



Escola de Ciências Sociais e Humanas

Departamento de Economia Política

Energia Eólica: estudo comparado de Portugal e Dinamarca na perspetiva das políticas públicas, seus impactos e resultados

Catarina Teixeira Fernandes

Dissertação submetida como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em
Economia e Políticas Públicas

Orientador(a): Prof^a. Doutora Isabel Salavisa, Professora Associada com Agregação,
Departamento de Economia Política, ISCTE - Instituto Universitário de Lisboa

Setembro, 2019

Agradecimentos

Gostaria de deixar sinceros agradecimentos às pessoas que me ajudaram a tornar esta dissertação numa realidade da qual muito me orgulho.

À minha orientadora, Professora Isabel Salavisa, pelo conhecimento partilhado e total disponibilidade ao longo destes meses de trabalho, que me permitiu descobrir e aprofundar esta nova área de interesse.

Ao meu namorado, pela paciência, por me ajudar a superar-me a cada dia e me fazer acreditar que sou capaz de alcançar os objetivos a que me proponho. Tudo se torna muito mais fácil por poder partilhá-lo contigo. O nosso caminho tem sido incrível e sei que o futuro será ainda melhor.

Aos meus pais, por me terem transmitido os melhores valores e educação e por terem feito tudo o que estava ao seu alcance para me proporcionar as melhores oportunidades na vida. Mesmo nos momentos mais difíceis nunca me deixaram desamparada. Nunca poderei compensar todos os sacrifícios que fizeram por mim. Espero que estejam orgulhosos.

Resumo

O aquecimento global e as alterações climáticas têm tomado conta da agenda mundial recentemente, já que nos aproximamos cada vez mais rápido do momento em que as consequências do comportamento humano serão irreversíveis. A União Europeia tem assumido um papel de liderança na concretização da transição energética, guiando os vários Estados-Membros na passagem para um sistema energético mais sustentável.

É consensual a necessidade de uma transição para uma economia sustentável que assente na utilização de energias renováveis em detrimento da exploração de combustíveis fósseis que acarretam consequências nefastas para o ambiente. Nesse sentido, esta dissertação pretende estudar e comparar as políticas públicas destinadas ao setor eólico, um dos tipos de energia renovável que apresenta maior desenvolvimento nos últimos anos, adotadas por dois países europeus com diferentes características: Portugal, que tem registado um crescimento recente e acentuado no setor, e Dinamarca, país pioneiro no desenvolvimento mundial da energia eólica. Para obter as conclusões pretendidas procedeu-se a revisão de literatura, análise documental e análise de estatísticas.

Este estudo permite concluir que o rápido crescimento do setor verificado em Portugal se deve, essencialmente, a um generoso regime de remuneração de tarifas fixas e à aposta na instalação de centrais de larga escala. Por outro lado, a evolução registada na Dinamarca assenta num maior envolvimento da comunidade local.

Palavras-chave: Energia Eólica; Políticas Públicas; Portugal; Dinamarca.

Abstract

Recently, global warming and climate change have been on the agenda, as we are approaching a period in which the consequences of human behavior will be irreversible. The European Union assumes a leading role in energy transition, guiding their Member States towards a more sustainable energy system.

There is a consensus about the need of a transition to a sustainable economy based on the use of renewable energy rather than the exploitation of fossil fuels which have harmful consequences for the environment. This dissertation studies and compares public policies of wind sector, one of the most developed types of renewable energy in recent years, adopted by two European countries with different characteristics: Portugal, which has recorded recent and sharp growth in the sector, and Denmark, a pioneer country in the worldwide development of wind energy. In order to obtain some conclusions, a literature review, document and statistical analysis were performed.

This dissertation concludes that the rapid growth of wind energy in Portugal is essentially due to a generous feed-in tariff mechanism and the focus on large-scale wind farms. On the other hand, development in Denmark are based on high involvement of the local community.

Keywords: Wind energy; Public policies; Portugal; Denmark.

