 1985).

Do ponto de vista de Vogelsang (2002), existe uma possível vantagem para a empresa regulada, na existência de *lag* regulatório, com uma visão simplista e com tendencial eficácia, uma vez que continuará a existir perda de bem estar pela divergência entre o CMg e o preço, continuando

também as empresas reguladas a entenderem que se os preços acompanham os custos, não existe razão para baixar os custos, tornando-os eficientes.

Além destes factos, a regulação por comparação poderá ter um efeito mais grave, vindo a incentivar a formação de conluio, por parte das empresas reguladas que participam no mesmo mercado.

A grande questão em utilizar-se os custos de todas as empresas no mesmo mercado, cinge-se ao potencial de uma determinada empresa exercer pressão nas demais, visto que as entidades reguladoras poderão esperar uma redução de custos. Ao interligar os preços de uma empresa com os custos de uma outra, a entidade reguladora incentiva as empresas reguladas a servirem outros mercados, competindo entre si. Caso as empresas sejam heterogéneas, não é necessário saber a redução de custos relacionada com tecnologia, basta apenas os dados contabilísticos para aferir a eficiência.

Este instrumento de regulação permite a comparação favorável com a regulação pela taxa de retorno garantida, conseguindo-se almejar um ótimo bem-estar social, caso esta heterogeneidade seja assertiva.

A regulação por preços máximos e por comparação são instrumentos de regulação que podem enfrentar problemas devido à concorrência, tanto em mercados liberalizados como em monopólios naturais.

#### **4.1.3 Preçagem dos picos de carga (*peak-load*)**

Os métodos de regulação referidos nos pontos anteriores focam-se nos preços médios. Além destes, existem aspetos relacionados com a estrutura de preços e com impacto no mercado, sendo o caso da afetação dos custos comuns a diferentes consumidores, e o caso da variação de preços que dependem da variação da procura (eletricidade), com uma procura superior durante o dia, tal como acontece com indústrias de telecomunicação, distribuição e energia. Este grupo industrial enfrenta o problema de pico de carga, – ineficiência na utilização da capacidade instalada – uma vez que a procura por eletricidade exhibe um carácter não linear, podendo divergir conforme o dia, a semana, o mês ou mesmo adquirir um carácter sazonal. Nestes casos, o Custo Marginal (CMg) de produzir mais uma unidade de eletricidade, é superior em horas de pico (*peak*) – *períodos de maior procura* (Viscusi, et al., 2005).

As indústrias já referidas, em particular a de energia, debatem-se com o problema de pico de carga, muito devido ao fornecimento de serviços/produtos em períodos de tempo diferenciados e procuras distintas, às escolhas de capacidade máximas instaladas, considerando colmatar a procura dos vários períodos e armazenamento, uma vez que em determinados produtos/serviços não lhes são possíveis, e caso sejam, os seus custos são demasiado elevados para compensar o investimento.

Existindo a possibilidade de armazenamento do produto, as empresas detinham a capacidade de uma maior produção do que o necessário para a procura nas horas de vazio (*off peak*) – períodos de menor procura – armazenando essa capacidade para escoar em períodos de pico. Em períodos de pico as empresas utilizam a sua capacidade na íntegra, mas subaproveitando essa mesma capacidade em períodos de vazio. Como a capacidade instalada tem o problema de pico de carga, associado à não utilização máxima da sua capacidade instalada, ocorrendo em períodos de vazio, resultando em ineficiência de utilização (Braeutigam, 1989).

Pelas características inerentes à indústria da eletricidade, a produção de EE inclui tecnologia de produção variada, como resposta ao padrão variável da procura de eletricidade. Como exemplo, as centrais nucleares de produção de EE, revelam custos operacionais variáveis relativamente baixos, apresentando custos de investimento elevados, comparativamente com outras tecnologias de produção. Estas centrais designam-se de base – tecnologia com capacidade energética produtiva suficientemente capaz para satisfazer a procura mínima – pela sua estrutura de custos e por ser dispendioso parar o seu funcionamento por razões técnicas, devendo funcionar o maior número de horas possíveis.

A diferença entre todas as tecnologias de produção resulta numa curva de CMg crescente, representando as várias tecnologias, procurando convergir para uma eficiente utilização de toda a capacidade instalada e direcionando-se para o mínimo desperdício possível, surgindo a fixação de preços distintos mediante os vários períodos de procura, utilizando-se uma discriminação de preços ao longo dos períodos de tempo (Viscusi, et al., 2005).

O modelo de regulação de preços de picos de carga contém duas curvas de procura, a curva de vazio e a de pico, diferenciando-se entre elas com total independência e distanciando-se uma da outra, não afetando a procura de vazio relativamente ao preço do período de pico. Através deste sistema são excluídas determinadas complexidades face à realidade das indústrias. Neste modelo os custos variáveis são constantes até ao momento em que se atinga a capacidade máxima de

produção, momento que não mais permite produção elétrica, passando a curva dos custos marginais de curto prazo (CMgCP) a ser representada verticalmente (Viscusi, et al., 2005).

Os preços de picos de carga configuram-se através (1) da fixação de preços diferenciados de acordo com os períodos de tempo, em simultâneo com o padrão da procura, (2) a fixação de preços elevados, aquando do excedente da procura face à capacidade instalada e com preços mais reduzidos nos restantes períodos e (3) à capacidade de imputar, apenas, aos consumidores de pico os custos de capacidade.

Através das comparações dos cenários que se seguem, é possível aferir as vantagens em utilizar o modelo de preços de picos de carga.

A metodologia de precagem de pico de carga pode definir um preço único para os dois períodos de procura levando a um desincentivo do consumo no período de vazio. Por um lado, o incentivo ao consumo no período de pico, tornando possível aos produtores o aumento da capacidade, imputando os custos para o consumidor através da subutilização da capacidade em horas de vazio. Por outro lado, com a discriminação dos preços é possível atuar numa solução harmoniosa da procura dos diferentes períodos, através da pressão dos consumidores de pico, podendo enviesar os produtores para um aumento da capacidade, imputando os custos aos consumidores. Esta pode ser uma forma de discriminação na fixação de um preço uniforme.

A aplicação dos preços em que os custos de capacidade são suportados por consumidores de pico, é questionável, pois depende não só da tecnologia de produção como da natureza da procura. Desta maneira a metodologia de precagem de pico de carga consegue resolver a ineficiência associada ao problema do pico de carga, para determinadas empresas, mas pode não ser a escolha ideal, uma vez que determina os preços eficientes que maximizam o bem-estar da sociedade e não o lucro da empresa.

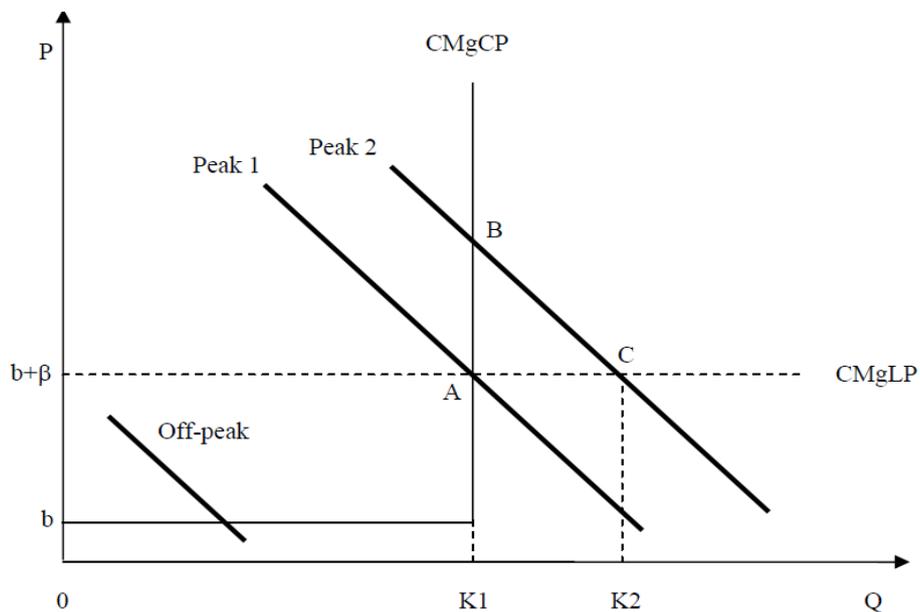
### **Cenário de precagem dos picos de carga no caso de uma empresa de pico**

Na figura 3 é possível aferir que a linha representada a tracejado ( $b+\beta$ ), indica o Custo Marginal de Longo Prazo (CMgLP), representando  $\beta$  o custo de uma unidade adicional de capacidade, que de acordo com este modelo existe a possibilidade de acrescentar incrementos unitários de capacidade. Através da análise é possível verificar, na figura 3, que os consumidores de vazio, devem pagar um preço igual a  $b$ , e os consumidores de pico é lhes correspondido um valor a pagar de  $b+\beta$ . Neste caso o preço do pico de carga é a disponibilidade marginal a pagar, uma vez

que este é igual ao CMgCP e ao CMgLP, significando que K1 detém uma capacidade ótima, vindo representar  $b+\beta$  o custo marginal de fornecer mais uma unidade (Viscusi, et al., 2005).

Caso venha a existir uma procura para lá de K1, aparecerá uma nova curva de procura que irá intercepar o CMgCp num patamar superior ao de  $b+\beta$ , podendo-se aumentar o excedente do consumidor, caso haja um aumento de capacidade de K1 para K2, acrescido este que resulta na área do triângulo [ABC] (excedente). O aumento do excedente de consumidor é o resultado da subtração entre a utilidade atual (área do trapézio [K1K2CB]) e o custo de acrescentar uma unidade adicional de output [K1K2AC]. Para a nova capacidade de K2, o preço de *peak load* volta a ser igual ao CMgCP e ao CMgLP, indicando que K2 é capacidade ótima. Neste modelo apenas os consumidores de pico pagam todos os custos de capacidade (Viscusi, et al., 2005).

**Figura 3 Pico de carga – empresa de pico**



Fonte: Adaptado de Viscusi, et al., (2005).

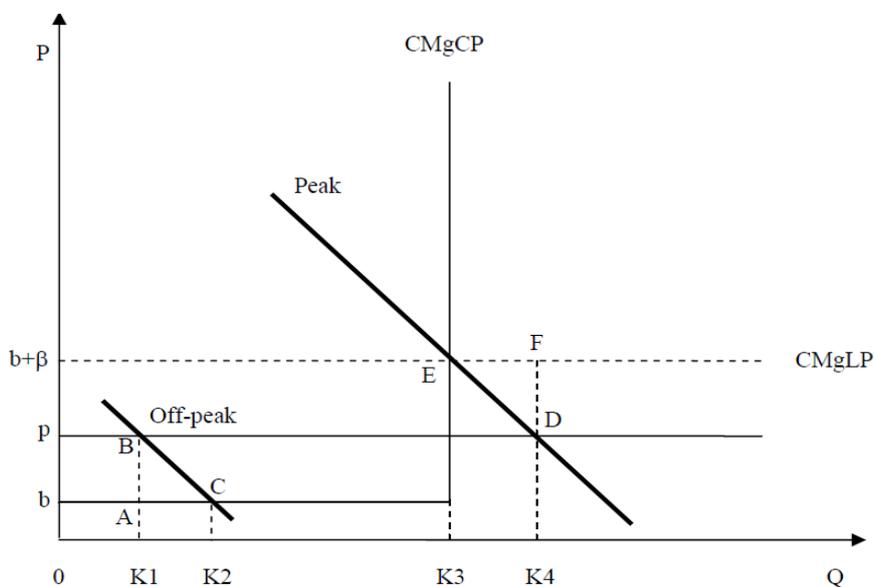
### **Cenário de preço único para o caso de uma empresa de pico**

Numa mesma empresa produtora de eletricidade, mas num cenário alternativo ao anterior, esta decide cobrar um preço único aos consumidores de vazio e de pico ( $p$ ), que será superior a  $b$  e inferior a  $b+\beta$ .

Com a análise da figura 4, é possível visualizar que para satisfazer a procura de pico é necessário uma capacidade de  $K_4$ , pois o preço é inferior ao CMgLP. Deste modo os consumidores de pico são forçados a consumir mais, resultando em perdas de eficiência, às quais corresponde a área do triângulo [DEF], sendo esta área o resultado da diferença entre o custo do excesso de capacidade necessária para fazer face o excesso de procura [EFK3K4] e a utilidade total do aumento de capacidade de  $K_3$  para  $K_4$  [EDK3K4]. Assim, cinge-se à insuficiência da cobertura dos custos, uma vez que o pagamento efetuado pelo incremento de capacidade não é suficiente. No mesmo seguimento, observa-se uma perda de eficiência para os consumidores de vazio, uma vez que pagam um preço superior a  $b$ .

Em suma, uma empresa produtora exclui à partida, potenciais clientes que avaliam o produto por valor superior ao valor dos recursos que lhes é necessário para a produção, não estando dispostos a pagar um preço pela quantidade  $K_1$ , sendo correspondida pela área do triângulo [ABC] (Viscusi, et al., 2005).

**Figura 4 Preço único – empresa de pico**



Fonte: Adaptado de Viscusi, et al., (2005).

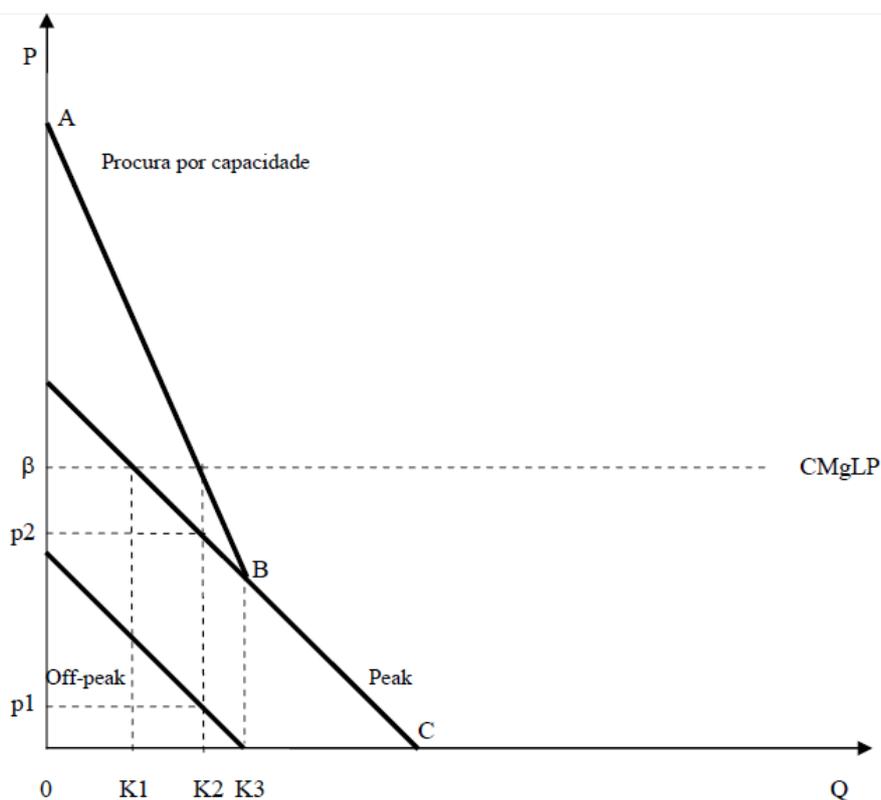
### **Cenário para o caso de variações nos picos**

Os dois anteriores cenários representavam empresas produtoras de pico, este cenário sofre alterações, estando perante uma empresa no qual os dois tipos de procura estarão presentes e próximos entre si (pico e vazio), que é o caso das modalidades elétricas.

Na figura 5 é possível observar que se o preço  $\beta$  for igual ao CMgLP, os consumidores de pico consomem  $K1$ , que por outro lado os consumidores de vazio consomem  $K3$ , sendo este superior a  $K1$ . Assim, sugere que o pagamento de capacidade por parte, exclusiva, dos clientes de pico, não é uma solução eficiente, visto que será implementada uma capacidade inferior que possa colmatar as necessidades da procura de vazio.

A solução será a construção de uma curva de procura por capacidade, por meio da soma vertical das curvas dos períodos de pico e de vazio, representada pela curva ABC na figura 5. Assim, chega-se à conclusão que os preços eficientes são, para consumidores de pico,  $p2+\beta$  e para consumidores de vazio,  $p1+\beta$ , existindo uma partilha dos custos de capacidade, tendo por base que os custos variáveis  $b$  são nulos (Viscusi, et al., 2005).

**Figura 5 Procura por capacidade – caso de variação de picos**



Fonte: Adaptado de Viscusi, et al., (2005).

#### **4.1.4 Tarifas *Feed-In* (FiT)**

As tarifas feed-in (FIT) surgiram na Dinamarca no final da década de 1980 e em Espanha e na Alemanha no início dos anos de 1990. Eram maioritariamente utilizadas na Europa onde eram consideradas eficazes, garantindo uma remuneração fixa, consoante a tecnologia FER-E implementada. (Huber, et al., 2004).

Estes mecanismos, com curvas estimadas de CMg crescentes, uma vez que as centrais renováveis implementadas em primeiro lugar são mais eficientes que as seguintes, apresentando menores custos. Para que os mecanismos se tornem mais eficazes (maior capacidade instalada) é necessário apoiar as centrais renováveis seguintes, devido à instalação se situar em locais de menor eficiência.

O modelo *feed-in* desenvolve-se segundo a tecnologia de FER-E utilizada, pela sua heterogeneidade e dos seus CMg diferentes, atribuindo duração e obrigatoriedade de compra durante o período de retorno do investimento. Fica a entidade reguladora responsável por fixar uma tarifa constante, que resultará numa determinada quantidade.

Ao longo dos anos foram elaborados alguns estudos comparativos para avaliar os instrumentos de apoio às FER-E, com foco nos EM. Nesta medida as conclusões apontam as FIT como um instrumento eficaz, flexível (em prazos e contratos), fácil de instalar ou de substituir, com custos envolvidos reduzidos. No entanto não promove concorrência entre os investidores, não incentivando a minimização de custos e do preço da eletricidade. Note-se que, no caso das tecnologias menos desenvolvidas serem apoiadas por mecanismos que garantam maior taxa de rentabilidade, os investidores tendem a ajustar as suas decisões para curto prazo.

O modelo *feed-in* também desenvolve a capacidade de qualidade elevada, uma vez que como existe uma garantia de remuneração longa, os investidores tendem a desenvolver melhorias técnicas, tentando alcançar maiores margens lucrativas. Com o passar do tempo, tendem a diminuir os seus incentivos, para centrais renováveis instaladas mais recentemente, mantendo as anteriores os níveis de remuneração constantes. Com apoios de maturidade diferente, dependendo da tecnologia, protege os consumidores uma vez que não sofrerão acréscimos abruptos no futuro, tornando-a mais eficiente ao longo do tempo, por efeito de aprendizagem.

A entidade reguladora das FIT deve possuir informação perfeita acerca dos CMg sociais, dos benefícios marginais sociais de todo o potencial renovável por FER-E, e das preferências do

consumidor para poder elaborar a tarifa. Uma vez que a informação não é conclusiva, ocorrem diferenças entre os valores estimados e os valores reais, com perdas de eficiência. Para colmatar esta situação as entidades reguladoras utilizam variantes do modelo *feed-in*, sendo as mais relevantes as *stepped*, regressivas e os prémios *feed-in*.