Índice

Agradecimentos.....	II
Resumo	III
Abstract.....	IV
Índice de Quadros	VI
Índice de Figuras	VII
Glossário de Siglas.....	VIII
Capítulo I: Introdução	1
Capítulo II: A transição do setor elétrico	3
2.1. Conceitos sobre a Energia	3
2.2. A transição no setor elétrico	4
2.2.1. Tipologias de transição.....	4
2.2.2. O papel das incumbentes.....	5
2.2.3. A necessidade de políticas públicas.....	6
2.2.4. Tipologias de políticas públicas.....	7
2.2.5. As políticas para a transição na União Europeia	9
Capítulo III: A transição elétrica em Portugal.....	13
3.1. Contexto	13
3.1.1. Dependência e orientação para as eólicas	13
3.1.2. Quadro legislativo.....	14
3.2. Políticas públicas e incentivos realizados em Portugal.....	15
Capítulo IV: A transição elétrica na Dinamarca.....	21
4.1. Contexto	21
4.1.1. Dependência e orientação para as eólicas	21
4.1.2. Quadro legislativo.....	22
4.2. Políticas públicas e incentivos realizados na Dinamarca.....	23
Capítulo V: Análise comparativa de Portugal e Dinamarca	30
5.1. Indicadores	30
5.2. As políticas: apreciação crítica.....	43
Capítulo VI: Conclusão.....	51
Referências Bibliográficas	53

Índice de Quadros

Quadro 1 - Indicadores do setor eólico na Dinamarca.....	31
Quadro 2 - Indicadores do setor eólico em Portugal.....	32
Quadro 3 - Indicadores do setor eólico na União Europeia	34
Quadro 4 - Indicadores auxiliares para cálculo da tarifa média, em €/MWh, aplica no setor eólico na Dinamarca	45
Quadro 5 - Tarifa média aplicada, em €/MWh, em Portugal e na Dinamarca	46

Índice de Figuras

Figura 1 - Total de capacidade eólica instalada acumulada, na Dinamarca, entre 1986 e 2018	30
Figura 2 - Total de capacidade eólica instalada acumulada, em Portugal, entre 1998 e 2018	32
Figura 3 - Total de capacidade eólica instalada acumulada, em Portugal e na Dinamarca, entre 1986 e 2018.....	33
Figura 4 - Total de capacidade eólica instalada acumulada, na União Europeia, entre 1998 e 2018..	34
Figura 5 - Total de energia elétrica proveniente de energia eólica, na Dinamarca, entre 2002 e 2017	35
Figura 6 - Total de eletricidade gerada via eólica como proporção da procura nacional de eletricidade, na Dinamarca, entre 1999 e 2018.....	36
Figura 7 - Total de energia elétrica proveniente de energia eólica, em Portugal, entre 2000 e 2017 ..	37
Figura 8 - Total de eletricidade gerada via eólica como proporção da procura nacional de eletricidade, em Portugal, entre 2003 e 2018.....	38
Figura 9 - Total de energia elétrica proveniente de energia eólica, em Portugal e na Dinamarca, entre 2002 e 2018.....	39
Figura 10 - Número de postos de trabalho (diretos e indiretos) no setor de energia eólica, na Dinamarca, entre 2009 e 2017	40
Figura 11 - Número de postos de trabalho (diretos e indiretos) no setor de energia eólica, em Portugal, entre 2009 e 2017	41
Figura 12 - Quota de mercado dos fabricantes dos aerogeradores ligados à rede em Portugal	42
Figura 13 - Número de postos de trabalho (diretos e indiretos) no setor de energia eólica, na União Europeia, entre 2009 e 2017	43
Figura 14 - Remuneração total média em euros, por cada MWh de potência instalada, em Portugal e na Dinamarca, entre 1998 e 2018.....	45

Glossário de Siglas

APA – Agência Portuguesa do Ambiente

DGEG – Direção-Geral de Energia e Geologia

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

DEA – Danish Energy Agency

IEA – International Energy Agency

TIS – Technological Innovation System

kWh – Quilowatt-hora

REC – Renewable Energy Certificate

ACER – Agency for the Cooperation of Energy Regulators

UE – União Europeia

PNAER – Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis

FER – Fontes de energia renovável

MWh - Megawatt-hora

UPAC – Unidades de Produção para Autoconsumo

UPP – Unidades de Pequena Produção

Capítulo I: Introdução

As alterações climáticas têm sido uma constante preocupação da grande maioria dos Estados mundiais, uma vez que a atividade humana nas últimas décadas tem acarretado consequências ambientais nefastas e irreversíveis. O comportamento humano é, neste momento, um dos principais responsáveis do aumento do aquecimento global, essencialmente devido ao crescimento das emissões de gases com efeitos de estufa. Estes gases estão naturalmente presentes na atmosfera, mas a atividade humana está a fazer aumentar a concentração de alguns deles, com destaque para o dióxido de carbono (CO₂). Entre as principais causas para a emissão deste tipo de gases está a queima de combustíveis fósseis como o petróleo e o carvão.

Em 2009, na Conferência das Nações Unidas sobre as Mudanças Climáticas realizada em Copenhaga, a comunidade internacional apontou¹ a necessidade de reduzir as suas emissões de gases com efeito de estufa por forma a limitar o aquecimento global a um máximo de 2 graus Celsius relativamente aos valores pré-industriais. Para reduzir a emissão de gases com efeito de estufa é necessário transitar para um sistema de energia limpa e sustentável, reduzindo drasticamente a exploração de combustíveis fósseis e substituindo-os por fontes de energia renovável. Segundo dados do Eurostat, em 2004, apenas 8,5% do consumo final de energia nos 28 países que fazem hoje parte da União Europeia era proveniente de fontes de energia renovável. Em 2017, a proporção tinha aumentado para 17,5%, mais do que duplicando o valor. Esta evolução deveu-se essencialmente à adoção obrigatória de políticas públicas e metas nacionais e europeias para todos os Estados-Membros da UE. Um grande número de países decidiu apostar maioritariamente nas energias eólicas como forma de atingir os objetivos traçados. Esta escolha dá-se principalmente por este tipo de energia ser o que estava mais desenvolvido na altura, o que além de a tornar a opção menos dispendiosa entre as várias possíveis, também oferecia uma maior segurança por já existir experiência anterior.

O objetivo deste trabalho é estudar o papel das políticas públicas no setor da energia eólica. Para isso, procede-se à análise de dois países com diferentes abordagens: a Dinamarca, país pioneiro na investigação e desenvolvimento do setor das eólicas e com uma economia cada vez mais baseada em energias verdes; e Portugal, cuja aposta no setor é bastante mais recente, mas ainda assim com um crescimento exponencial nos últimos anos. A Dinamarca, em 1990, tinha na energia térmica a principal fonte de produção de eletricidade (97,5%), no entanto já existia uma produção de 2,4% por via eólica. Ao longo dos anos a eletricidade produzida com base em energia eólica tem vindo a aumentar (acompanhando a diminuição da eletricidade produzida via energia térmica). Em 2016, 41,9% da eletricidade era produzida por via eólica, o valor mais elevado na União Europeia e bastante acima da média dos 28 países (9,3%). Em Portugal o investimento no setor da energia eólica é recente. Em 1990, cerca de 67,4% da eletricidade era produzida por via energia térmica, enquanto a energia hídrica representava 32,1% da eletricidade produzida no país. A produção via energia eólica começa a surgir ainda na década de 1990, mas é apenas em 2005 que a proporção apresenta um valor minimamente

¹ Aprovado em 2015, no Acordo de Paris.

significativo (3,8%). Desde então, a produção de energia por via eólica tem apresentado um crescimento expressivo, atingindo os 20,7% em 2016.