#### **4.1.4.1 Tarifa stepped**

As tarifas *stepped* consistem numa discriminação tarifária para tecnologias iguais com atenção aos CMg de produção de FER-E associados, que variam tanto nas mesmas tecnologias como em tecnologias distintas, garantindo um lucro mínimo para os produtores de FER-E com CMg mais elevados, limitando os lucros, permitindo aos produtores com CMg mais reduzidos, reduzir os custos para toda a sociedade (Finon & Menanteau, 2008). Esta diferença nos custos de produção, deriva da potência renovável onde a central está inserida, da capacidade e do tipo de combustível, atendendo à disparidade dos custos de produção (com tecnologia homogénea), existe um decréscimo do nível tarifário à medida que a eficiência das centrais de produção aumenta, através de *Benchmark* para cada FER-E (Klein, et al., 2010).

Ao se aplicar uma taxa fixa para cada FER-E, independentemente dos CMg de produção, os produtores que alcancem CMg mais reduzidos conseguem obter maior lucro (Huber, et al., 2001).

Do ponto de vista económico as centrais renováveis terão de ser implementadas em locais mais eficientes para a obtenção de maior produção de FER-E, e num cenário de FIT com tarifa *stepped* superior, as centrais renováveis menos eficientes não seriam aprovadas estando em total discordância com a teoria económica. Aplicando este modelo, irá barrar a evolução da potência instalada, não objetivando o alcance das metas anteriormente fixadas para as ER, visando o apoio primordial às centrais mais eficientes (melhor localizadas ao nível da PE-FER), objetivando uma maior produção de FER-E, minimizando os custos de produção (Meyer, 2003).

Em suma, as tarifas *stepped* contribuem para a eficácia e eficiência, no aumento da capacidade instalada e na progressiva diminuição das tarifas, mediante os CMg de produção, adequando a remuneração relativamente aos custos de produção. Os consumidores terão menores encargos, motivando os investidores a investirem, uma vez que o decréscimo das tarifas deverá ser menor que as receitas totais, em FER-E mais eficiente. A introdução destas tarifas adquire uma certa complexidade administrativa, podendo influenciar a estabilidade dos investimentos, devido à

diferenciação tarifária. Poderá neste contexto existir um investimento, em centrais com menor capacidade de produção, visto que a tarifa fixa tem, para centrais com menor capacidade de produção, um valor mais elevado.

#### **4.1.4.2 Tarifa regressiva**

As tarifas regressivas englobam reduções anuais face ao nível tarifário inicial, segundo uma taxa de retorno para cada tecnologia FER-E, tendo em atenção a sua curva de aprendizagem estabelecida através de normas legais, salvaguardando as centrais renováveis já existentes, não sofrendo alterações no apoio ao investimento. Esta lógica prende-se com a antecipação dos avanços tecnológicos e com as alterações replicadas nas curvas de CMg, tentando controlar os lucros dos produtores face ao investimento no avanço tecnológico (Finon & Menanteau, 2008).

A base das FIT garante uma remuneração que se traduz num máximo excedente para o produtor, incentivando-o a investir no desenvolvimento tecnológico, adquirindo maior margem para o investimento (com uma tarifa fixa), e incentivo à redução de custos de produção, aumentando o lucro, retendo todo o excedente proporcionado pela mudança tecnológica. Com a evolução tecnológica os CMg decrescem, existindo um aumento de excedente do produtor, mantendo o valor das FIT. Denota-se que apesar da diminuição dos custos, os encargos imputados ao consumidor mantêm-se, existindo a necessidade do modelo FIT se adaptar a estas situações, surgindo as tarifas degressivas.

Tentando solucionar o caso descrito acima, é possível verificar duas situações de cariz diferenciador. A primeira foca-se na redução dos CMg de produção, através do avanço tecnológico de cada tecnologia renovável, resultando numa nova curva de CMg inferior, mantendo a quantidade de EE. Nesta situação o preço deveria diminuir, mas como o sistema preestabelece um nível de decréscimo da tarifa, sem o conhecimento tecnológico futuro, estabelecendo uma tarifa baseada numa estimativa de CMg estimado, que no melhor dos casos, poderá situar-se algures acima do preço da evolução tecnológica e abaixo dos preços da tarifa atual. A segunda situação averigua os avanços tecnológicos que vão ao encontro de uma maior redução nos CMg face ao que foi antecipado, resultando numa curva de CMg inferior à estimada, ajustando-se a quantidade para um nível inferior. Deste efeito advém uma vantagem, a existência de um desfasamento entre a curva de CMg estimada e a nova curva de CMg futuros, face às tarifas fixas (numa vertente de eficiência e eficácia). Aumentando a equidade, com o excedente do produtor

distribuído pelos consumidores, a eficácia também aumenta, com as tarifas a adequarem-se às remunerações de FER-E e aos seus custos de produção, reduzindo os custos para o consumidor, mantendo a existência dos lucros, incentivando ao investimento em FER-E (Finon & Menanteau, 2008).

As tarifas regressivas visam a eficácia e eficiência, por um lado através da taxa remuneratória que pressiona os investidores a investirem mais cedo em centrais FER-E, auferindo maiores taxas e por outro lado, a capacidade de incentivar tecnologias que evoluam com o tempo reduzindo os seus custos de produção (ao longo da produção). De uma vertente negativa é possível referir que o modelo de tarifas regressivas define as suas taxas por um longo período de tempo, que poderá incorrer numa falta de flexibilidade para com a adaptabilidade às alterações do preço, por parte das mudanças estruturais das tecnologias, como no caso dos preços dos equipamentos sofrerem aumentos, resultando numa curva de CMg superior à curva estimada (Klein, et al., 2010).

Em suma, este mecanismo comporta a possibilidade de colmatar lacunas provenientes das remunerações fixas, conseguindo ao mesmo tempo adquirir as mesmas vantagens das tarifas fixas.

#### **4.1.4.3 Prémio Feed-in**

Este modelo *feed-in* assenta num bónus remuneratório, particular para cada FER-E, num determinado período preestabelecido, para produtores que decidam por esta forma de comercialização, no mercado elétrico convencional, sendo a remuneração igual à soma de valor que recebem por vender a ER no mercado *spot* – com mercados diários (transacionados um dia antes da sua entrega física) e os intradiários (transacionados no mesmo dia da transação física de eletricidade – acrescentando o valor do bónus (Klein, et al., 2010).

O modelo de prémios é sempre acompanhado de uma opção alternativa de tarifa fixa, optando o produtor pelo método remuneratório que mais lhe convier, sendo este modelo *feed-in*, negociado num mercado liberalizado, enquanto o de tarifa fixa atua num mercado elétrico regulado. Toda esta interação entre os mercados implica efeitos nos produtores, na procura e nos preços de mercado da eletricidade (Klein, et al., 2010).

Atuando segundo uma base de subsídio, os prémios permitem que a FER-E seja negociada em concorrência atuando em conformidade com a EE convencional, aproximando-se de uma ótica de

mercado. Para tal é possível observar algumas desvantagens como a incerteza representada pela remuneração das FER-E ficando menos eficaz, com menores incentivos às FER-E resultando numa menor difusão, e menos eficiente, uma vez que os produtores exigem uma remuneração superior face ao das FIT, aumentando os custos para os consumidores.

Todas estas incertezas podem ser atenuadas substituindo os prémios *feed-in* por um determinado valor, introduzindo limites superiores e inferiores na remuneração final. O limite inferior defende os produtores relativamente aos preços praticados, protegendo os consumidores de custos desnecessário nos limites superiores, situação difícil de comportar devido ao aumento dos combustíveis fósseis (Huber, et al., 2004).

Estes limites atenuam as características do mercado dos prémios *feed-in*, orientando a oferta ao padrão da procura, limitando a remuneração final, inculcando dinâmica de mercado ao modelo FIT.

#### **4.1.4.4 Outros parâmetros de design**

Para um melhor funcionamento dos modelos FIT é necessário que se incluam outros parâmetros, além das variantes tarifárias, a fim de insurgir maior eficiência, eficácia e equidade. De uma forma resumida apresentam-se os mais significativos, segundo Klein, et al., (2010):

- Custos de produção

Os custos de produção da FER-E diferem consoante a tecnologia pelo que devem ser tidos em conta através da criação de tarifas específicas.

Consoante for estimada a produção de FER-E, é fixado o nível de remuneração por kWh, simultaneamente com o período de vida da central produtora, variável essencial para que os investidores recebam o retorno do seu investimento. Existem casos de FIT em que se recolhem os dados dos custos de produção de ER junto dos próprios produtores, para que se possa atualizar esses valores à taxa de inflação, estimando os custos médios de produção. Para o cálculo da tarifa devem ser ponderados custos como: o investimento inicial, os custos de operações, a manutenção, os custos de energia primária, a taxa de inflação, as taxas de juros, outros custos de projetos e a margem de lucro dos investidores.

- Custos externos

O cálculo dos custos de produção das FER-E deve incluir os custos externos evitáveis, como por exemplo: alterações climáticas, perda de rendimento agrícola, efeitos na segurança do

fornecimento energético, poluição ambiental e saúde, e outros custos existentes, caso as centrais renováveis fossem centrais convencionais.

- Ajuste tarifário

As tarifas devem ser monitorizadas periodicamente aferindo-se os objetivos energéticos previstos estão em conformidade com o estipulado, ou se é necessário efetuar ajustes. Os prazos vão influenciar o retorno de capital por parte dos ganhos de eficiência, assim no intervalo de tempo das revisões os produtores mais eficientes obtêm maior lucro. Estas situações conferem ao modelo FIT uma certa flexibilidade para responder às mudanças que ocorrem a curto prazo (ajustes) e a longo prazo (revisões).

- Obrigatoriedade de compra

Inclui a obrigatoriedade no modelo de apoio às FER-E, da compra de ER por parte dos fornecedores, operadores ou consumidores. Este instrumento poderá ser utilizado por outros mecanismos de design à exceção dos prémios *feed-in*. Assim, é possível atrair investimento para as FER-E, reforçando a segurança do investimento. Apesar da simplicidade deste mecanismo, este pode não ser coerente com a ótica de mercado, uma vez que a FER-E é adquirida independentemente da procura.

- Discriminação horária

A procura de eletricidade é variável, uma vez que é procurada, em maior ou menor quantidade, ao longo do dia e em determinadas épocas do ano, sendo a sua procura maior no horário diurno de inverno. Em Portugal o perfil de remuneração das FIT rege-se através da procura. Os consumidores tornam-se mais sensíveis à procura num sistema tarifário que se dirige à procura de eletricidade (lógica de mercado), incentivando a produção elétrica quando necessário. Assim, administra-se de uma forma mais complexa, comparado com uma tarifa única, em que nem sempre os produtores de FER-E estão informados quanto à procura de eletricidade.

## **4.2 Mecanismos de Apoio ao Desenvolvimento das FER-E**

De seguida descrevem-se mais detalhadamente os tipos de mecanismos de apoio às tarifas de FER-E estipuladas para a análise da promoção de ER. Em toda a descrição, seguiu-se o estudo de Kitzing (2012).

- **Medidas fiscais**

Este apoio traduz-se na aplicação de taxas, tais como taxas de desincentivo indiretas, as ecotaxas sobre os combustíveis fósseis ou as taxas por emissões de GEE. Aqui se incluem algumas das tarifas apresentadas no capítulo anterior, em que das medidas fiscais distinguimos os incentivos à **redução de impostos ao rendimento** – como no caso da Bélgica, através de subsídio de capital, e de outras formas de depreciação dos custos iniciais de investimento (Reino Unido) – os incentivos à **redução de impostos à eletricidade** (Polónia; Letónia), ou à **redução no IVA** (imposto sobre valor acrescentado), que pode ser aplicado nas vendas de tecnologias específicas (França, Portugal). Dentro destas medidas, temos ainda os incentivos à **produção para consumo próprio**, que poderá ter um efeito de alívio, ao nível de toda a carga fiscal (Dinamarca).

- **Certificados verdes negociáveis**

Estes certificados aprovam e representam uma determinada produção de ER, tendo a capacidade de ser transacionados num mercado, que lhes atribuirá um preço. Os mercados de certificados verdes podem desenvolver-se sob uma configuração, uniforme ou diferenciada, na concessão de certificados, por cada unidade gerada de eletricidade. Caso seja um regime uniforme, este caracteriza-se pelo recebimento da mesma quantidade de certificados, numa tecnologia, por unidade produzida de ER, enquanto no regime diferenciado, só certas tecnologias recebem mais certificados por unidade produzida do que outras.

- **Concursos públicos**

Estes mecanismos são geralmente usados em conjunto com outras políticas de incentivo às FER-E, nas possíveis combinações específicas existentes, surgindo, características bastante distintas no planeamento por parte da autoridade competente, bem como para o risco do próprio investidor. Num concurso que siga os trâmites legais, a autoridade tem competência e responsabilidade de iniciar concursos para projetos com uma determinada especificidade, estipulando a capacidade necessária. Numa fase posterior, os potenciais investidores competem entre si, com a finalidade de ganhar a oportunidade de desenvolver o projeto, com proposta específica mais vantajosa, isto é, a proposta que se determina pelo baixo nível de recursos/apoios solicitados, favorável com outras várias especificações, ganha o concurso. Usualmente os concursos apoiam posteriormente os projetos, através de tarifas de aquisição (França) ou então por tarifas de preço-alvo (Dinamarca).

- **Outros apoios financeiros**

Para o apoio às novas ER, existem ainda as bolsas, ou fundos de investimento, caracterizados por serem apoios financeiros concedidos por entidades governamentais para investidores em projetos relacionados às ER, numa forma de pagamento não reembolsável, na fase de construção. Outros suportes financeiros representam um segmento de instrumentos de apoio na área financeira, incluindo investimentos de capitais reembolsáveis ou de capitais de risco, assegurados por organizações estatais, ou, ainda novas formas de financiamento, tais como garantias de capital e garantias de empréstimos, entre outros disponibilizados pelo Banco Europeu de Investimento (BEI). Todas estas medidas têm como principal finalidade ajudar os investidores de produção de ER a acederem aos mercados de capitais, para obterem financiamento em condições adequadas.

### 4.3 O cálculo tarifário português

A partir de 1999<sup>5</sup>, foram introduzidas fórmulas de cálculo tarifário, que remuneravam os investidores de FER-E. Estas fórmulas, até 2005<sup>6</sup>, foram alvo de incrementos de variáveis<sup>7</sup> e de outras alterações, resultando na seguinte fórmula (Klein, et al., 2010):

$$1. VRD_m = [KMHO_m \times [PF(VRD)_m + PV(VRD)_m] + PA(VRD)_m \times Z] \times \frac{IPC_{(m-1)}}{IPC_{ref}} \times \frac{1}{1 - LEV}$$

Em 2007<sup>8</sup>, a fórmula anterior foi alterada, de modo a que sustentasse a remuneração das tecnologias do biogás e da valoração dos RSU. Assim, alterou-se o coeficiente adimensional Z, como se verifica:

$$2. VRD_m = KMHO_m \times [PF(VRD)_m + PV(VRD)_m] + PA(VRD)_m \times Z \times \frac{IPC_{(m-1)}}{IPC_{ref}} \times \frac{1}{1 - LEV}$$

Em que:

**$VRD_m$**  – Remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês  $m$ ;

**$KMHO_m$**  – Coeficiente que modula os valores de  $PF(VRD)_m$ , de  $PV(VRD)_m$  e de  $PA(VRD)_m$ , em função do posto horário em que eletricidade

**$PF(VRD)_m$**  – Parcela fixa.

<sup>5</sup> Decreto Lei n.º 168/99, 18 de maio de 1999.

<sup>6</sup> Decreto Lei n.º 33-A/2005, 16 de fevereiro de 2005, segundo a retificação n.º 29/2005.

<sup>7</sup> Decreto Lei n.º 339-C/2001, 29 de dezembro de 2001.

<sup>8</sup> Decreto Lei n.º 225/2007, 31 de maio de 2007, segundo a retificação n.º 71/2007.

$PV(VRD)_m$  – Parcela variável.

$PA(VRD)_m$  – Parcela ambiental.

$Z$  – Coeficiente adimensional.

$IPC$  – Índice de preços ao consumidor.

$LEV$  – coeficiente que internaliza os benefícios decorrentes da redução de perdas das centrais renováveis.

### **Coeficiente $KMHO_m$**

O coeficiente  $KMHO_m$  modula os valores de  $PF(VRD)_m$ , de  $PV(VRD)_m$  e de  $PA(VRD)_m$ , em função do posto horário em que eletricidade tenha sido fornecida, isto é, varia dependendo da hora de ponta, cheia ou vazio. No caso das centrais hídricas este fator é obrigatório, nas restantes FER-E torna-se opcional, cabe ao produtor tomar a decisão aquando do licenciamento se opta, ou não, pela modulação tarifária. Caso não haja essa decisão, o coeficiente adquire o valor 1.

$$3. KMHO_m = \frac{KMHO_{pc} \times ECR_{pc,m} + KMHO_v \times ECR_{v,m}}{ECR_m}$$

Em que:

$KMHO_{pc}$  – Modulação para o período temporal que engloba as horas cheias e de ponta, cujo valor é de 1.25 para todas as centrais renováveis exceto para as centrais hídricas, adquirindo o valor de 1.15.

$ECR_{pc,m}$  – ER produzida pela unidade de produção, nas horas de ponta e cheias, para o mês  $m$ , expressa em kWh.

$KMHO_v$  – Modulação para as horas de vazio com o valor de 0.65 para todas as unidades renováveis, com exceção das centrais hídricas adquirindo um valor de 0.80.

$ECR_{v,m}$  – ER produzida pela unidade de produção, nas horas de vazio, para o mês  $m$ , expressa em kWh.

$ECR_m$  – Eletricidade total produzida no mês  $m$ , expressa em kWh.

O objetivo deste coeficiente é discriminar positivamente a produção de ER em horas de ponta e cheias, servindo de parâmetro de discriminação horária no modelo português.

## Parcela Fixa

A parcela fixa pertencente à fórmula remuneratória é resultado de (1) um valor de referência, de (2) um coeficiente de potência, e da (3) potência média fornecida à rede num determinado mês:

$$4. VRD_m = PF(U)_{ref} + COEF_{pot,m} + POT_{med,m}$$

Assim:

**$PF(U)_{ref}$**  – É o valor mensal do custo unitário de investimento em novas unidades de produção de eletricidade, cuja construção é evitada por uma central renovável que garanta um nível de potência equivalente ao assegurado pela construção das primeiras. Em 2007<sup>9</sup>, o valor mensal é de 5,44€ por kWh/mês, sendo homogêneo para todas as centrais renováveis, independentemente da tecnologia utilizada.

**$COEF_{pot,m}$**  – Coeficiente adimensional que corresponde à contribuição da unidade de produção renovável, no mês  $m$ , para garantia de potência prestada pela rede pública.

**$POT_{med,m}$**  – Potência média que a rede pública tem ao seu dispor, providenciada pela unidade de produção renovável, para um determinado mês  $m$ , e expressa em Kw.

De uma maneira mais detalhada é possível averiguar o coeficiente adimensional  $COEF_{pot,m}$ , para a alusão à sua função:

$$5. COEF_{pot,m} = \frac{NHP_{ref,m}}{NHO_{ref,m}} = \frac{\left(\frac{ECR_m}{POT_{dec}}\right)}{(0.8 \times 24 \times NDM_m)} = \frac{ECR_m}{576 \times POT_{dec}}$$

Assim:

**$NHP_{ref,m}$**  – Número de horas que a unidade de produção de FER-E funcionou à potência de referência no mês  $m$ , o qual é avaliado pelo quociente  $\frac{ECR_m}{POT_{dec}}$ .

**$NHO_{ref,m}$**  – Número de horas que servem de referência para cálculo, no mês  $m$ , de  $COEF_{pot,m}$ , o que é avaliado pelo produto  $0.8 \times 24 \times NDM_m$ .