Pretende-se comparar a evolução do setor em ambos os Estados tendo por base as políticas públicas aplicadas em cada país, bem como os seus resultados e impactos na economia nacional, de forma a perceber quais os incentivos mais eficazes no desenvolvimento do setor da energia eólica. A análise será realizada através da observação de variáveis como a capacidade instalada, produção, custos, mas também, e sempre que possível, de componentes que permitam avaliar o desenvolvimento económico regional associado à instalação de parques eólicos. Desta forma, pretende-se obter respostas a questões como: quais as políticas que produzem melhores resultados? Quais as melhores políticas em custo-benefício? Que impactos positivos e negativos causam na economia e no meio ambiente?

Para obter as conclusões pretendidas vão realizar-se três diferentes procedimentos. A revisão de literatura, para melhor enquadrar o setor energético, as energias renováveis e a energia eólica em particular, bem como os países em análise e a sua evolução nos referidos âmbitos. A análise documental, com destaque para legislação e pacotes de políticas nacionais e europeus, para perceber as políticas e incentivos adotados pelos dois países no setor em estudo. Por fim, a análise de estatísticas de entidades como o Eurostat, APA, DGEG, ERSE, Pordata, DEA, Wind Europe, IEA Wind, entre outros, para quantificar a evolução registada nos dois países e situá-los no contexto europeu.

Esta dissertação está dividida em cinco capítulos além da presente introdução. O segundo capítulo diz respeito a conceitos gerais e ao contexto do setor elétrico e das respetivas políticas públicas. O terceiro e quarto capítulos focam-se em Portugal e na Dinamarca respetivamente, na sua transição para as eólicas, políticas públicas adotadas e balanço nacional. O quinto capítulo faz a comparação e avaliação dos dois países em análise, incluindo as suas posições no contexto europeu. Por fim, o sexto capítulo apresenta as conclusões gerais, limitações e sugestões.

Capítulo II: A transição do setor elétrico

2.1. Conceitos sobre a Energia

Do grego “ergos” (que significa “trabalho”), a energia é, cientificamente, a propriedade quantificável que se transfere entre objetos quando estes estão em interação e que permite a realização de uma ação (trabalho), como o movimento, o aquecimento, ou a criação e modificação do objeto que a recebe. A energia obedece à lei da conservação, ou seja, a quantidade de energia não varia no tempo, não pode ser criada nem destruída, podendo apenas transformar-se.

A unidade de energia definida no sistema internacional é o joule (J). Para medir a quantidade de energia transferida entre dois objetos é normalmente utilizada a unidade de potência watt (W), particularmente o quilowatt-hora (kWh), que mede a quantidade de energia necessária para alimentar uma carga de potência de um watt pelo período de uma hora. Um watt é o equivalente a um joule por segundo.

O desenvolvimento provocado pela revolução industrial fez surgir a necessidade de exploração de fontes de energia para alimentar os novos equipamentos, máquinas e serviços. Na primeira revolução industrial, o carvão torna-se de utilização frequente e, anos mais tarde, na segunda revolução industrial, começa em força a exploração do petróleo, provocando um enorme aumento de potência e eficiência dos equipamentos e um elevado desenvolvimento económico nas indústrias. Estas fontes de energia disponíveis na natureza (energia primária) começaram a ser modificadas e transformadas em outros tipos de energia como eletricidade ou combustíveis (energia secundária), chegando depois à população na forma de energia final para que possa ser utilizada e consumida. No entanto, a exploração excessiva de combustíveis fósseis como o carvão, o petróleo e o gás natural levanta problemas graves, uma vez que se tratam de recursos não renováveis que levam milhões de anos a formarem-se e estão a esgotar-se rapidamente, além dos problemas de saúde e ambientais que advêm da libertação de gases poluentes e de gases com efeito de estufa, que provocam o aquecimento global.

De forma a mitigar as consequências negativas resultantes deste tipo de fontes de energia intensificou-se a procura por energia alternativa e energia limpa, ou seja, fontes de energia que pudessem ser uma alternativa aos combustíveis fósseis, que não fossem finitas e que não acarretassem consequências nefastas na sua produção ou consumo. É neste contexto que surgem as energias renováveis, energias provenientes de recursos que se renovam constantemente. As fontes de energia renovável são consideradas energias limpas por não poluírem (ou poluírem muito pouco) e por não libertarem gases poluentes e nocivos para o ambiente e para a saúde, e alternativas por não serem um recurso limitado. São exemplos de fontes de energia renovável o sol, o vento, os rios, mares e oceanos, as ondas, o calor da terra, entre outros.

A energia eólica é o resultado da transformação do vento em energia. Esta transformação é realizada através de aerogeradores cujas hélices se movimentam à velocidade do vento. Os aerogeradores são normalmente colocados em zonas ventosas e de maior altitude para obter o melhor aproveitamento possível. São instalados nessas zonas parques eólicos, ou seja, aglomerados de

aerogeradores, normalmente destinados à produção de eletricidade. Atualmente existem parques eólicos on-shore, ou seja, instalados em terra, e parques eólicos off-shore, instalados no mar.

Para a população em geral, a energia eólica apresenta os benefícios característicos de uma energia limpa: não se esgota, não polui e diminui a emissão de gases com efeito de estufa. A nível económico, por ser um dos tipos de energias renováveis mais desenvolvido atualmente, torna-se mais barata e vantajosa quando comparada com outras opções. O baixo nível de manutenção necessário é também um ponto forte deste tipo de energia. A nível local, a instalação de parques eólicos permite a criação de emprego e o investimento e desenvolvimento da zona em causa.

A principal desvantagem da energia eólica advém do facto de nem sempre o vento soprar quando é necessário. Além disso, o investimento inicial associado é elevado, podendo afastar possíveis investidores. No entanto, é na comunidade que surge a maior resistência: o impacto visual (modificação da paisagem) e sonoro (barulho das turbinas) são duas das principais desvantagens das eólicas. Adicionalmente, existe a forte possibilidade de o comportamento migratório das aves ser gravemente afetado nas zonas onde são instalados os parques.

2.2. A transição no setor elétrico

Após a revolução industrial, durante décadas a energia mundial teve por base combustíveis fósseis como o carvão, o petróleo e o gás natural. No entanto, as consequências nefastas derivadas da sua excessiva exploração fizeram surgir, mais recentemente, a necessidade de transição para um sistema energético mais limpo e alternativo. Esta urgência ganhou força especialmente no início dos anos 1970, com a crise petrolífera de 1973, que depois se estendeu ao longo de vários anos. As principais economias mundiais estavam praticamente dependentes de petróleo, e a sua escassez e elevados preços praticados colocavam em causa o funcionamento da economia, tornando-se fundamental procurar fontes de energia alternativas que fizessem reduzir a dependência petrolífera e minimizar possíveis efeitos de futura escassez deste combustível.

2.2.1. Tipologias de transição

Várias abordagens têm sido utilizadas para compreender e promover uma transição energética mais sustentável. Entre as principais está a perspetiva multinível (MLP, de 'multi-level perspective') de Frank Geels que defende que a transição ocorre através da interação entre três níveis: nichos (nível micro), regime (nível médio) e paisagem (nível macro). Nos nichos surgem as "inovações radicais", que são protegidas e desenvolvidas por atores, atuando como teste para futura entrada no mercado. O regime é composto por atores, tecnologia e regras formais e informais, representa as normas que devem ser seguidas, define as trajetórias tecnológicas e assegura a estabilidade, raramente sofrendo alterações. A paisagem é formada pelo contexto e características exteriores como os desenvolvimentos económicos, políticos, ambientais ou culturais, cujas mudanças são irregulares e em geral lentas. Quer as mudanças na paisagem quer as inovações geradas pelos nichos colocam no regime uma pressão de adaptação, alterações que vão abrir espaços para a criação e o desenvolvimento de novas

inovações que vão, futuramente, ter impacto na paisagem. É esta ligação e interação entre os três níveis que faz surgir a transição (Bilali, 2019).