---

<sup>9</sup> Decreto Lei n.º 225/2007, 31 de maio de 2007, segundo a retificação n.º 71/2007.

$POT_{dec}$  – Potência que o produtor declara aquando do licenciamento da unidade renovável (da central), expressa em kWh.

$NDM_m$  – Número de dias de mês  $m$ , que toma o valor de 30.

$ECR_m$  – Eletricidade total produzida no mês  $m$ , expressa em kWh.

Com o  $COEF_{pot,m}$  é possível aferir qual a quantidade de FER-E alimentada na rede por uma unidade de produção, num determinado mês, segundo a capacidade instalada da central. Em suma, a parcela fixa cinge-se ao valor de referência do investimento, assim como pelo resultado da produção através da central produtora, num determinado espaço temporal.

### **Parcela Variável**

A parcela variável correspondente à fórmula remuneratória resulta (1) num fator de referência unitário e (2) na totalidade da eletricidade injetada na rede num determinado mês:

$$6. PV(VRD)_m = PV(U)_{ref} + ECR_m$$

Assim:

$PV(U)_{ref}$  – Custos derivados da operação e da manutenção necessárias à exploração dos novos meios de produção convencionais, cuja construção é impedida pela unidade de produção renovável. Esta parcela tem o valor fixo de 0,036€/kWh, em que é válido pelo menos no período da aplicação da remuneração definida por  $VDR$ .

### **Parcela Ambiental**

Segundo a expressão seguinte, é possível verificar que a parcela ambiental se compõe de três fatores:

$$7. PA(VRD)_m = ECE(U)_{ref} \times CCR_{ref} ECR_m$$

Assim:

$ECE(U)_{ref}$  – É o valor unitário de referência para as emissões de dióxido de carbono evitadas pela unidade renovável. Este valor vem representar o valor unitário de  $CO_2$  que seria emitido por um central de produção convencional, não a contruindo. É assumido um valor fixo de 0,00002 €/g para todas as centrais renováveis, tendo uma validade igual ao período de aplicação da remuneração definida por  $VDR$ . Utilizando, também, um valor de 0,74 €/kWh.

$CCR_{ref}$  – Montante unitário das emissões de  $CO_2$  da central de referência<sup>10</sup>, o qual toma o valor fixo de 370 g/kWh, tendo a validade igual ao período de aplicação da remuneração definida por  $VDR$ .

### Fator de Atualização

Todas as anteriores parcelas que constam do cálculo remuneratório final carecem de atualização, devido à constante dinâmica da realidade, assim consta deste cálculo um parâmetro de design que ajuste o tarifário no modelo português de FIT. Desta forma obtém-se a atualização da fórmula segundo o Índice de Preços ao Consumidor (IPC), assim a remuneração das FER vai-se adequando consoante o aumento dos custos produtivos.

$$8. \frac{IPC_{(m-1)}}{IPC_{ref}}$$

Assim:

$IPC_{(m-1)}$  – IPC, sem habitação, no continente, referente ao mês  $m-1$ .

$IPC_{ref}$  – IPC do mês que antecede o início do fornecimento de FER-E pela unidade renovável, sem habitação, no continente.

Para calcular a remuneração final, recorre-se ao IPC consultando os dados do Instituto Nacional de Estatísticas (INE).

### LEV

O coeficiente LEV internaliza os benefícios decorrentes da redução de perdas pelas centrais renováveis <sup>11</sup>ao nível das redes de transmissão e de distribuição. Embora altere o valor final da remuneração, não se trata de um fator de atualização propriamente dito. Não sendo um parâmetro fixo, assume um valor de 0,015 para unidades com potência igual ou superior a 5MW e um valor de 0,035 para centrais com potencia inferior a 5MW, representado pelo seguinte coeficiente:

**Tabela 1 Valor de atualização LEV**

<b>Capacidade</b>	<b>LEV</b>	$\frac{1}{1 - LEV}$
-------------------	------------	---------------------

<sup>10</sup> Foi definida como central renovável, uma central de ciclo combinado por ser considerada a mais eficiente em termos energéticos em Portugal.

<sup>11</sup> Na generalidade, as centrais renováveis encontram-se dispersas e instaladas em regiões próximas dos centros de consumo de EE, por outro lado, as centrais convencionais de produção elétrica estão mais centralizadas e mais distantes desses mesmos centros de consumo. Quanto mais próximo estiver do centro de consumo menos são as perdas nas redes de transmissão e distribuição, não causando danos ambientais nem aumentos nos custos de produção.

<b>&lt; 5 MW</b>	0,035	1,363
<b>≥ 5 MW</b>	0,015	1,015

Fonte: Adaptação própria de Klein, et al., (2010)

### **Coeficiente adimensional Z**

Para além dos anteriores coeficientes, Portugal detém um coeficiente adimensional que se reflete como a demonstração das especificidades dos recursos renováveis e da tecnologia utilizada. Este coeficiente, embora fixado na legislação, é calculado através da análise económica e financeira dos projetos renováveis, referindo uma taxa de retorno entre 7% e 8%, dependendo da tecnologia utilizada, objetivando um retorno com a máxima proximidade a 25%, para todas as tecnologias renováveis.

**Tabela 2 Valor adimensional Z**

<b>FER-E</b>	<b>Coeficiente Z</b>
<b>PV (≤ 5 MW)</b>	52
<b>PV (5 MW a 35 MW)</b>	35

Fonte: Adaptação própria de Klein, et al., (2010)

## **5 Aplicação internacional de mecanismos de apoio às FER-E**

Portugal foi o segundo país da UE a criar mecanismos de apoio para as FER-E, em 1988. O primeiro país a criar estes incentivos foi a Dinamarca, em 1979, e só mais tarde, em 1989, a Alemanha e o Reino Unido implementaram mecanismos. Repara-se ainda que nesta temática a grande preferência está nas FIT. Numa primeira abordagem, qualquer que fosse o incentivo era pequeno em termos de investimento para as FER-E (Kitzing, et al., 2012).

Através das FIT é visível um aumento no impacto dos incentivos, em que a partir desse ponto os padrões divergiram. Reparando nas FIT, estas impulsionaram o desenvolvimento das FER-E. O recurso a este tipo de fontes de energia possibilitou também significativas reduções de emissões de GEE para a atmosfera, entre 2000 e 2010, revelando um impacto positivo para os envolvidos nos projetos, diretamente associados ao investimento das FER-E e à formação de capital.

Ainda na primeira década de 2000, verificamos a ocorrência de dois acontecimentos com revelante impacto económico: a construção de uma grande central municipal de Resíduos Sólidos e Urbanos (RSU) e um pico no desenvolvimento da energia eólica e das tecnologias que lhe estão associadas.

A partir de 2008, verifica-se uma desaceleração no crescimento das FER-E, decorrente da crise financeira que despoletou um elevado custo de capital e um clima de enorme incerteza que desencorajou os investidores (Behrens, et al., 2016).

As FIT emergiram como uma das políticas mais populares para apoiar as FER-E, reconhecidas como um mecanismo de apoio eficiente, aplicado de acordo com o estado de maturação da tecnologia renovável. Assim, a instalação de uma nova FER-E, em Espanha, antes de 2013<sup>12</sup>, era assegurada pelo governo através do Regime Especial (RE) garantindo, através da atribuição de um subsídio, a competitividade com outras fontes convencionais de produção elétrica. A base geral, do RE, concedeu aos investidores a possibilidade de optarem por receber uma tarifa fixa ou, por receberem diretamente um preço de mercado, variável consoante a hora, e um subsídio fixo, balizando um teto máximo e um mínimo. Deste modo, em 2013<sup>13</sup>, as FER-E foram obrigadas a seguir a tarifa regulada, deixando de poder optar pelo preço de mercado acrescido de bónus.

---

<sup>12</sup> Real Decreto-Ley 9/2013, 12 de julio de 2013.

<sup>13</sup> Real Decreto-Ley 2/2013, 1 de febrero de 2013.

Estes subsídios tinham por objetivo encorajar o desenvolvimento das FER-E afim de reduzir os custos de produção das ER, aumentar o emprego, diminuir a dependência energética e as emissões de GEE, tornando as FER-E rentáveis para as introduzir num mercado liberalizado.

A chave do sucesso espanhol assenta na coesão social e política (com compromissos e apoio às FER-E), bem como nos elementos técnicos específicos das FIT, que conferem aos investidores estabilidade e segurança.

Contribui-se assim, para a obtenção de economias de escala, reduzindo significativamente os custos das tecnologias renováveis e dos equipamentos específicos. Refere-se o notável desenvolvimento da solar PV na última década, a nível mundial, devido a um conjunto de políticas coesas, para que no futuro se possa atingir a maturidade, projetando uma FER-E dominante, mas devido a mudanças políticas drásticas, não existe interesse em investir (Del Río, 2012).

A nível mundial, várias economias pretendem atrair investidores e aumentarem a produção de ER. No caso chinês foi proposto um objetivo para a PE-FER até 2020, em que 15% de toda a energia consumida seja proveniente de FER-E. Existem estudos que demonstram a política de incentivos, como uma força importante que conduziu ao desenvolvimento rápido da PE-FER. Analisando o impacto das políticas de incentivo na estrutura de produção energética são usadas as principais políticas de incentivo, como políticas de subsídios financeiros, dedução fiscal e políticas de isenção, as FIT (preferenciais), e as políticas de apoio técnico (Zhao, et al., 2016).

No caso de outros países em que a produção de EE advém de combustíveis fósseis, com o aumento dos preços dos combustíveis fósseis, os acordos de emissões e os requisitos dos regulamentos ambientais vieram dar um impulso para o investimento na tecnologia solar (Ozcan, 2014).

Desta maneira os investidores não sentem confiança devido ao difícil acesso a fontes de financiamento, à falta de estudos de avaliações sobre as potencialidades das FER-E, e à burocracia para o investimento estrangeiro, com forte evidência para a presença do elevado custo do investimento inicial, dos impostos elevados, da ambiguidade económica, dos benefícios ambientais e sociais, que são fornecidos pelas FER-E, a falta de coordenação de apoios financeiros e os problemas na rede de distribuição (Ozcan, 2014).

Como medidas que podem contribuir para a melhoria do investimento, salientam-se:

1. A redução do tempo para aplicação das FER-E, sendo entregue a uma única entidade;

2. O aumento do preço das tarifas fornecidas;
3. Redução das taxas de contribuição cobradas na atribuição de licenças;
4. A minimização do tempo dos processos de expropriação;
5. A aceleração dos estudos de desenvolvimento de tecnologia nacional, para diminuir a dependência externa dessas tecnologias (Ozcan, 2014).

No que diz respeito aos mecanismos de apoio às FER-E, alguns autores analisam a aplicação das FIT e de outros sistemas para promoção das diferentes tecnologias. Campoccia (2014) apresenta uma comparação de FIT para solar PV em seis países da EU, onde se inclui a Espanha. Neste sentido, outros estudos apresentam a comparação entre diferentes tipos de apoio, tais como: as FIT, as quotas e sistemas de leilão, ou os certificados verdes e as FIT, desenvolvendo diretivas e mecanismos de apoio; os certificados de mercado com as FIT ou propondo um desenho de FIT para estímulo às FER-E (Campoccia, et al., 2014). Para Portugal, é apresentado um modelo de equilíbrio geral que permite analisar os efeitos das FIT na promoção de ER (Proença & St. Aubyn, 2013).

É possível melhorar o sistema de incentivo efetuando combinações de mecanismos de apoios às FER-E, em iguais tecnologias, salientando a combinação entre os mecanismos de FIT e os subsídios ao investimento, ou empréstimos em condições favoráveis.

Del Rio (2012) refere a Eficiência Dinâmica (ED), ou seja, a capacidade de um instrumento fomentar os avanços tecnológicos contínuos. Além disso, para reduzir os custos das tecnologias de ER atuais, facilitando desta forma as tecnologias emergentes, o avanço em direção ao longo processo de modernização tecnológica, e com isto, promover as tecnologias de ER, com níveis de maturação diferentes. Contrariamente às perspetivas que defendem uma neutralidade tecnológica, a ED sugere que as ER necessitam de um apoio focado na diversidade tecnológica, uma aprendizagem e investimento de Investigação, Desenvolvimento e Demonstração (ID&D), com custos e benefícios divididos ao longo do tempo.

Na perspetiva de melhoramento do programa de incentivos existe a competição em licitações, levando geralmente a uma redução significativa dos preços, embora a grande concorrência possa impedir a conclusão de determinados projetos. Algumas práticas de boa conduta podem contribuir para o aumento da participação de licitadores e, a um nível inferior de custos da energia, tendo por base critérios de forte qualificação, requisitos para tecnologia comprovada, fácil obtenção de

terrenos, licenciamento e infraestruturas, e um acordo de compra de energia, antecipadamente assegurado (Perez, et al., 2014).

Como complemento para a promoção das ER existem também ferramentas de apoio à gestão por vezes deficitárias. Neste ponto enquadra-se a *Hybrid Bond*, ferramenta de gestão que se caracteriza pela gestão do risco de incerteza, tais como: riscos de mercado, de crédito, de liquidez, operacionais e certas políticas de risco associadas às ER, salvaguardando o fluxo de caixa.

Kitzing (2012) refere um aumento significativo das FER-E, na UE, com a finalidade de se alcançar uma redução nas emissões de GEE e melhorar a segurança no abastecimento de EE. O autor menciona ainda a necessidade futura de um investimento forte, de cerca de 60 a 70 mil milhões de euros na Europa para se atingir o objetivo de 2020, a fasquia de se produzir 20% de EE através de ER. Esta meta será difícil de ser atingida, visto que o investimento nestas tecnologias se situa atualmente entre os 20 e os 53 mil milhões de euros.

É imediato que, com os elevados custos de investimento nas FER-E, seja difícil o seu crescimento sem a intervenção regulamentada. O mais adequado seria a existência de um mecanismo de apoio que dependesse do nível de maturidade de cada projeto, requerendo também uma abordagem igualmente abrangente e eficiente de partilha de custos, pois quanto melhor e mais adequada for a metodologia de atribuição de custos, menor é o risco de insatisfação pública, e conseqüentemente, maior a quantidade de FER-E que pode ser implementada (Batlle, et al., 2012).

## **PARTE III – CRITÉRIOS E ANÁLISE DE DADOS**

### **6 Metodologia**

No decorrer da investigação recolheram-se dados existentes, permitindo observar e interpretar documentos como: manuscritos, impressos ou audiovisuais, oficiais ou privados, pessoais ou de algum organismo, contendo números ou textos (Quivy & Campenhoudt, 2005). A metodologia de análise é de análise descritiva de fontes secundárias, nomeadamente a artigos científicos, monografias e diplomas legais de Portugal e de outros países. Apresentam-se também, de forma sumativa, os mecanismos e as regulações de FER-E, a fim de desenvolver e implementar novas tecnologias de ER. Desta forma, é imprescindível que para além de se implementar FER-E é necessário que estas tenham uma maior visibilidade e rentabilidade face ao investimento nos projetos.

O estudo teve por base a análise do caso português, com o objetivo de encontrar as divergências entre os vários mecanismos e regulações de mercado face às FER-E. Para complementar este trabalho foi necessário recorrer a uma análise quantitativa de dados estatísticos nacionais e europeus.

Desta forma, foi possível agregar e explicar as ER, como tecnologia e a sua implementação em Portugal, acedendo às entidades responsáveis pela transmissão da informação e dos dados, uma vez que estes se encontravam dispersos e confusos.

## **7 Análise da produção e consumo de FER-E na UE**

As ações que Portugal, ou qualquer outro EM, pretenda cumprir no âmbito das FER-E, são orientadas por documentos legais que regulamentam a atividade e a exploração das ER.

Em 1997<sup>14</sup>, com a missão de promover as FER-E, a nível europeu, foram mencionadas propostas que visavam a integração e evolução de um projeto comunitário relacionado para o sector energético. Foi conferida suma importância ao investimento e ao desenvolvimento das FER-E, por parte da Comissão Europeia (CE), estabelecendo-se alguns objetivos mais concretos e quantitativos. Assim, definiu-se que em 2010, 12% do consumo interno bruto de eletricidade fosse proveniente de ER, contribuindo para a diminuição da dependência de importação de energia, aumentando a segurança de abastecimento, criando postos de trabalhos, principalmente em pequenas e médias empresas, assumindo relevo no tecido empresarial comunitário, podendo ainda resultar num desenvolvimento regional, alcançando uma maior coesão económica e social na comunidade.

No mesmo ano, na sequência do Protocolo de Quioto<sup>15</sup>, foram estabelecidos programas nacionais de redução das emissões de GEE, exigindo aos países signatários (industrializados) que estabilizassem até 2000 as emissões de GEE, e entre 2008 e 2012, reduzir-se 5% de GEE face ao ano de 1990, comprometendo-se a UE a reduzir 8%. Portugal, em 2002<sup>16</sup>, define limitar o aumento de GEE para um valor de 27%, tendo em conta o ano de 1990, entre 2008 e 2012.

A partir de 2009<sup>17</sup>, foi estabelecido um quadro comum para a promoção de EE proveniente das FER-E, fixando objetivos nacionais para a quota global de energia no consumo final bruto. Fazem parte deste quadro medidas que reduzem os GEE e cumpriam com a crescente utilização das ER, alcançando maior poupança e eficiência energética. Relativamente aos objetivos globais nacionais devem ser coerentes com uma quota de, no mínimo, 20% de energia provenientes de FER-E, até 2020.

Em 2013<sup>18</sup> foi definida a linha orientadora na UE, de políticas climáticas e energéticas para 2020, definindo e integrando diversos objetivos na redução de GEE, na garantia do aprovisionamento energético e no apoio ao crescimento, na competitividade e no emprego (de uma abordagem base

---

<sup>14</sup> Livro Branco, 29 de maio de 1997.

<sup>15</sup> Protocolo de Quioto, 11 de dezembro de 1997.

<sup>16</sup> Decreto n.º 7/2002, 25 de março 2002.

<sup>17</sup> Diretiva 2009/28/CE, 27 de setembro de 2009.

<sup>18</sup> Livro Verde, 27 de março de 2013.

na tecnologia de ponta), na relação entre a eficácia e o custo e na utilização eficiente dos recursos, compreendendo estes objetivos três grandes etapas, a redução de emissão de GEE, o aumento das FER-E e a poupança de energia.

No período compreendido entre 2020 e 2030<sup>19</sup>, a UE deverá manter-se no caminho do cumprimento para a redução da emissão dos GEE, da promoção das ER e no aumento de eficiência dos edifícios, produtos, processos industriais e veículos, introduzindo-se melhorias significativas na intensidade da utilização da energia. A UE fixou, três objetivos a atingir até 2020: a redução de 20% na emissão de GEE, o aumento de 20% na quota de ER e 20% de aumento na melhoria da eficiência energética.

Em 2030<sup>20</sup>, a evolução das ER deverá basear-se no cumprimento dos objetivos de 2020, aos quais acrescerá um compromisso na redução de emissões de GEE, de acordo com o roteiro para a Energia 2050<sup>21</sup>. Deverá proporcionar flexibilidade aos EM, para atingir um desenvolvimento de baixo carbono, consoante as suas necessidades específicas, e reforçar a cooperação regional entre os EM. A dinâmica assente no desenvolvimento das ER deve apontar para uma maior eficiência de custos e para a integração do mercado europeu, a fim de melhorar a segurança energética e proporcionar um sistema competitivo e Hipo carbónico. Com esta visão transmite confiança e aumenta a certeza dos investidores, emitindo sinais de forte coesão política, repartindo esforços entre EM, no que diz respeito a circunstâncias e capacidades específicas.

Até 2050<sup>22</sup> a UE compromete-se a reduzir as emissões de GEE em 80 a 95%, face aos valores verificados em 1990.