Outra perspectiva para uma transição sustentável é a *strategic niche management* (SNM), um método recente desenhado para facilitar a introdução e difusão de novas tecnologias sustentáveis através de experiências sociais, ligando as duas áreas. Os vários intervenientes no processo deverão colaborar entre si, desenvolvendo um processo de aprendizagem interativo que facilitará a elaboração de uma nova tecnologia no nicho. Caso a nova tecnologia seja bem-sucedida o nicho irá evoluir para um nicho de mercado e contribuir, a longo-prazo, para uma mudança de regime (Caniëls e Romijn, 2008).

Por outro lado, a *transition management* (TM), essencialmente desenvolvida por Rotmas e Kemp, baseia-se na ideia de que a sociedade é uma junção de vários sistemas que mudam, evoluem e se adaptam. Os vários intervenientes – Estado, organizações sociais, empresas, instituições de conhecimento e instituições intermediárias – juntam-se e abordam diferentes temas e interesses, e é da sua interação que resultam mudanças sociais (Loorbach e Raak, 2006).

O *technological innovation system* (TIS) é definido por Carlsson e Stankewicz como uma rede de agentes que interagem numa determinada área tecnológica para gerar, difundir e utilizar tecnologia. Mais recentemente, através do desenvolvimento realizado por Bergek, foi introduzida uma nova abordagem que pretende analisar o desempenho do TIS. São as interações entre os elementos estruturais, influenciadas pelos fatores exógenos, que fazem emergir os processos. Os quatro elementos estruturais são os atores, a parte física do sistema (empresas); as redes, as conexões formais e informais entre os atores; as instituições, que consistem nas leis, normas e regras que estão estipuladas e regulam os atores; a tecnologia, que resulta da interação dos conhecimentos dos vários atores. O TIS tem entre as suas funções o desenvolvimento de conhecimento, a experimentação, a formação de mercado e a legitimação da tecnologia (Fartash e Davoudi, 2012). É a interação e interdependência entre os elementos estruturais, as funções e os fatores externos que determina o desenvolvimento de um TIS (Bergek et al., 2015).

2.2.2. O papel das incumbentes

As várias tipologias de transição sustentável apresentadas mostram essencialmente duas características importantes: o nicho, onde vão ocorrer as inovações, e os intervenientes, cuja interação faz surgir conhecimento, tecnologia e mudanças. No caso do setor da energia, as incumbentes são atores com um papel fundamental no processo.

Segundo a perspectiva de Geels, as mudanças no nicho e na paisagem colocam pressão no regime para se adaptar. No entanto, alguns dos atores que constituem o regime podem não ter elevados incentivos para modificar o seu comportamento. As incumbentes – empresas pioneiras no mercado que estão estabelecidas no setor e que, na maior parte das vezes, possuem o monopólio na produção e distribuição de energia – pretendem manter a sua posição de liderança segura e estável (Geels, 2011). Qualquer movimentação que possa colocar em causa o seu estatuto, sejam alterações

no sistema ou até a entrada de novos intervenientes, podem levar à sua resistência na mudança de comportamento. Por outro lado, o facto de terem uma posição muito privilegiada no mercado torna as incumbentes um ponto-chave para a mudança: o seu conhecimento do mercado, do setor e das tecnologias envolvidas é essencial para compreender qual a melhor forma de proceder (Geels, 2011). É por isso que a sua posição dominante é crucial para uma transição sustentável: como empresas dominantes no mercado, a sua decisão pesará numa transição bem-sucedida.