Para tal os objetivos energéticos de 2020 são ambiciosos, ajudando a restringir as emissões em cerca de 40% até 2050, ainda insuficientes para atingir a descarbonização. Fortes medidas de apoio às FER, conduzem a uma proporção muito elevada destas no consumo final bruto de energia (75% em 2050) e uma quota no consumo de eletricidade que pode atingir 97%, podendo vir a duplicar a sua quota na procura final de energia, até 36-39% em 2050. Grande parte destes aumentos estarão ligados à substituição, nos próximos 20 anos, da capacidade de geração antiga, entretanto amortizada. Num cenário de elevada utilização de ER, implicando uma quota de 97% de FER no consumo da eletricidade, os preços de mercado continuarão a aumentar num ritmo

---

<sup>19</sup> Quadro Político para o Clima e Energia (2020-2030), 22 de janeiro de 2014.

<sup>20</sup> Livro Verde, 27 de março de 2013.

<sup>21</sup> Roteiro para a Energia 2050, 15 de dezembro de 2011.

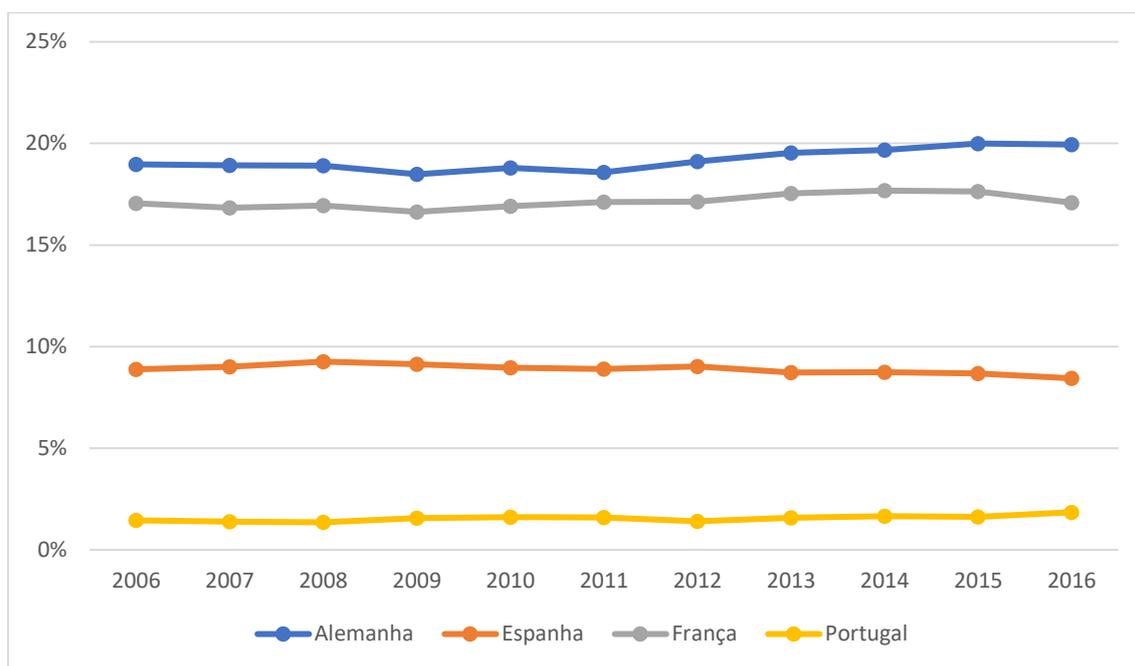
<sup>22</sup> Roteiro para a Energia 2050, 15 de dezembro de 2011.

desacelerado, devido ao elevado “custo de capital” e aos pressupostos de necessidades elevadas de capacidade de equilibragem, armazenamento e investimento na rede.

## 7.1 Produção e consumo de eletricidade

Neste capítulo será analisada e comparada a produção e o consumo de eletricidade em quatro países europeus: Portugal, Espanha, Alemanha e França<sup>23</sup>.

**Figura 6 Produção Total Bruta de Eletricidade (%)**



Fonte: Adaptado de “Total gross electricity generation”, Eurostat (2018).

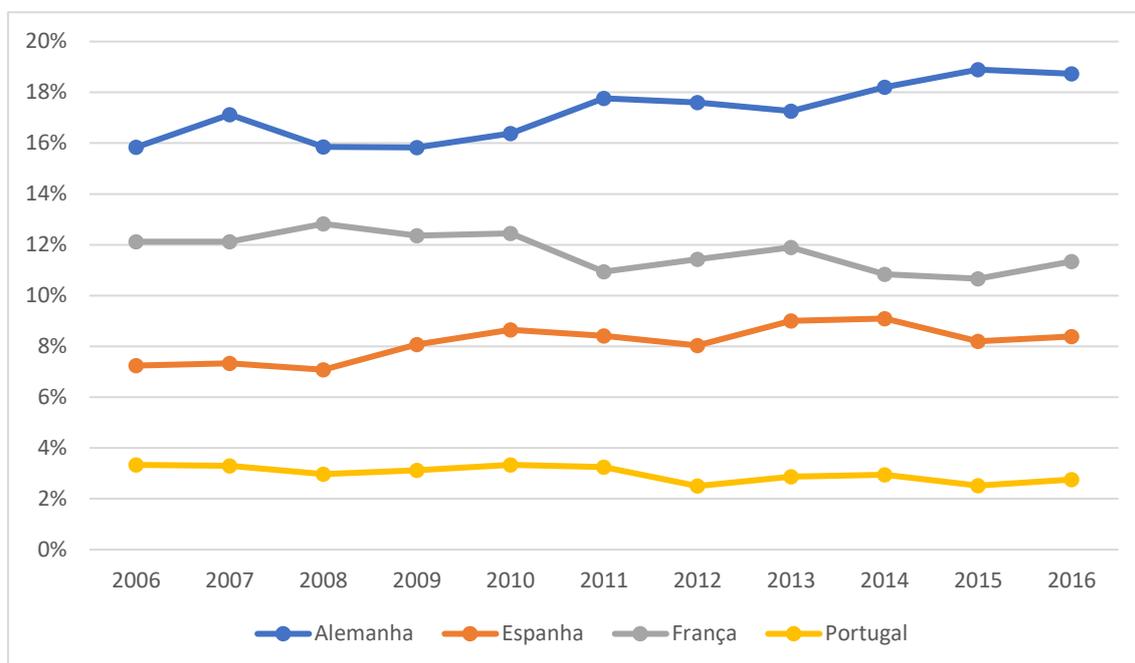
A produção de eletricidade engloba a produção bruta de eletricidade através das várias tecnologias. Esta produção é medida à saída dos transformadores principais, sendo incluído o consumo de eletricidade das plataformas auxiliares e dos transformadores.

Conforme ilustra a figura 6, a produção de eletricidade tem sofrido alterações disparees consoante o país em questão. Os casos da Alemanha, da França e de Portugal refletem um aumento, na sua generalidade, no que respeita à produção de eletricidade entre 2006 e 2015. No caso da Espanha existe um recuo na produção de eletricidade entre 2006 e 2016.

<sup>23</sup> Estes dados têm por base informação relativa a dados da EU-28 e não representam valores absolutos, isto é, o valor que um estado membro representa face à globalidade dos valores (fig. 6/7/8/11). As restantes figuras 9, 10, 12 são contruídas tendo por base dados absolutos, ou seja, dados reais.

Em 2016, a produção de eletricidade na Alemanha, na Espanha e na França baixou, enquanto que em Portugal teve um aumento da produção.

**Figura 7 Produção primária de ER (%)**



Fonte: Adaptado de “Primary production of renewable energy by type”, Eurostat (2018)

A produção primária traduz-se na extração de produto energético de fontes naturais para uma forma capaz de ser utilizada. Estas ocorrem quando as fontes naturais são exploradas, como o caso das centrais hídricas. Na figura 7 é possível observar a produção relativa de ER, face à UE28, englobando as tecnologias de biomassa, hídrica, energia térmica, eólica e solar.

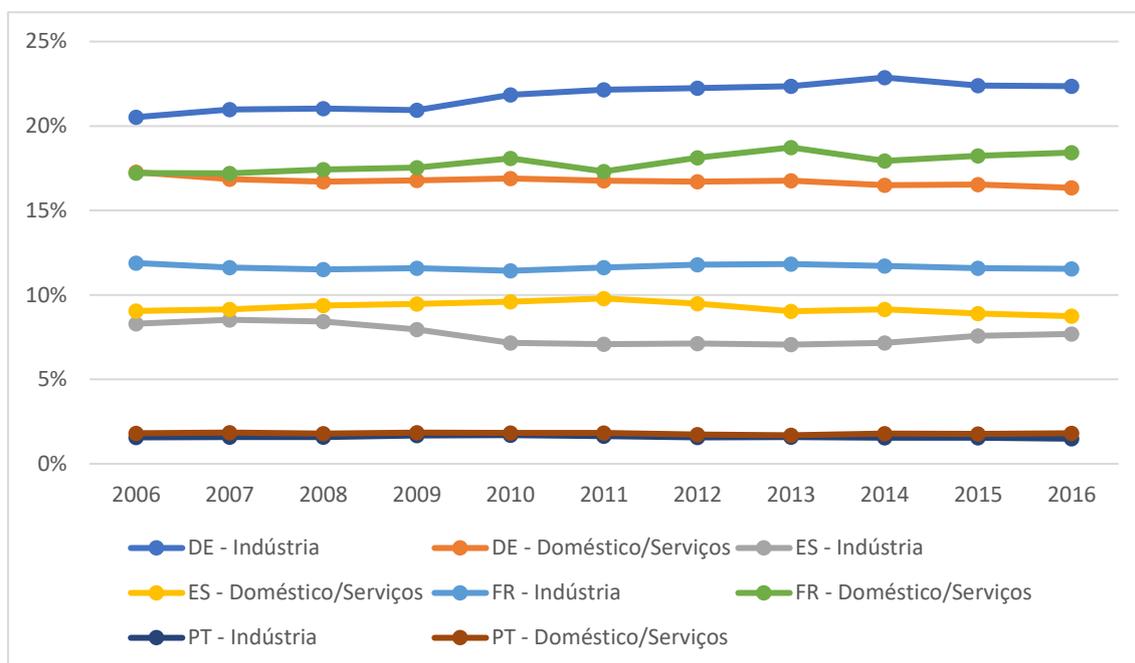
É possível verificar, na figura 7, que a Alemanha detém a maior produção em ER, quando comparada com os restantes países em estudo, devido ao facto de ter sido um dos primeiros países a implementar e fomentar as FER-E. A França apresenta uma razoável expressão ao nível da FER-E, mas sempre abaixo da Alemanha. De notar que o peso da energia nuclear neste país se revela como uma das condicionantes ao crescimento da produção elétrica através das FER-E.

A produção de ER em Espanha foi incentivada com maior robustez a partir do início do século XXI apostando no investimento nas FER-E, nomeadamente na produção eólica. Esta produção situa-se nos 8%, podendo ter crescido caso o país não tivesse atravessado uma dura crise económico-financeira desde 2008.

Portugal, de entre os quatro países apresentados, é o que apresenta menor produção, apesar da ênfase que confere às FER-E. O país tem vindo a aumentar progressivamente a sua produção de

ER, apesar das condicionantes à sua evolução, tais como: o défice tarifário, a falta de interesse, a instabilidade regulatória e a forte crise que abalou a economia a partir de 2008.

**Figura 8 Consumo de eletricidade por setor de atividade (%)**



Fonte: Adaptado de "Electricity consumption by industry, transport activities and households/services", Eurostat, 2018

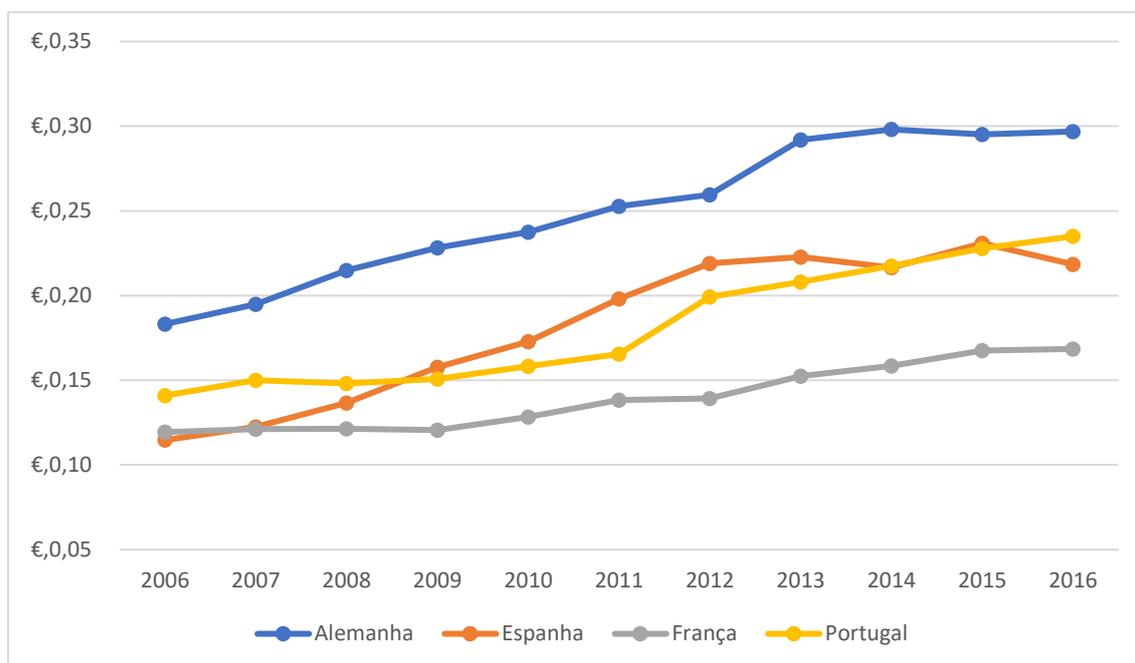
O consumo representado na figura 8, diz respeito ao consumo total de eletricidade, incluindo o consumo na Indústria e nas Residências/Serviços. No setor da indústria, este consumo diz respeito a todos os setores industriais, excetuando-se o setor da energia, como: as centrais elétricas, as refinarias de petróleo e todas as centrais que transformam produtos de energia. Relativamente às residências/serviços, esta versa sobre a quantidade consumida pelos domicílios particulares, indústrias de pequena escala, artesanato, comércio, órgãos administrativos, serviços (à exceção dos transportes), agricultura e pesca.

Relativamente ao consumo de EE no setor industrial, é possível referir que o consumo é relacionado com a dimensão e investimento industrial, do próprio país, isto é, quanto maior o setor industrial, maior será o consumo. É ainda de referir que a Alemanha é o país com maior consumo, mesmo comparando com a França, obtendo aproximadamente 10% acima dos valores mencionados.

No que diz respeito ao setor doméstico/serviço, a França é o país que detém o maior consumo, seguido da Alemanha, Espanha e Portugal, respetivamente. É possível também mencionar que

nos últimos anos a Alemanha, a Espanha e Portugal apresentam uma tendência de diminuição no consumo, contrariamente ao que se verifica na França.

**Figura 9 Preço da eletricidade para a habitação (€/kWh)**

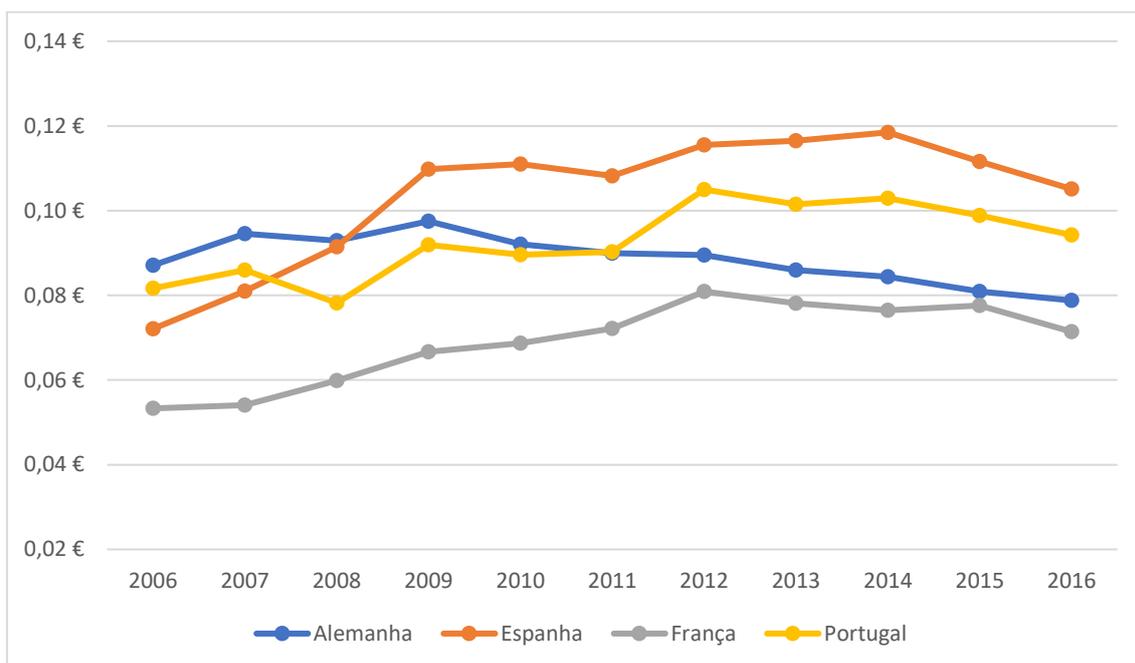


Fonte: Adaptado de "Electricity prices by type of user", Eurostat (2018a).

É possível referir, observando a figura 9, que o preço da eletricidade habitacional é tendencialmente crescente, uma vez que os quatro países analisados apresentam um aumento de preços constante. Não obstante, existem disparidades de preços entre países.

Em 2016, a Alemanha apresentou o valor mais alto por kWh, seguindo-se Portugal. Face ao nível de vida português o preço a pagar pela eletricidade é alto, uma vez que a Espanha e a França, por exemplo, têm acesso a este serviço por um preço mais baixo. A França consegue obter os preços mais baixos por produzir energia através de centrais nucleares, sendo esta uma fonte convencional e não renovável.

**Figura 10 Preço da eletricidade para a indústria (€/kWh)**



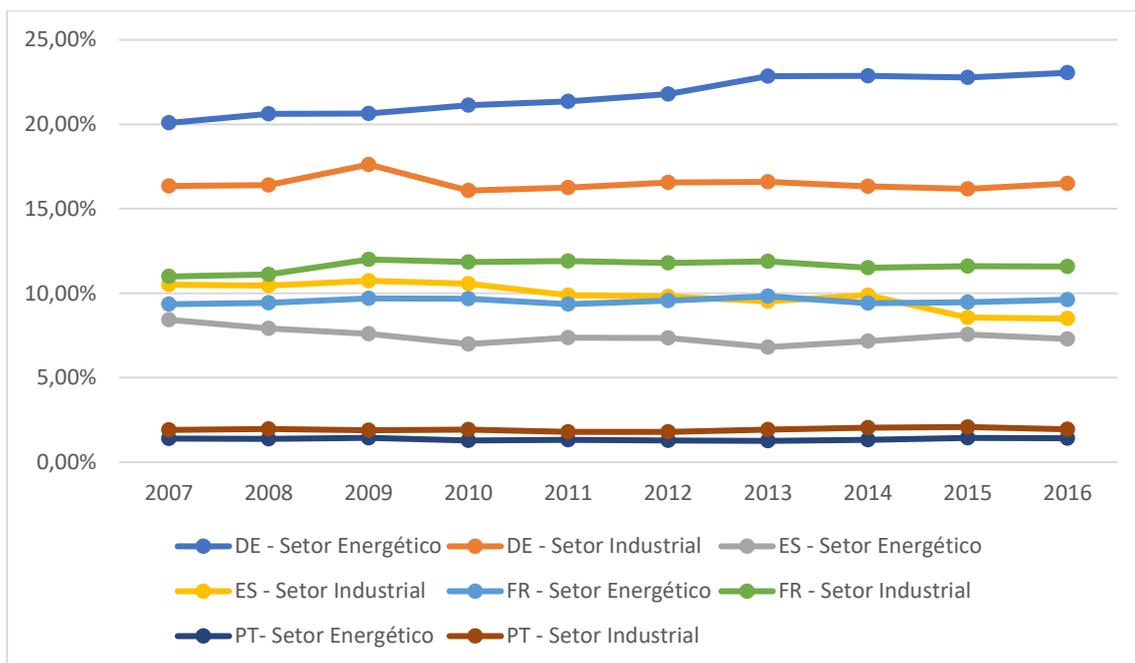
Fonte: Adaptado de "Electricity prices by type of user", Eurostat (2018b).

É possível verificar, com base na figura 10, que o preço da eletricidade na indústria cresceu até 2014. A partir de 2014 a tendência inverteu-se. De entre os quatro países estudados a Espanha é o país que possui o preço mais elevado, seguido por Portugal.

## **7.2 Emissões associadas de Gases com Efeito de Estufa**

A preocupação em manter as emissões de GEE controladas é crescente, a fim de proteger o nosso planeta, neste sentido é pertinente observar em que atividades se emite maior quantidade de gases, prejudicando o meio ambiente e a saúde pública.

**Figura 11 Emissões de GEE no setor de atividade (%)**



Fonte: Adaptado de "Greenhouse gas emissions by source sector", Eurostat (2018).

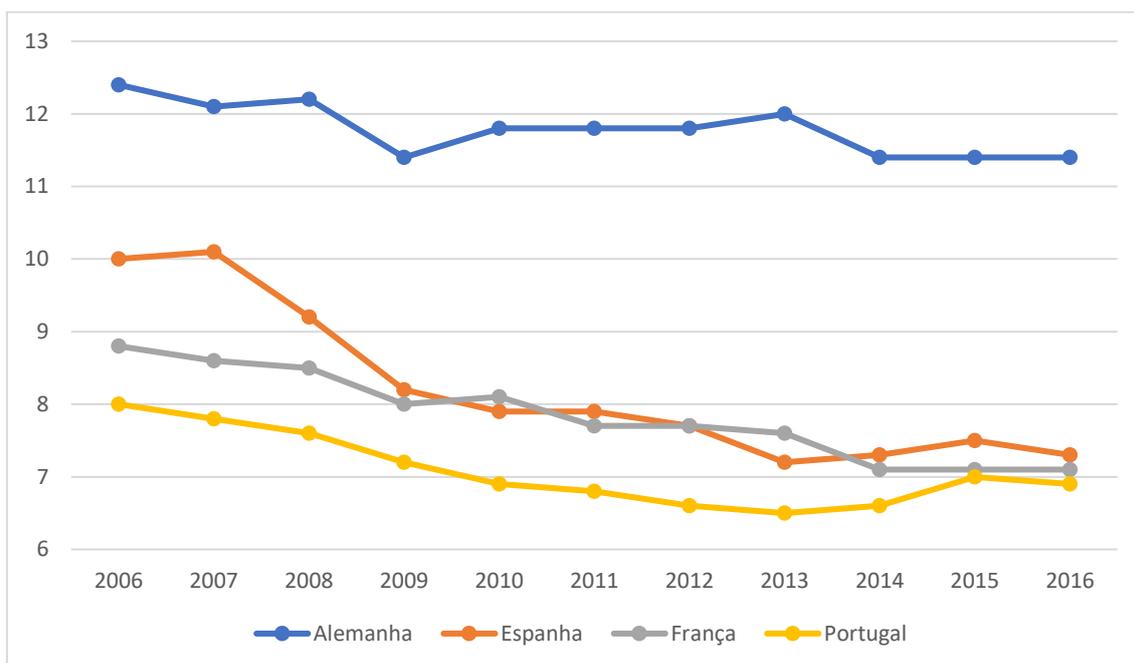
Examinando a figura 11 é possível referir que a Alemanha é o país mais poluidor nos setores energético e industrial.

Em 2016, a Alemanha e a França dilataram as suas emissões de GEE no setor da energia, ao contrário da Espanha e de Portugal que diminuíram as suas emissões. De referir que no período compreendido entre 2007 e 2016, Portugal manteve as suas emissões com valores próximos de 1%.

Relativamente ao setor industrial, entre 2015 e 2016, a Alemanha foi o país que mais ampliou as emissões de GEE, contrariamente à Espanha, à França e a Portugal que reduziram os seus valores.

Portugal é o país com menor emissão de GEE para a atmosfera, visto que revela valores mais baixos em termos geográficos e demográficos.

**Figura 12 Emissões de GEE *per capita* (TeCO2)**



Fonte: Adaptado de "Greenhouse gas emission *per capita*", Eurostat (2018)

Este indicador demonstra as tendências das emissões de GEE por habitante. Estes gases específicos são agregados numa única unidade de Potencial de Aquecimento Global, sendo estas unidades expressas em unidades equivalentes de CO<sub>2</sub>.

A UE tem vindo a implementar restrições de cariz sancionatório, com intuito de alcançar a estabilidade das emissões de GEE, devido à sua constante preocupação ambiental. Neste sentido, é possível aferir, na figura 12, que a Alemanha é o país que mais liberta gases nocivos *per capita* para a atmosfera, apesar da sua tendência descendente. Por outro lado, a França, a Espanha e Portugal, vêm desde 2006 a reduzir as suas emissões de GEE, convergindo em 2016 para valores próximos de 7 (TeCO<sub>2</sub>). Em 2016 verifica-se uma oscilação descendente que revela uma diminuição de GEE por habitante.

## 8 Análise da produção e consumo FER-E em Portugal

Um dos aspetos importantes relacionados com a promoção da ER (ERSE,2014), a par do desenvolvimento de novas tecnologias, é a forma como os Governos o incentivam. No período pós-revolução de 1974, as empresas privadas existentes no sector elétrico, foram nacionalizadas, convergindo numa única empresa, a EDP (Energias de Portugal).

Em 1988<sup>24</sup> foi legalizada a utilização das FER-E com intenção de as remunerar, focando principalmente os pequenos produtores de mini-hídricas. Surge, este panorama, depois da economia ter sofrido com os choques petrolíferos, na década de 80. Surge então o Regime Tarifário Específico, implicando a utilização das FIT, originando a PRE, que contemplava: a energia hídrica (com capacidade instalada até 10MW) e as FER-E (na eólicas, na PV, nas unidades de cogeração, na biomassa, entre outras FER-E). Mais tarde, a microprodução e a produção em Baixa Tensão (BT) vieram integrar a PRE.

Em 1995<sup>25</sup>, foi reestruturado o SEN, integrando o SEP, enquadrando-se num sistema voltado para contratos a longo prazo, como o Sistema Elétrico Não Vinculado (SENV), não só fazendo parte a PRE. No mesmo ano, Portugal entra na Regulação Independente, criando-se uma entidade capaz de regular o sector, a Entidade Reguladora do Sistema Elétrico (ERSE), responsável pelo Regulamento Tarifário (RT), estabelecendo critérios e métodos para a fixação das tarifas, e preços da eletricidade entre outros serviços, iniciando a sua atividade regulatória, a partir de 1999, com a fixação de tarifas e preços. O RT cobre toda a cadeia de valores, desde a produção até a comercialização de EE, mais as tarifas por atividade<sup>26</sup>.

Também em 1999<sup>27</sup>, incrementou-se no panorama energético português um padrão para a atividade das ER, fomentando um mercado interno de energia, introduzindo profundas reformas na liberalização, regulando a forma como o sector operava aquando da modernização do sector, com atenção às questões ambientais. Convergiam para políticas focadas na energia e no ambiente, com a finalidade de melhorar os seus índices de poluição e desenvolvimento económico, cumprindo com os objetivos e compromissos internacionais. Por esta vontade, o Governo implementa as orientações necessárias que predominem e demarquem a atualidade, com a alteração do tarifário, introduzindo uma fórmula de cálculo por KW/h de eletricidade produzida,

---

<sup>24</sup> Decreto-Lei n.º 189/88, 27 de maio de 1988.

<sup>25</sup> Decreto Lei n.º 182/95, 27 de julho de 1995.

<sup>26</sup> Nestes casos, os proveitos admitiam a recuperação dos custos associados, a cada uma das atividades.

<sup>27</sup> Decreto Lei n.º 168/99, 18 de maio de 1999.

que integra externalidades positivas decorrentes da utilização de ER demarcando-se, dos preços de eletricidade praticados no mercado convencional. O Estado reflete a intenção de compensar os investidores de FER-E que viram o seu investimento mais reduzido, tendo garantido a remuneração das FER-E e a obrigação da compra da ER, pela duração da sua licença, ajudando a compensar o investimento em ER, nos custos com todas as infraestruturas e equipamentos.

Em 2001<sup>28</sup>, altera-se a fórmula de cálculo regulatório. Graças à evolução do mercado energético atinge-se uma situação de concordância celebrada em 2001, entre Portugal e Espanha, o MIBEL, pretendendo alcançar um mercado comum de eletricidade. Este acordo inicia o mercado a prazo no ano de 2004 e o mercado comum diário, a 1 de julho de 2007, já fazendo parte do mercado espanhol, passando assim a integrar o mercado português.

Com a rápida evolução das ER em Portugal, em 2005<sup>29</sup>, renovam-se os objetivos e valores indicativos. Neste sentido, aumentam o valor à Estratégia Nacional para a Energia, fixando metas para 2010 (45% da eletricidade consumida provir de ER). Nota-se um impacto mais reduzido nas tarifas de eletricidade, na tecnologia eólica e hídrica, visto serem menos dispendiosas, podendo colmatar os objetivos estipulados para as ER. O Estado reforça o seu papel na promoção de investimento em zonas menos apetecíveis, ou mais decisivas do ponto de vista da garantia da otimização da eficiência energética nacional, podendo permitir a escolha de projetos mais atraentes, evoluindo e singrando com a sua política económica e, não apenas, na prioridade da sua apresentação.

Em 2006<sup>30</sup>, a atuação legal dos agentes nacionais é suportada no MIBEL, reestruturando o SEN, alterando as suas funções, na Produção, contemplando o RO e o RE, no Transporte, na Distribuição e na Comercialização. As atividades do SEN são reguladas na medida das suas funções, na produção, em RO. Este sistema funcionou até 2005, ano em que a acentuada seca e o elevado preço do petróleo fez com que as tarifas pagas aos clientes finais fossem insuficientes para colmatar os custos da produção. A partir desse momento surge o chamado Défice Tarifário, decisão levada a cabo pelo Governo, num determinado ano, em que os preços da eletricidade não se refletem nos custos da mesma, limitando um preço máximo, forçando os futuros consumidores a pagarem a EE que se consumiu, acrescido dos juros. A recuperação referida acima foi decidida

---

<sup>28</sup> Decreto Lei n.º 339-C/2001, 29 de dezembro de 2001.

<sup>29</sup> Resolução de Conselho de Ministros n.º 169/2005, 24 de outubro de 2005.

<sup>30</sup> Decreto Lei n.º 29/2006, 15 de fevereiro de 2006.

pelo Governo, diluindo-a num prazo mais extenso, na tentativa de suavizar possíveis picos no valor das tarifas.

A 31 de maio de 2007<sup>31</sup>, foram retificadas as medidas da estratégia nacional para a energia, na área das ER, avaliando critérios remuneratórios relacionados com a eletricidade produzida. Esta retificação teve em consideração as especificações tecnológicas e os critérios ambientais, a valorização da biomassa florestal e a agilização dos mecanismos de licenciamento, eliminando todos os obstáculos burocráticos. No plano tecnológico, aponta-se a promoção do enquadramento remuneratório de alguns vetores importantes da inovação para a energia das ondas, e para a solar termoelétrica. A simplificação dos procedimentos ligados ao licenciamento, é um fator chave para o desenvolvimento das ER, introduzindo melhoramentos na articulação dos licenciamentos das instalações de centrais renováveis, com a ligação ambiental diretamente conectada, visando integrar procedimentos e acelerar o acesso à PE-FER.

Em 2008<sup>32</sup> o SEN passou a orientar-se por princípios de liberalização, e de promoção da concorrência no mercado elétrico, proporcionando proteção ao consumidor, promovendo a estabilidade tarifária num ambiente de concorrência, entrando também no MIBEL, ato que estabelece condições favoráveis à criação de um mercado regional de eletricidade, com condições de maior competitividade.

Em 2012<sup>33</sup>, foi estabelecido um regime jurídico, desenvolvendo-se as bases gerais do DL n.º 29/2006. Na produção de eletricidade, é alterada a PRO e a PRE, deixando que a última se distinga da primeira apenas em medidas especiais no âmbito de políticas de incentivo, passando estas a contemplar a produção de eletricidade, através de recursos endógenos em regime remuneratório de mercado.

Atualmente a promoção financeira de novas ER enfrenta dificuldades, pois a produção nacional de eletricidade é já muito renovável, estando o Estado, neste momento, em falta com apoios e regulamentações para estes investimentos. No entanto, ainda não é suficiente para atingir as metas previstas. Neste sentido, é importante perceber qual poderia ser o método financeiro que promovesse as novas tendências associadas à utilização da energia solar para produção de eletricidade.

---

<sup>31</sup> Decreto Lei n.º 225/2007, 31 de maio de 2007.

<sup>32</sup> Decreto Lei n.º 165/2008, 21 de agosto de 2008.

<sup>33</sup> Decreto Lei n.º 215-B/2012, 8 de outubro de 2012.

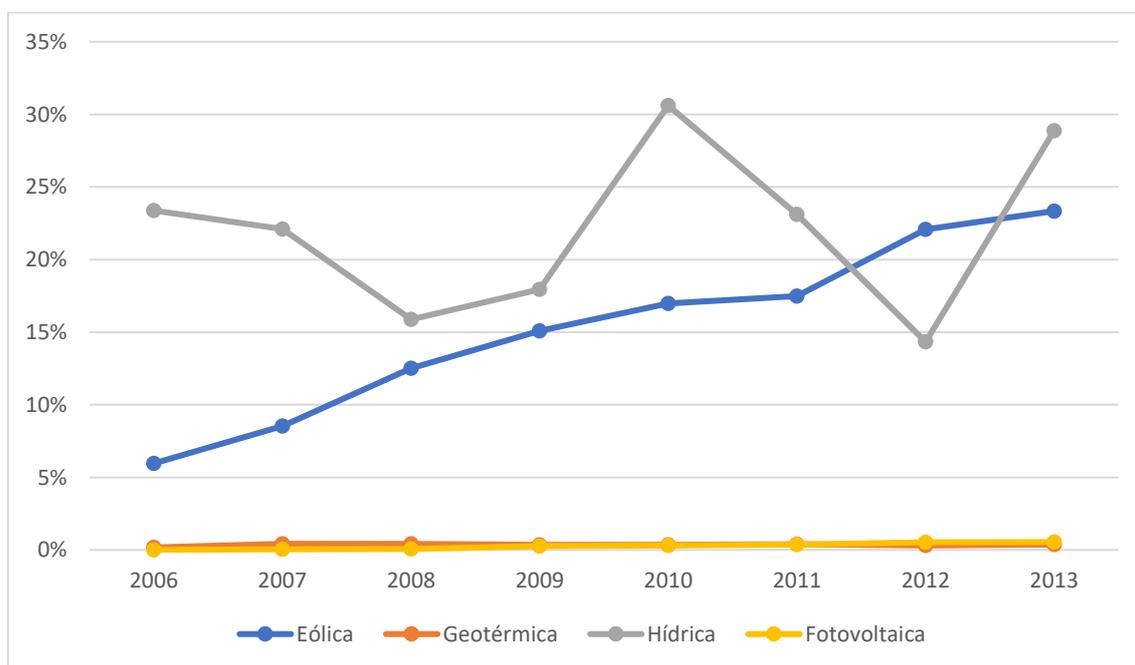
## 8.1 Produção e consumo de FER-E

Portugal é um país de recursos fósseis escassos, usufruindo de uma localização geográfica bastante agradável, conferindo-lhe um potencial renovável vasto e diversificado, exibindo capacidade para colmatar a falta de energia convencional. Neste seguimento, terá uma capacidade exploratória de pelo menos três FER-E: a energia Eólica, das Ondas e a Solar.

Relativamente ao potencial eólico, este é mais acentuado nas regiões litoral e norte do país, destacando-se principalmente pelo relevo montanhoso, estando a tecnologia já maturada em Portugal. A potencialidade da energia das ondas é bastante promissora, pela sua vasta extensão costeira. A energia solar adquire um forte potencial renovável, devido à elevada exposição solar média anual, compreendida entre 2000 e 3000 horas em território Continental e de 1700 e 2200 horas nas regiões Autónoma dos Açores e da Madeira.

É assim que Portugal se torna cada vez mais consciente e, se atualiza em matéria de FER-E.

**Figura 13 Produção Bruta de ER em Portugal (%)**

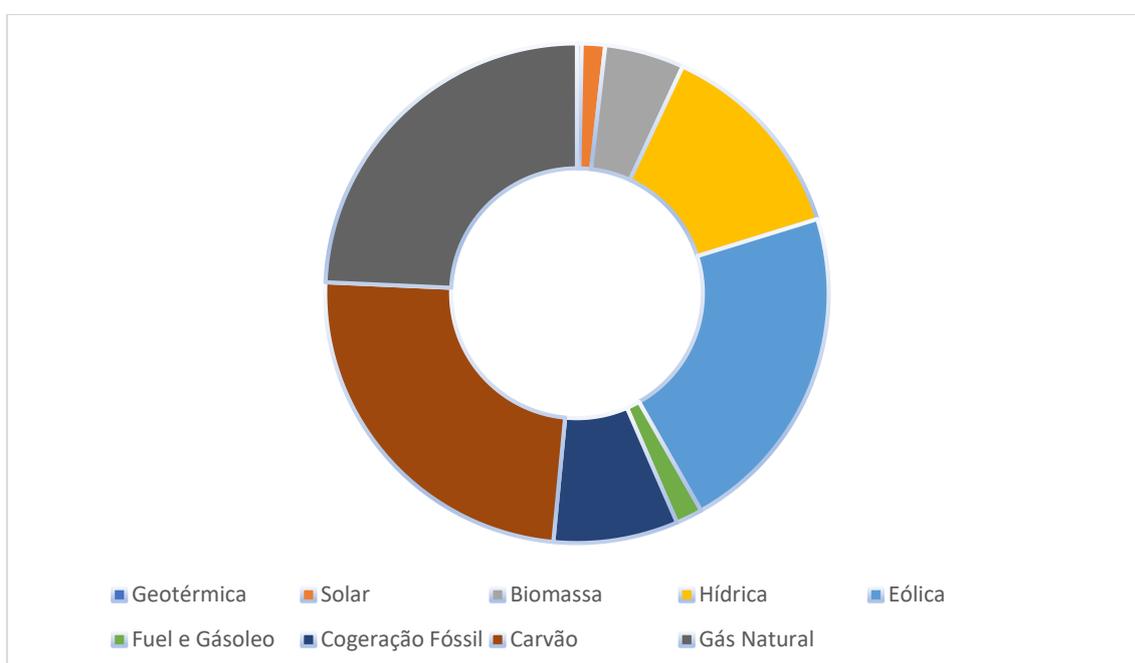


Fonte: Adaptado de "Produção bruta de energia elétrica", INE (2014).