No caso da transição energética, a mudança de orientação das incumbentes poderá advir de vários fatores. As questões ambientais poderão por si só influenciar o regime a adaptar-se, optando por outras fontes de energia ou por investimentos, por exemplo, em energias renováveis. Quando a resistência à mudança é tal que isso não acontece, as próprias circunstâncias externas acabam por propiciar uma mudança de comportamento (Geels e Schot, 2007). O sistema obriga os intervenientes a moldarem o seu comportamento em resposta aos avanços tecnológicos que se vão dando ao longo dos tempos. A consciência mundial tem vindo a crescer substancialmente ao longo dos anos para as questões ambientais e energéticas resultando em graduais alterações de comportamento que vão influenciando os vários agentes a modificar também o seu comportamento. Aliado à pressão exterior, a regulamentação nacional e europeia e as iniciativas globais que se têm vindo a verificar acabam por dar o passo final ao tornar a adaptação obrigatória. O papel do Estado torna-se por isso fundamental, devendo atuar através de políticas que promovam a transição desejada da forma mais equilibrada possível para todos os envolvidos.

2.2.3. A necessidade de políticas públicas

A necessidade de políticas públicas torna-se cada mais evidente quando observamos os efeitos dos comportamentos adotados durante várias gerações no passado. Os avanços conseguidos durante os anos da revolução industrial abriram portas ao avanço tecnológico, a melhores condições de trabalho e a um maior crescimento económico, fatores que contribuíram para um aumento da população e da sua qualidade de vida. No entanto, acabaram por se instalar na sociedade estilos de vida associados a hábitos de produção em massa e consumo elevado pouco sustentáveis. Para satisfazer as necessidades das populações com os padrões existentes hoje em dia os recursos estão a ser demasiado pressionados, levando à sua escassez e até exaustão.

Segundo a Agência Europeia do Ambiente (EAA), o uso global de materiais de construção, minerais, biomassa e combustíveis fósseis aumentou quase dez vezes desde 1900, passando de um crescimento anual de 1,3% em 1900-1949 para 3,6% em 2000-2009, e o seu uso tende a aumentar à medida que os países se desenvolvem economicamente. O mesmo acontece com o consumo de energia – quanto mais desenvolvido é um país, mais elevado é o seu consumo de energia. Em 2014, a Comissão Europeia identificou vinte materiais em risco tendo em conta a ameaça de escassez e a sua relevância económica, e na sua maioria a produção está centrada num único país, levantando incertezas futuras ao nível da oferta e dos preços. A mesma questão surge quando se fala em *commodities*, que têm registado aumentos de preço consideráveis recentemente. Estas circunstâncias deverão ser um incentivo para reduzir a dependência que existe face a estes recursos, uma vez que

quanto maior a dependência energética de um país, mais exposto ele está perante acontecimentos externos como choques nos preços ou cortes no abastecimento de matéria-prima (EEA, 2015). Foi o choque petrolífero de 1973 o primeiro acontecimento mundial a lançar o alerta para as consequências de uma elevada dependência energética face a uma fonte de energia, neste caso, o petróleo.

Além da exaustão de recursos que se vem verificando com o passar dos anos, o peso que a sua extração e utilização coloca sobre o ambiente deve ser tida em conta. As alterações climáticas são uma consequência direta da ação humana sobre o meio ambiente e deverão intensificar-se nos próximos anos. O aquecimento global (aumento da temperatura média da atmosfera e dos oceanos) é uma das consequências que se tem verificado ao longo das últimas décadas. A sua principal causa é a emissão de gases com efeito de estufa e acontece especialmente durante a exploração de combustíveis fósseis, matérias-primas nas quais tem assentado a produção de energia nas últimas décadas. A poluição atmosférica causada pela queima de combustíveis fósseis como o petróleo, o carvão e o gás natural acarreta consequências graves para o ambiente e para a saúde pública. A urgência em diminuir a libertação de gases com efeitos nocivos para a atmosfera torna essencial a transição energética para um sistema no qual predominem as energias limpas e alternativas, como as energias renováveis.