É possível aferir, segundo a figura 13 que desde 2006 a produção por FER-E tem vindo aumentar na tecnologia hídrica, eólica e fotovoltaica, com algumas quebras de produção, uma vez que a crise económica ou a falta de incentivo e investimento para que se pudesse colmatar estas

situações. Neste sentido é possível verificar uma quebra de produção hídrica, tanto ao nível das questões atmosféricas como na diminuição relativa da produção, visto que outras tecnologias de FER-E aumentaram a sua produção de ER. É notável que a tecnologia de FER-E com maior nível de produção é a hídrica, muito pelo facto desta tecnologia estar bem implementada em Portugal, por outro lado denota-se que a energia fotovoltaica carece de capacidade de produção, devido ao facto de não se desenvolver tecnologicamente e não se apoiar o seu investimento. É também passível de se observar a existência de produção elétrica na tecnologia fotovoltaica só a partir de 2007.

**Figura 14 Produção de eletricidade 2017 (%)**



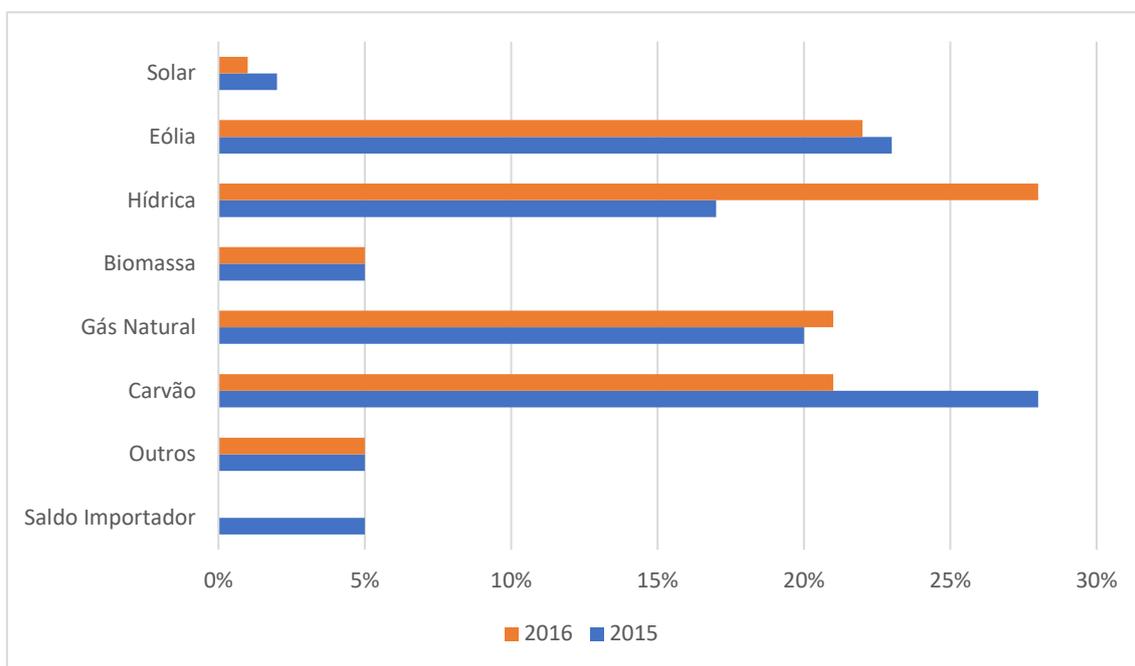
Fonte: Adaptado de “Boletim Energias Renováveis”, APREN (2017).

Os resultados mencionados pela APREN, na figura 14, demonstram que a produção de ER atinge 42%, inexistindo saldo importador. Reforça-se a ideia que a continuidade dos valores, anteriormente mencionados, supera o estipulado<sup>34</sup>, de 31% de PE-FER, até 2030. Desta forma coloca em evidência as acentuadas medidas do Estado português em almejar alcançar, por si só, os objetivos a que se propõe. É ainda possível acrescentar a ideia de uma melhoria e evolução, tanto ao nível das ER, devido ao seu aumento, como também ao nível da economia, suprimindo as importações.

<sup>34</sup> Diretiva 2009/28/CE, de 27 de setembro de 2011.

É de referir que o ano de 2017 foi extremamente quente e seco, vindo a influenciar negativamente a produção de ER, nomeadamente na tecnologia hídrica.

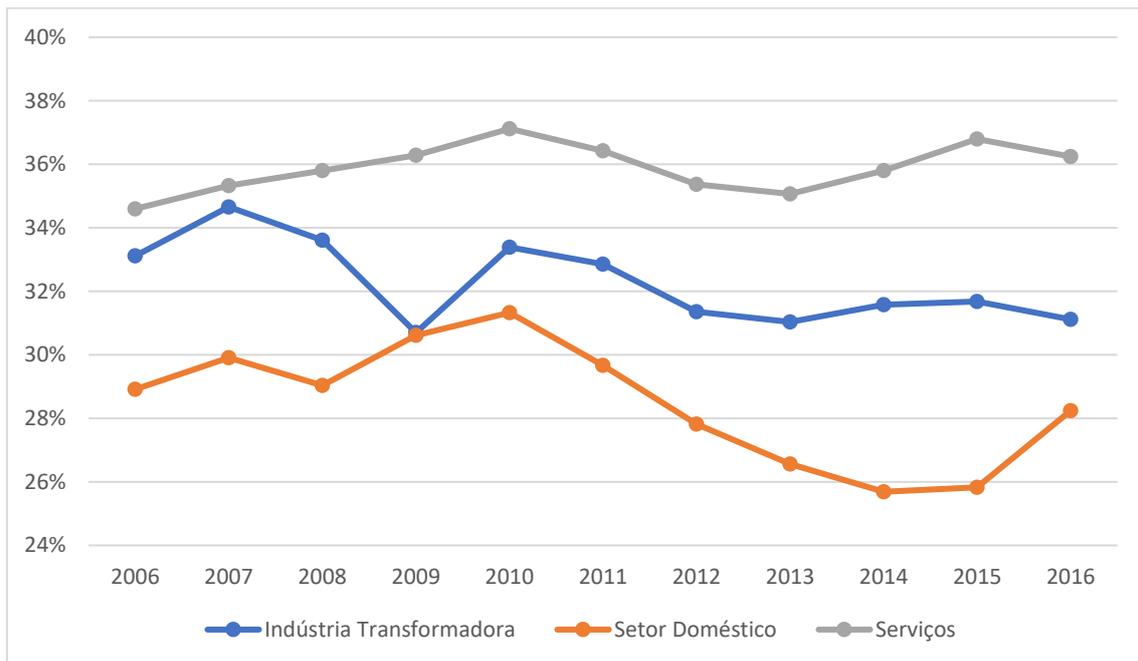
**Figura 15 Repartição da Produção Elétrica Portuguesa (%)**



Fonte: Adaptado de "Dados Técnicos 2016", REN (2016).

Analisando a figuras 15, entre 2015 e 2016, verificam-se aumentos na utilização de energia hídrica e no gás natural, o que constitui um sinal de evolução na produção de EE e no mercado económico. As energias solar, eólica e proveniente do carvão decrescem, o que se traduz numa informação negativa no que respeita às ER. A biomassa e as outras fontes de energia, mantiveram as suas percentagens, resultando um saldo importador nulo em 2016.

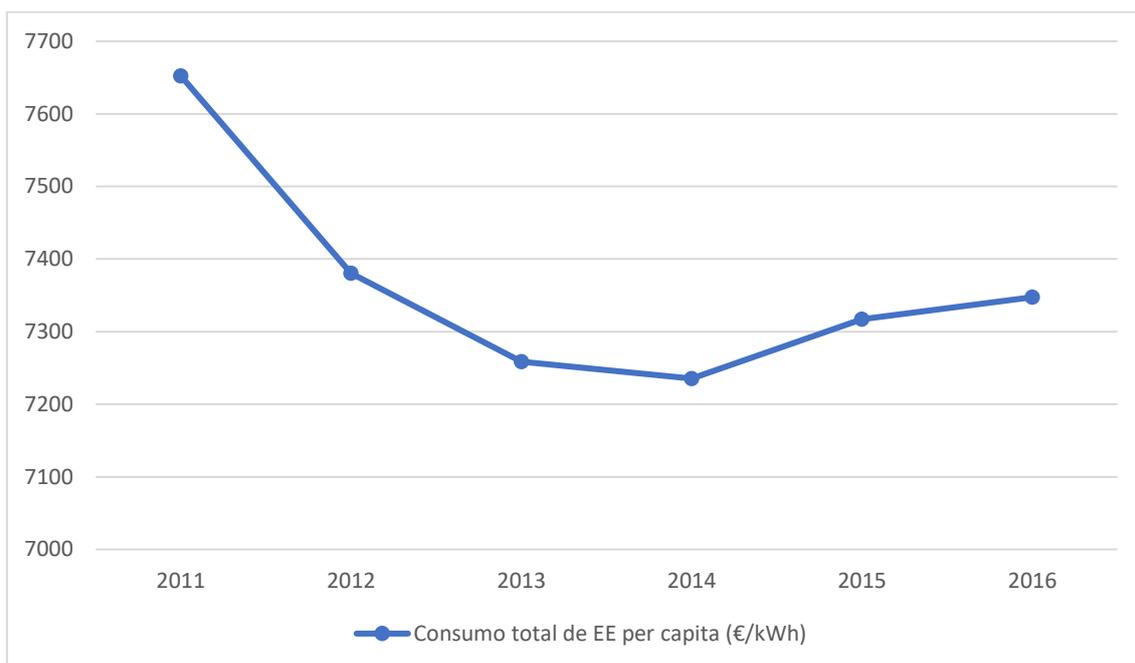
**Figura 16 Consumo de eletricidade por setor de atividade (%)**



Fonte: Adaptado de "Consumo final de energia (tep)", INE (2018).

A figura 16 expressa os setores de atividades mais relevantes para o consumo de eletricidade, isto é, aqueles que usam a eletricidade em maior quantidade. Nos últimos dois anos (2014 a 2016) consumo de EE no setor doméstico aumentou, muito por parte de uma melhoria da economia financeira do país pois, Portugal passou por uma grave crise económica e financeira, com austeridade severa, obrigando todos os consumidores a reduzirem os seus gastos, tornando-os mais sensíveis a estas questões. O consumo elétrico em 2016 nos setores dos serviços e da indústria transformadora diminuíram face ao ano anterior.

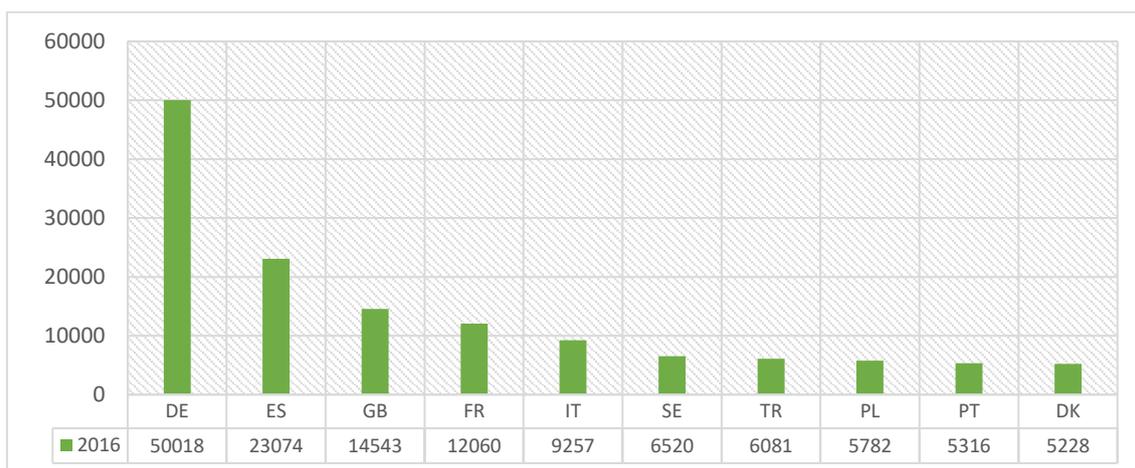
**Figura 17 Consumo total de EE *per capita* (kWh/hab)**



Fonte: Adaptado de "Consumo total de energia elétrica por consumidor (kWh/cons.)", INE (2018).

Na figura 17 o consumo de energia por consumidor desce significativamente entre 2011 e 2014, voltando a crescer em 2015. Este crescimento deveu-se à consciencialização da população, à crise que Portugal atravessou e crescimento do setor turístico, resultando num incremento do consumo por consumidor.

**Figura 18 Ranking europeu de potência instalada em 2016 (MW)**

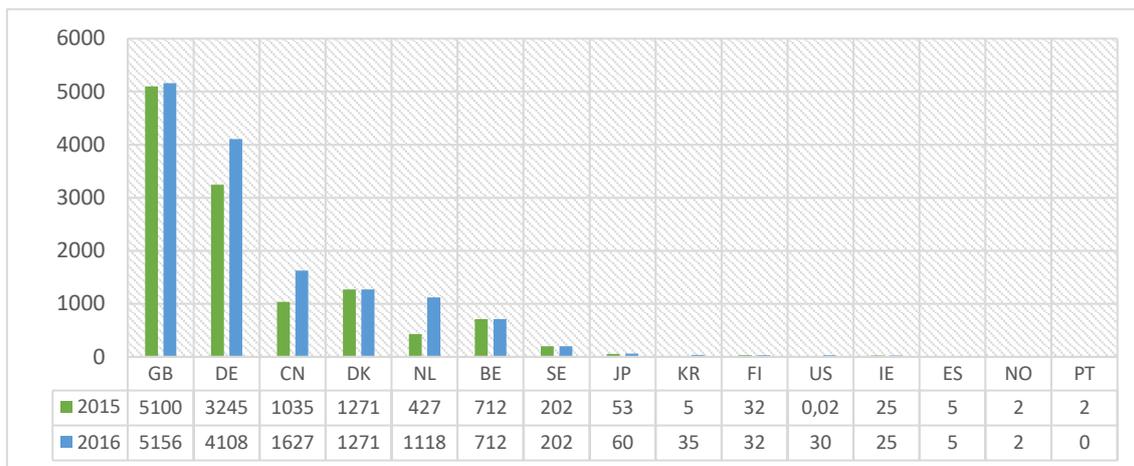


Fonte: Adaptado de "Global Installed wind power capacity (MW) – Regional Distribution", GWEC (2017).

Portugal é tido como exemplo dado o seu esforço e investimento dando origem a resultados positivos, no que respeita à estratégia energética portuguesa. Note-se que Portugal é um país detentor de grande capacidade instalada, face à sua economia e geografia, implementando em

2016, 268 MW de nova capacidade instalada. Num contraste europeu, Portugal insere-se nos 10 primeiros lugares com maior potência instalada (figura 18).

**Figura 19 Potência instalada Mundial de eólica Offshore (MW)**



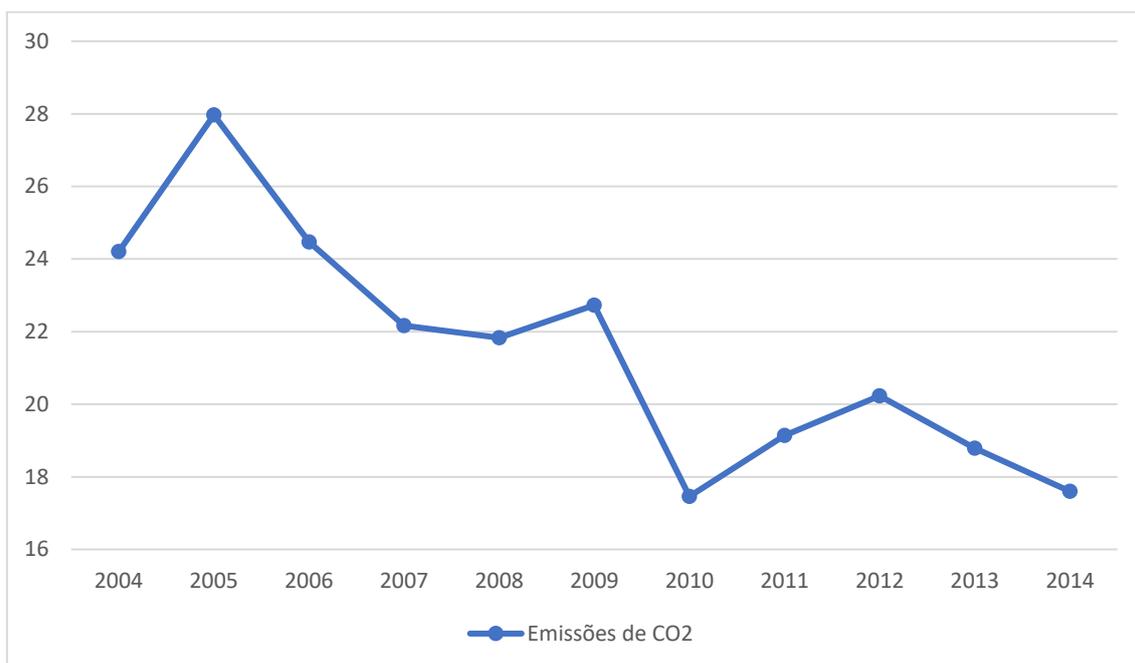
Fonte: Adaptado de "Global cumulative offshore wind capacity in 2016", GWEC (2017).

No tocante à eólica *offshore*, Portugal entra no *ranking* dos 15 maiores países investidores desta tecnologia. Apesar da redução existente (figura 19), entre 2015 e 2016, os resultados obtidos colocam Portugal na vanguarda das ER através do investimento, inovação evolução e comprometimento em matéria de FER-E.

## 8.2 Emissões associadas de Gases com Efeito de Estufa

Com toda a preocupação mundial em volta da constante libertação de GEE, também Portugal carece dessa preocupação, a fim de almejar maior qualidade ambiental, ao nível da saúde pública e ambiental.

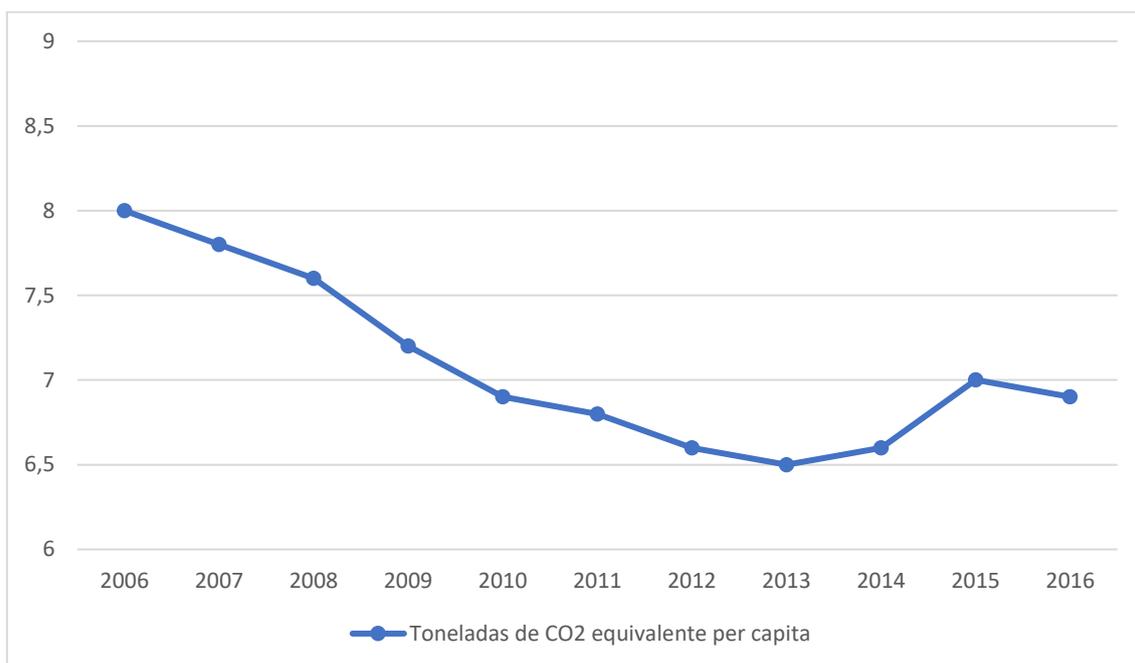
**Figura 20 Emissões de GEE no setor da eletricidade/calor (MtCO2)**



Fonte: Adaptado de "Country GHG emissions – Energy Sub-sector: Electricity/Heat 2004-2014 (MtCO2)", CAIT (2015).

Em traços genéricos é possível visualizar o decréscimo dos valores das emissões de CO2 para a atmosfera. A partir de 2010 há um pico de crescimento das emissões de CO2 até ao ano de 2012, ano em que volta descer os valores das emissões de GEE para níveis próximos dos 17 MtCO2, localizando-se em valores aproximados aos atingidos no ano de 2010.

**Figura 21 Emissões de GEE *per capita***

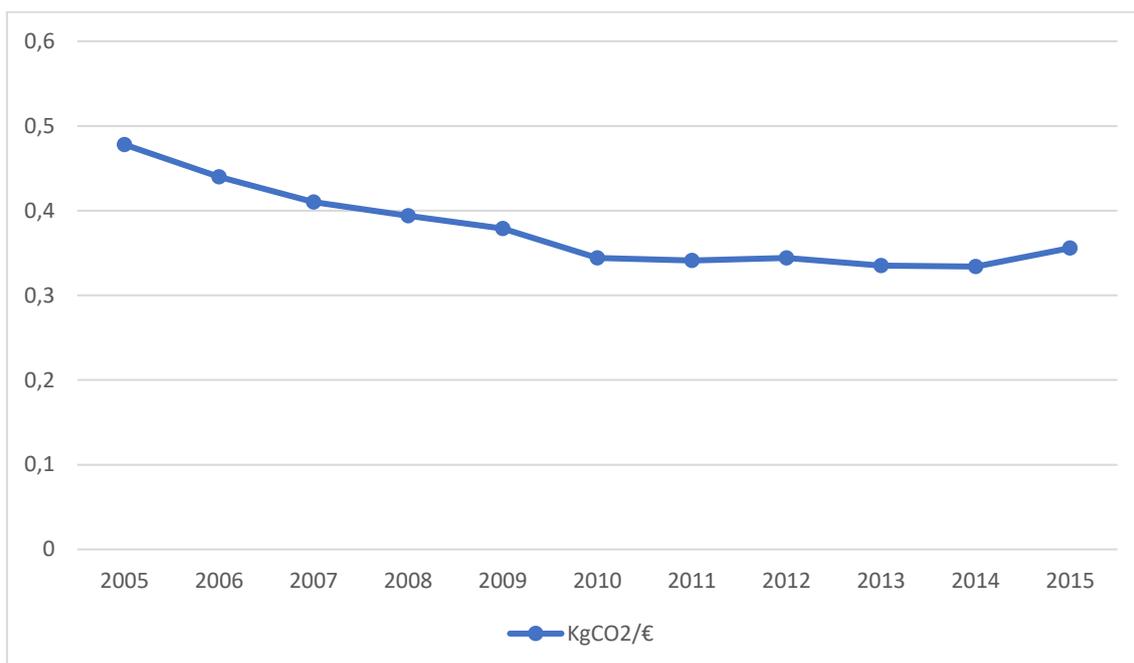


Fonte: Adaptado de "Greenhouse gas emission *per capita*", Eurostat (2018b).

Este indicador demonstra as tendências das emissões de GEE produzidas por habitante. Estes gases específicos são agregados numa única unidade de Potencial de Aquecimento Global, sendo estas unidades expressas em unidades equivalentes de CO<sub>2</sub>.

Na figura 21 é possível verificar que a tendência das emissões de GGE tem vindo a decrescer desde 2006 até 2013, ano em que se aproximou das 6,5 TeCO<sub>2</sub>. A partir de 2013 e até 2015, a tendência foi crescente aumentando cerca de 0,5 TeCO<sub>2</sub>, para valores perto de 7 TeCO<sub>2</sub>. Neste sentido, no último ano registado, apresenta uma leve descida face ao ano de 2015, o que revela um consumo mais sustentado e preocupado com o meio ambiente, tanto ao nível da produção como do consumo de EE.

**Figura 22 Emissão de CO2 por unidade de valor acrescentado (kgCO2/€)**



Fonte: Adaptado de "Emissão de CO2 por unidade de valor acrescentado", INE (2017).

A figura 22 transmite a ideia de quanto menor for o valor, menor se torna a relevância da emissão de CO2 face à produção das atividades económicas. Assim, entre 2005 e 2015, observar-se uma relação significativa deste valor transmitindo um menor impacto da produção nos GEE, isto é, um menor impacto na emissão de GEE para a atmosfera, revelando o investimento e força de vontade na redução destes gases. Deste modo verifica-se que a redução é constante até ao ano de 2014, crescendo em 2015.

Um dos argumentos mais relevantes na defesa da utilização das ER para produção de eletricidade é a sua capacidade em evitar a emissão de GEE, ou seja, ser uma tecnologia "limpa". Assim, a produção de eletricidade com recurso às FER-E permite a preservação do meio ambiente, promovendo a sustentabilidade do nosso ecossistema.

Em 2016, Portugal através do investimento em ER, nomeadamente na tecnologia eólica, foi capaz de:

- Em cada 60 minutos de eletricidade consumida, 15 minutos terem sido provenientes de energia eólica;
- Contribuiu para a não emissão de mais de 4 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> e;
- Evitou a importação e queima de 1,7 milhões de toneladas de gás natural para produção de eletricidade.

Neste sentido é benéfico no impacto ambiental o investimento em ER aumentando também o conhecimento do território português, aprofundando a sua biodiversidade.

### **8.3 Metas Portuguesas – Eletricidade**

Portugal, não é detentor de uma reserva alargada de combustíveis fósseis, antes pelo contrário, essa reserva é limitada, mas necessita de uma fonte primária para colmatar as necessidades de cariz energético, mesmo que o fornecimento de FER-E seja uma grande fatia de toda a produção energética. Esta falta de recursos energéticos levava Portugal à dependência, e consequente importação, de EE de origem fóssil. A ênfase conferida mundialmente às ER, deve-se à panóplia de acontecimentos temporais e factuais, como a escassez de petróleo, a instabilidade política e a oscilação frequente e intensa do preço dos combustíveis fósseis. Por estes factos, as entidades governamentais têm-se preocupado cada vez mais com esta temática, sendo da máxima relevância para toda a economia, o desenvolvimento da PE-FER, implementando-se metas energéticas para se atingir este objetivo da proliferação das FER-E.

Portugal testemunhou um forte crescimento no que respeita à PE-FER, tendo tentado cumprir as metas e os objetivos estipulados, aumentando a PE-FER, muito devido a políticas conscientes implementadas, atingindo um desenvolvimento mais sustentável (Behrens, et al., 2016). Através do comprometimento com metas internacionais tais como:

- Diretiva 2009/28/CE<sup>35</sup> (2020)

Mínimo de 31% de PE-FER no consumo final Bruto; Mínimo de 10% no consumo do setor dos transportes (ER).

- PNAER 2020<sup>36</sup>

Mínimo de 22,6% de PE-FER no consumo final Bruto (2011/2012); Mínimo de 23,7% de PE-FER no consumo final Bruto (2013/2014); Mínimo de 25,2% de PE-FER no consumo final Bruto (2015/2016); Mínimo de 27,3% de PE-FER no consumo final Bruto (2017/2018); Mínimo de 31% de PE-FER no consumo final Bruto (2020); Mínimo de 10% no consumo do setor dos transportes

---

<sup>35</sup> Diretiva 2009/28/CE, de 27 de setembro de 2011.

<sup>36</sup> Resolução de Conselho de Ministros n.º 20/2013, de 10 de abril 2013.

(ER); Mínimo de 59,6% de incorporação de ER na eletricidade; Redução de 10% na emissão de GEE (2020); Redução de 25% no consumo de energia primária (2020).

- ENE 2020<sup>37</sup>

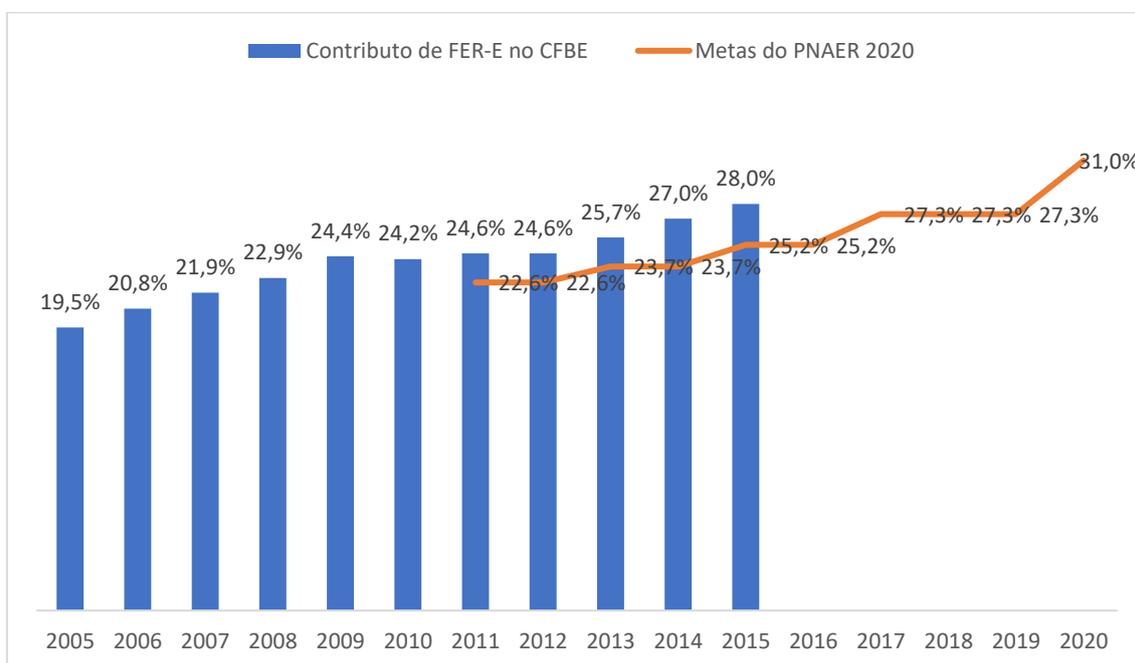
Mínimo de 20% de PE-FER no consumo final Bruto; Redução de 25% no consumo de energia primária (2020).

- QACE 2030<sup>38</sup>

Redução de 40% na emissão de GEE (2030); Mínimo de 10% de ER no consumo de energia; Aumento de 27% na eficiência energética; Aumento de 15% nas interligações energéticas.

Estas metas são objetivos a serem cumpridos, existindo entraves à evolução e desenvolvimento das PE-FER, deparando-se com barreiras em território português. Por último, em Portugal, existe uma tendência crescente, por parte das entidades governamentais, de não intervirem no mercado de regulação elétrica, deixando este atuar de forma autónoma, autorregulando-se, adquirindo uma faceta mais liberalizada.

**Figura 23 Evolução da trajetória mínima de FER no consumo final bruto de energia (%)**



Fonte: Adaptado de “Evolução da trajetória de FER no consumo final bruto de energia”, REA (2018).

<sup>37</sup> Resolução de Conselho de Ministros n.º 29/2010, de 15 de abril de 2010.

<sup>38</sup> Um quadro político para o clima e a energia no período de 2020 a 2030, 22 de janeiro de 2014.

É possível constatar através da figura 22 que a evolução das FER-E é constante e contínua, demonstrando um consumo de ER bastante satisfatório face às metas estipuladas, ultrapassando-as. Neste sentido, é refletido o sucesso, esforço e investimento implementado nas FER-E pelo Estado português.

É difícil prever se as FER-E irão superar as metas estipuladas, uma vez que existem algumas condicionantes políticas, económicas e regulatórias que travam a sua implementação e desenvolvimento.

## 9 Conclusões e desenvolvimentos futuros

O setor energético é dotado de características que o catapultam para lugares cimeiros nas decisões estratégicas de um qualquer Estado. Com o aumento da procura por energias fósseis, as inúmeras ameaças à segurança no abastecimento e as crescentes preocupações ambientais, as economias que no seu cerne mantêm o petróleo, o gás natural e o carvão, como motor principal das atividades económicas, conferem particular ênfase às FER-E. Assim, podem retirar proveitos desse investimento, como: não dependência de combustíveis fósseis, bem como não sujeição à flutuação dos seus preços, para assegurar o abastecimento energético.

Relativamente ao SEN português é possível referir que tem sofrido profundas alterações, iniciando-se numa estrutura vertical (estatal) e posteriormente adaptando-se para uma organização que cada vez mais se vê liberalizada. Esta razão não quer transparecer que todo o sistema é desprovido de regulação, mas sim que coabita a harmonia entre uma atividade regulada e uma não regulada, tendo como objetivo garantir o abastecimento e a promoção de uma política energética mais eficiente e com maior proteção ambiental. Neste sentido o Estado deve acentuar a atuação para fomentar o constante crescimento das ER.

Portugal é dotado de grande potencial renovável para as tecnologias eólica, solar, geotérmica e das marés. Apesar de todos os esforços em prol do investimento e da utilização das FER-E, intensificados a partir de 2004, é possível verificar ainda um cenário de subexploração destas tecnologias. Deste modo, seria negativo não explorar as tecnologias de FER-E assegurando o abastecimento energético, tendo em consideração o cumprimento das metas propostas, contribuindo para o equilíbrio da balança comercial interna.

Visto a impossibilidade de controlar o fluxo de ER, uma vez que esta é influenciada pelas condições climatéricas, é essencial verificar as diversas FER-E para colmatar necessidades. Tão verdade que Portugal tem vindo a reforçar esse leque tecnológico. Este historial cumpre com as metas de FER-E estipuladas nacional e internacionalmente. Mesmo com o forte investimento nestas tecnologias, é notável a subexploração destas, sendo necessário o contínuo incentivo e investimento.

Através da PE-FER, é possível retirar externalidades positivas como:

- O equilíbrio da balança comercial;
- O aumento da segurança no abastecimento;

- O cumprimento de metas;
- O aumento da empregabilidade;
- O impulso do desenvolvimento regional;
- A redução da emissão dos GEE.

Por muito que os benefícios da utilização das FER-E sejam frisados, para a produção em escala é necessário agregar um conjunto de condições que enfrentam várias condicionantes ao nível económico, ambiental, político, legal e regulatório, sociocultural, financeiro, técnico, e tecnológico que podem impedir a difusão destas tecnologias num ambiente concorrencial. Na vertente das condicionantes estas legitimam a intervenção Estatal, procurando estabelecer o ambiente concorrencial entre as ER e as energias convencionais, com o implemento de externalidades ambientais no preço da eletricidade e no estímulo ao desenvolvimento tecnológico das ER.

Apesar das informações, em contexto real, serem dúbias as entidades reguladoras devem facultar todas as condições necessárias para que todos os intervenientes no mercado estejam informados quanto aos seus benefícios e custos sociais associados às FER-E e aos combustíveis fósseis.

Na questão da regulação do setor elétrico, nomeadamente nos instrumentos de regulação é possível referir como principais: a existência da taxa de retorno garantida, a regulação por incentivos, que inclui a regulação por preços máximos, em escala deslizante e por comparação, e ainda metodologia de precagem de pico de carga.

Nesta direção todo o sistema com base nas alterações dos custos das tecnologias ou dos preços da eletricidade deve ser construído de forma a reagir com grande flexibilidade, visto que o sistema de promoção das FER-E terá de assentar no compromisso da estabilidade das medidas de apoio no longo prazo e na flexibilidade da adaptação das alterações com que o setor energético se depara. Estes modelos devem ser transparentes para reduzir o risco de incerteza dos investidores, reforçando: os períodos de revisão das melhorias, os ajustes tarifários e a duração da remuneração. Este mecanismo deverá ser englobado no universo da política energética de cada país, para que estes sejam os mais harmoniosos e compatíveis com a liberalização do mercado de EE.

Para harmonizar o setor da energia é possível referir os principais instrumentos de apoio às FER-E que se caracterizam por uma regulação direta, nomeadamente: as FIT, que se centram no preço

de produção (nas suas variantes), os certificados verdes negociáveis, que se focam nas quotas obrigatórias fixadas legalmente, e os concursos públicos, que fixam legalmente as quantidades, mas garantem uma remuneração por kWh de PE-FER.

Cada país opta por um sistema integrado de regulação e incentivo. Assim, é utilizado um instrumento principal e outro parâmetro de design (ajuste tarifário ou discriminação horária), acompanhado por um instrumento secundário (incentivos fiscais). Todos estes instrumentos articulados serão essenciais na implementação do modelo e no conseqüente sucesso na promoção das FER-E.

Neste sentido as FIT foram o apoio com maior eficiência e eficácia em comparação com os certificados verdes e os concursos públicos. É corrente o debate sobre qual o mecanismo que melhor se adaptará para suportar o investimento em FER-E, com intuito de preconizar os objetivos da UE e de cada EM.

Neste momento as FIT não têm expressão futura, apenas nos casos em que um projeto tenha já usufruído deste mecanismo e que através de novo acordo possa usufruir por mais alguns anos do que estava inicialmente previsto

Todos os instrumentos de apoio devem visar fundamentalmente algumas questões como:

- O incentivo aos investidores para a FER-E;
- A preservação dos bens públicos. Nesta medida o principal benefício social decorrente de FER-E é a redução de emissões de GEE e o impacto as alterações climáticas;
- A necessidade de controlo e redução dos custos (benefícios sociais, custos de utilização da tecnologia renovável e custos para os consumidores) referindo que o instrumento mais eficiente será o que mais reduzir os custos.
- Partilha do excedente social (conforme o progresso das tecnologias de ER, para os intervenientes do mercado concorrencial).

No decorrer deste contexto o mecanismo que tende a ser melhor implementado cinge-se a um modelo híbrido na combinação do instrumento principal agregado a um instrumento secundário. Neste seguimento, o mercado procura uma solução que possa aglomerar os lucros de curto prazo dos produtores de ER juntamente com a sustentabilidade a longo prazo, com menores custos.

No decorrer desta informação é relevante referir que a entidade reguladora detém um papel fundamental, avaliando os instrumentos principais a serem utilizados em cenário de incerteza,

uma vez que o mercado detém uma informação imperfeita, optando pelo mais eficiente, podendo rever, avaliar e alterar estes mecanismos de uma forma mais segura.

Face à UE, a vontade de uniformizar os modelos de apoio às FER-E entre o mercado dos EM, contribuiria para: simplificar a regulação, aumentar o crescimento industrial e fomentar o aparecimento de economias de escala. Esta tarefa é bastante complexa, uma vez que os países se encontram em diferentes níveis de desenvolvimento de FER-E. A alternativa a esta harmonização será a cooperação entre os EM na otimização dos modelos de apoio, convergindo e cooperando entre si.

No conjunto de países analisados, a Alemanha detém a maior produção de ER, devido ao investimento nestas tecnologias desde o final da década de 1980.

Em 2017, a produção de ER em Portugal alcançou 42%, valor que transmite forte comprometimento com os seus objetivos. Em termos de preços, Portugal tem o preço de eletricidade mais elevado em comparação com a Alemanha, a França e a Espanha, mediante o custo médio de vida.

As emissões de GEE são proporcionais à dimensão geográfica e demográfica de um país, isto é, quanto maior for o país, ou mais industrializado for, maior será a libertação de GEE.

Em 2015, 28% de eletricidade consumida foi de origem renovável, ultrapassando os 25,2% estabelecidos na meta do PANAER, revelando mais uma vez que Portugal está no caminho certo para alcançar um maior cenário de produção de ER e ainda um maior consumo destas energias. Neste sentido, tem um compromisso de evolução e investimento nas ER, prova disso é ser incluído nos 10 países com maior potência instalada na UE e de ter sido um dos 15 países ao nível mundial a investir em eólica *offshore*.

Este cenário incentiva cada vez mais a orientação estratégica nacional com foco na eficiência energética, no esforço para investir em recursos endógenos na produção de eletricidade, para ultrapassar as suas metas no consumo, produção e redução de emissões de GEE.

É possível referir que o presente manuscrito pode ser desenvolvido no sentido deste tema com vertentes mais abrangentes ou específicas:

- Desenvolver uma proposta de otimização do modelo tarifário português atual comparando com países que obtiveram melhores performances nesta temática;

- Incorporar mecanismos de apoio no modelo tarifário português, objetivando maior equidade, eficácia e transparência;
- Desenvolver formas de aproximar mais o interesse por parte dos investidores nas FER-E;
- Investigar as razões que condicionam os portugueses na utilização das FER-E e quais os benefícios que pensam haver no investimento e consumo de FER-E;
- Adequar o novo modelo tarifário às especificidades de Portugal;
- Avaliar os impactos da promoção de FER-E no crescimento do défice tarifário português;
- Constituir um modelo regulatório que colmate a contínua necessidade em promover a FER-E contemplando a redução do défice tarifário português.

A forte e contínua aposta nas FER-E e a sua necessidade e importância é razão principal para avaliar toda a regulação envolvente das ER e nas suas várias perspetivas dos agentes de mercado.

### **1. Como se enquadram os mecanismos de apoio às FER-E no desenvolvimento desta eletricidade em Portugal?**

Atualmente, no contexto nacional, o enquadramento dos mecanismos de suporte é de difícil perceção, estando maioritariamente limitados, isto é, não está a ser verificado grande apoio à exploração das FER-E, sendo eventualmente necessário redefinir o sistema tarifário português. Vejamos, por exemplo, a falta de enquadramento legal para renovar os aerogeradores eólicos, dificuldade a modernização desta tecnologia.

Para as novas tecnologias, particularmente eólica e solar, estão a ser concedidos empréstimos bancários a juros mais acessíveis, segundo garantias de pagamento por preço de kWh produzido.

### **2. Como se enquadra a produção de FER-E de Portugal no contexto europeu?**

A produção nacional através das FER-E é forte, cerca de 45% do total da eletricidade produzida, mas quando comparada com a produção total de ER europeia, torna-se uma parcela pequena, face à menor produção comparativamente com outros países.

Apesar de Portugal ter investido em FER-E, deixando de importar eletricidade, é necessário diversificar o leque de investimento tecnológico das FER-E. Assim, a expressão relativa da produção de ER em Portugal é pequena face à totalidade da UE.

### **3. Prevê-se um futuro benéfico à promoção de FER-E em Portugal?**

As metas têm vindo a serem cumpridas, e aliás, superadas, apontando-se para o alcance dos objetivos propostos para 2020.

Por outra parte a regulamentação e a política nacional não têm desenvolvido mecanismos suficientes para a promoção das ER. Destarte é arriscado, com base nesta investigação, prever qual o rumo que as FER-E prosseguirão uma vez que a envolvente em matéria de economia, de regulação, de legislação e de ambiente ainda está a ser debatida.

## 10 Referências

- Averch, H. & Johnson, L. L., 1962. Behavior of the firm under regulatory constraint. *The American Economic Review*, 52(5), pp. 1052-1069.
- Battle, C., Pérez-Arriaga, I. .. & Zambrano-Barragán, P., 2012. Regulatory design for RES-E support mechanisms: Learning curves, market structure, and burden-sharing. *Energy Policy*, Volume 41, p. 212–220.
- Baumol, W. & Klevorick, A., 1970. Input choices and rate-of-return regulation: An overview of the discussion. *The Bell Journal of Economics and Management Science*, 1(2), p. 162–190.
- Beesley, A. & Littlechild, S., 1989. The regulation of privatized monopolies in the United Kingdom. *The Rand Journal of Economics*, 20(3), p. 454–472.
- Behrens, P., Rodrigues, J. F. D., Brás, T. & Silva, C., 2016. Environmental, economic, and social impacts of feed-in tariffs: A Portuguese perspective 2000–2010. *Applied Energy*, Volume 173, p. 309–319.
- Braeutigam, R., 1989. Optimal Policies for Natural Monopolies (vol. 2). Em: R. R. & Willing, ed. *In Handbook of Industrial Organization*. Amsterdam: North Holland: In: Schmalensee, p. 1290–1346.
- Campoccia, L., Dusonchet, L., Telaretti, E. & Zizzo, G., 2014. An analysis of feed'in tariffs for solar PV in six representative countries of the European Union. *Solar Energy*, Volume 107, p. 530–542.
- Del Río, P., 2012. The dynamic efficiency of feed-in tariffs: The impact of different design elements. *Energy Policy*, Volume 41, p. 139–151.
- Elif, C. S. S., Sharp, J. L. & Annick, A., 2018. Factors impacting diverging paths of renewable energy: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, Elsevier*, 81(P2), pp. 2335-2342.
- ERSE, 2014. *Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e outros Serviços em 2015 e Parâmetros para o Período de Regulação 2015-2017*, Portugal: Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, .
- Finon, D. & Menanteau, P., 2008. The static and dynamic efficiency of instruments of promotion of renewables. *Energy Studies Review*, 12(1), pp. 53-83.

Herbes, C. et al., 2017. Responding to policy change : New business models for renewable energy cooperatives – Barriers perceived by cooperatives' members. *Energy Policy*, Volume 109, p. 82–95.

Huber, C. et al., 2004. Deriving optimal promotion strategies to increase the share of RES-E in a dynamic European electricity market. *Action Plan of the Project Green-X*.

Huber, C., Faber, T., Hass, R. & Resch, G., 2001. Promoting renewable: Feed-in Tariffs or Certificates. *Economics*.

Johansson, T., McCormick, K., Neij, L. & Turkenburg, W., 2004. *The potentials of renewable energy, Vol. 25*. Bonn, International Conference for Renewable Energies.

Joskow, P. L., 2008. Incentive regulation and its application to electricity networks. *Review of Network Economics*, 7(4), p. 547–560.

Kitzing, L., Mitchell, C. & Morthorst, P. E., 2012. Renewable energy policies in Europe: Converging or diverging?. *Energy Policy*, Volume 51, p. 192–201.

Klein, A. et al., 2010. Evaluation of different feed-in tariff design options: Best practice paper for the International Feed-in Cooperation (3.nd). *Energy Economics Group & Fraunhofer Institute Systems and Innovation Research*, pp. 1-95.

Lyon, T. P., 1996. A Model of Sliding-Scale Regulation. *Journal of Regulatory Economics*, 9(3), p. 227–247.

Mayer, C. & Vickers, J., 1999. Profit-Sharing Regulation : An Economic Appraisal. *Fiscal Studies*, 83–101(2), p. 17.

Meyer, N., 2003. European schemes for promoting renewable in liberalised markets. *Energy Policy*, 31(7), pp. 665-676.

Ozcan, M., 2014. Assessment of renewable energy incentive system from investors' perspective. *Renewable Energy*, Volume 71, p. 425–432.

Perez, I., Lopez, A., Briceño, S. & Relancio, J., 2014. National incentive programs for CSP - Lessons learned. *Energy Procedia*, Volume 49, p. 1869–1878.

Proença, S. & St. Aubyn, M., 2013. Hybrid modeling to support energy-climate policy: Effects of feed-in tariffs to promote renewable energy in Portugal. *Energy Economics*, Volume 38, p. 176–185.

Quivy, R. & Campenhoudt, L. V., 2005. *Manual de Investigação em Ciências Sociais*. Lisboa: Gradiva publicações.

Shleifer, A., 1985. A theory of Yardstick competition. *RAND Journal of Economics*, 16(3), p. 319–327.

Stigler, G. & Friedland, C., 1962. What can regulators regulate? The case of electricity. *Journal of Law and Economics*, Volume 5, p. 1–16.

Viscusi, W., Vernon, J. & Harrington, J., 2005. *Economics of regulation and antitrust*. 4th ed ed. s.l.:Cambridge: MIT Press.

Vogelsang, I., 2002. Incentive regulation and competition in public utility markets: A 20-year perspective. *Journal of Regulatory Economics*, 22(1), p. 5–27..

Yaqoot, M., Diwan, P. & Kandpal, T., 2016. Review of barriers to the dissemination of decentralized renewable energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 58, p. 477–490.

Zhao, Z. Y., Chen, Y. L. & Chang, R. D., 2016. How to stimulate renewable energy power generation effectively? - China's incentive approaches and lessons. *Renewable Energy*, Volume 92, p. 147–156.

## **Legislação Internacional**

Comissão Europeia [CE]. (1997). Energia para o futuro: Fontes de energia renováveis – Livro Branco para a Estratégia e um Plano de Acção Comunitários. COM(97) 559 final. Bruxelas: Comissão Europeia.

United Nation [UN]. (1997). United Nations framework convention on climate change. Kyoto Protocol. Kyoto: United Nation.

Comissão Europeia [CE]. (2009). Diretiva 2009/28/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, que altera a Directiva 98/70/CE no que se refere às especificações da gasolina e do gásóleo rodoviário e não rodoviário e à introdução de um mecanismo de monitorização e de redução das emissões de gases com efeito de estufa, de 23 de abril de 2009. Jornal Oficial da União Europeia. L 140/88.

Comissão Europeia [CE]. (2011). Roteiro para a Energia 2050. COM(2011) 885 final. Bruxelas: Comissão Europeia.

Comissão Europeia [CE]. (2013). Livro Verde – um quadro para políticas de clima e de energia em 2030. COM(2013) 169 final. Bruxelas: Comissão Europeia.

Comissão Europeia [CE]. (2014). Um quadro político para o clima e a energia no período de 2020 a 2030. COM(2014) 15 final. Bruxelas: Comissão Europeia.

## **Legislação Portuguesa**

Ministério da Indústria e Energia [MIE]. (1988). Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio de 1988. Diário da República. Serie I. N.º 23.

Ministério da Indústria e Energia [MIE]. (1995). Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de julho de 1995. Diário da República. Serie I - A. N.º 172.

Ministério da Economia [ME]. (1999). Decreto-Lei n.º 168/99, de 18 de maio de 1999. Diário da República. Serie I – A. N.º 115.

Ministério da Economia e do Ambiente e do Ordenamento do Território [MEAOT]. (2001). Decreto-Lei n.º 339-C/2001, de 29 de dezembro de 2001. Diário da República. Série I – A. N.º 298.

Ministério dos Negócios Estrangeiros [MNE]. (2002). Decreto 7/2002, de 25 de março de 2002. Diário da República. Série I – A. N.º 71.

Ministério das Atividades Económicas e do Trabalho [MAET]. (2005). Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro de 2005. Diário da República. Serie I – A N.º 33.

Presidência do Conselho de Ministros [PCM]. (2005). Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, de 24 de outubro de 2005. Diário da República. Serie I – B. N.º 204.

Ministério da Economia e da Inovação [MEI]. (2006). Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro de 2006. Diário da República. Serie I – A. N.º 33.

Ministério da Economia e da Inovação [MEI]. (2007). Decreto-Lei n.º 225/2007, de 31 de maio de 2007. Diário da República. Serie I. N.º 105.

Ministério da Economia e da Inovação [MEI]. (2008). Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto de 2008. Diário da República. Serie I- N.º 161.

Presidência do Conselho de Ministros [PCM]. (2010). Resolução do Conselho de Ministros n.º 29/2010, de 15 de abril de 2010. Diário da República. Serie I. N.º 73.

Ministério da Economia e da Inovação [MEI]. (2012). Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro de 2012. Diário da República. Serie I. N.º 194.

Presidência do Conselho de Ministros [PCM]. (2013). Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013, de 10 de abril de 2013. Diário da República. Serie I. N.º 70.

## **Legislação Espanhola**

Jefatura del Estado [JE]. (2013). Real Decreto-Ley 9/2013, de 12 de julio de 2013. Boletim Oficial del Estado. Sec. I. N.º 167.

Jefatura del Estado [JE]. (2013). Real Decreto-Ley 2/2013, de 1 de febrero de 2013. Boletim Oficial del Estado. Sec. I. N.º 29.

## **WEBGRAFIA**

Associação de Energias Renováveis [APREN]. (2017). Boletim Energias Renováveis, Edição Mensal Dezembro de 2017, em <http://www.apren.pt/contents/publicationsreportcarditems/12-boletim-energias-renovaveis-dezembro.pdf>, consultado a: 17/06/2018.

Climate Analysis Indicator Tool [CAIT]. (2015). Country GHG emissions – Energy Sub-sector: Electricity/Heat 2004-2014 (MtCO<sub>2</sub>), em: [http://cait.wri.org/historical/Country%20GHG%20Emissions?indicator\[\]=Electricity/Heat&year\[\]=2004&year\[\]=2005&year\[\]=2006&year\[\]=2007&year\[\]=2008&year\[\]=2009&year\[\]=2010&year\[\]=2011&year\[\]=2012&year\[\]=2013&year\[\]=2014&country\[\]=Portugal&sortIdx=NaN&sortDir=desc&chartType=bars](http://cait.wri.org/historical/Country%20GHG%20Emissions?indicator[]=Electricity/Heat&year[]=2004&year[]=2005&year[]=2006&year[]=2007&year[]=2008&year[]=2009&year[]=2010&year[]=2011&year[]=2012&year[]=2013&year[]=2014&country[]=Portugal&sortIdx=NaN&sortDir=desc&chartType=bars) Washington D.C.: World Research Institute. Washington, DC: World Resources Institute, consultado a: 17/06/2018.

EUROSTAT, 2018, Electricity consumption by industry, transport activities and households/services (GWH), Code: ten00094, em: <http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&plugin=1&language=en&pcode=ten00094>, consultado a: 17/06/2018.

EUROSTAT, 2018. Electricity prices by type of user, Code: ten00117, em: <http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&plugin=1&language=en&pcode=ten00117>, consultado a: 15/05/2018.

EUROSTAT, 2018. Energy productivity, Code: t2020\_rd310, em: [http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&plugin=1&language=en&pcode=t2020\\_rd310](http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&plugin=1&language=en&pcode=t2020_rd310), consultado a: 15/05/2018.

EUROSTAT, 2018. Final energy consumption in households per capita, Code: sdg\_07\_20, em: [http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=en&pcode=sdg\\_07\\_20&plugin=1](http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=en&pcode=sdg_07_20&plugin=1), consultado a: 15/05/2018.

EUROSTAT, 2018. Greenhouse gas emission per capita Code: t2020\_rd300, em: [http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=en&pcode=t2020\\_rd300&plugin=1](http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=en&pcode=t2020_rd300&plugin=1), consultado a: 18/06/2018.

EUROSTAT, (2018). Greenhouse gas emissions by source sector (source: EEA)[env\_air\_gge], em: [http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=env\\_air\\_gge&lang=en](http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=env_air_gge&lang=en), consultado a: 18/06/2018.

EUROSTAT, 2018. Primary production of renewable energy by type Code: ten00081, em: <http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&plugin=1&language=en&pcode=ten00081>, consultado a: 15/05/2018.

EUROSTAT, 2018, Total gross electricity generation GWh CODE: ten00087, em: <http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/download.do?tab=table&plugin=1&language=en&pcode=ten00087>, consultado a: 15/05/2018.

Global Wind Energy Council [GWEC], 2017. Global cumulative offshore wind capacity in 2016, em: [http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2017/02/7\\_Annual-and-Global-Cumulative-Offshore-wind-capacity-in-2016.jpg](http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2017/02/7_Annual-and-Global-Cumulative-Offshore-wind-capacity-in-2016.jpg), consultado a: 08/06/2018.

Global Wind Energy Council [GWEC], 2017. Global Installed wind power capacity (MW) – Regional Distribution, em: <http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2012/06/Global-Installed-Wind-Power-Capacity-MW-%E2%80%93-Regional-Distribution-1.jpg>, consultado a: 08/06/2018.

Instituto Nacional de Estatísticas [INE]. 2014. Produção bruta de energia elétrica (GWh), em: [https://www.ine.pt/xportal/xmain?xpid=INE&xpgid=ine\\_indicadores&indOcorrCod=0002106&xlang=pt&contexto=bd&selTab=tab2](https://www.ine.pt/xportal/xmain?xpid=INE&xpgid=ine_indicadores&indOcorrCod=0002106&xlang=pt&contexto=bd&selTab=tab2), consultado a: 08/06/2018.

Instituto Nacional de Estatísticas [INE]. (2017). Emissão de CO2 por unidade de valor acrescentado, em: [https://www.ine.pt/xportal/xmain?xpid=INE&xpgid=ine\\_indicadores&indOcorrCod=0009210&xlang=pt&contexto=bd&selTab=tab2](https://www.ine.pt/xportal/xmain?xpid=INE&xpgid=ine_indicadores&indOcorrCod=0009210&xlang=pt&contexto=bd&selTab=tab2), consultado a: 18/06/2018.

Instituto Nacional de Estatísticas [INE]. 2018. Consumo final de energia (tep), em: [https://www.ine.pt/xportal/xmain?xpid=INE&xpgid=ine\\_indicadores&indOcorrCod=0002010&xlang=pt&contexto=bd&selTab=tab2](https://www.ine.pt/xportal/xmain?xpid=INE&xpgid=ine_indicadores&indOcorrCod=0002010&xlang=pt&contexto=bd&selTab=tab2), consultado a: 08/06/2018.

Instituto Nacional de Estatísticas [INE]. 2018. Consumo total de energia elétrica por consumidor (kWh/cons.), em: [https://www.ine.pt/xportal/xmain?xpid=INE&xpgid=ine\\_indicadores&indOcorrCod=0008224&xlang=pt&contexto=bd&selTab=tab2](https://www.ine.pt/xportal/xmain?xpid=INE&xpgid=ine_indicadores&indOcorrCod=0008224&xlang=pt&contexto=bd&selTab=tab2), consultado a: 08/06/2018.

MIBEL. 2018. Mercado Ibérico de Eletricidade, em: <http://www.mibel.com/index.php?mod=pags&mem=detalle&relmenu=9&relcategoria=1026&idpag=67&lang=pt>, consultado a: 17/06/2018.

OMIE. 2018. Operador de Mercado Ibérico de Energia (pólo espanhol), em: <http://www.omie.es/pt/principal/mercados-e-produtos/mercado-da-electricidade/os-nossos-mercados-de-eletricidade>, consultado a: 17/06/2018.

Redes de Energia Nacional [REN]. 2016. Dados técnicos 2016, em: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoTecnica/DadosTecnicos/REN%20Dados%20T%C3%A9cnicos%202016.pdf>, consultado a: 08/06/2018.

Portal do Estado do Ambiente [REA]. (2018) Evolução da trajetória de FER no consume final bruto de energia, em: <https://rea.apambiente.pt/content/energias-renov%C3%A1veis>, consultado a: 18/06/2018.