A crescente vontade de evitar a dependência energética e as consequências ambientais fazem aumentar a necessidade de uma diversificação energética o mais ampla possível. Quanto maior for a diversificação de fontes de energia, maior será a segurança energética já que será menor a exposição a choques externos. Caso exista alguma perturbação com uma das fontes de energia utilizadas o impacto sentido será menor, uma vez que não só não está completamente dependente dessa fonte de energia, como também poderá reorientar as suas necessidades para uma outra fonte que já seja utilizada. Para um maior compromisso ambiental e cumprimento das metas internacionais, a diversificação energética deve ser direcionada para fontes de energia renováveis.

2.2.4. Tipologias de políticas públicas

Existem vários tipos de políticas públicas capazes de promover a reorientação da política energética para os recursos endógenos. Essas políticas podem atuar por via do preço ou por via da quantidade. Por ser a ótica que devolve resultados mais rapidamente, a atuação ao nível do preço é a mais utilizada pela generalidade dos países.

Para aumentar o nível de capacidade instalada, são por norma atribuídos benefícios de incentivo à realização de novo investimento. Estes apoios podem tomar a forma de subsídios, ou seja, pagamento de uma percentagem do investimento realizado, ou através de outras deduções fiscais, sendo as mais comuns a redução do Imposto sobre o Valor Acrescentado (IVA) e as deduções fiscais para investimentos em equipamentos e infraestruturas necessárias para o aproveitamento de energias renováveis. Este tipo de medida é popular por ser bastante eficaz a atrair investidores para o setor, uma vez que um dos principais entraves ao investimento em energias renováveis é o elevado custo inicial necessário (Mendonça, 2007). Para aumentar o nível de eficácia poderá ser necessário um maior

acompanhamento por forma a garantir que o investimento inicial realizado se traduz em resultados a longo prazo.

Como apoio à produção de energia proveniente de fontes renováveis o principal incentivo adotado são as tarifas *feed-in* (FIT). As FIT consistem num preço fixo a atribuir ao produtor por cada kWh produzido e entregue à rede (Couture e Gagnon, 2010), durante um determinado período de tempo que pode ir em média até aos 15/20 anos. Este método tem sido utilizado com bastantes resultados, uma vez que as tarifas atribuídas cobrem os custos e retiram o risco que surge da volatilidade do mercado, o que se torna um enorme atrativo para os investidores. Uma variação das FIT que tem sido utilizada mais recentemente é o sistema de tarifas 'premium', que consiste na atribuição de um prémio sobre o preço de mercado por forma a compensar os benefícios ambientais e/ou os custos elevados associados às energias renováveis. Assim, a remuneração total do produtor consiste no preço de mercado por kWh mais um prémio fixo por kWh estipulado pelo Estado. Relativamente ao sistema de tarifas tradicional, a variante de tarifas 'premium' obriga os produtores a entrarem no mercado e a internalizar o respetivo risco, tendo como segurança o prémio que lhes é atribuído e o preço de mercado como componente variável (Couture e Gagnon, 2010). Em ambas as políticas o custo das remunerações é assumido pelo consumidor através das suas faturas de eletricidade.

No caso de atuação por via da quantidade, o mecanismo de quotas é a opção mais utilizada. Por norma é estipulada uma proporção do total de energia produzida e/ou consumida que deve ser obrigatoriamente proveniente de fontes de energia renovável. Para que a meta seja atingida podem ser determinadas penalizações para o não cumprimento do proposto.

Uma das principais políticas a atuar no lado da quantidade é o sistema de Renewable Portfolio Standard, geralmente acompanhado pela criação de um mercado de certificados verdes. O sistema de RPS consiste na adoção de políticas que assegurem que uma determinada proporção de energia produzida provém de fontes de energia renovável. A produção de energia gera um certificado REC (Renewable Energy Certificate) através do qual o produtor pode atestar que determinada percentagem da sua energia é produzida a partir de energia renovável (Huang et al., 2007). O produtor pode transacionar esse certificado no mercado de certificados verdes e assim obter uma remuneração complementar à obtida no mercado de eletricidade. Desta forma obtém um prémio por produzir energia que seja proveniente de fontes de energia renovável, distinguindo-se do produtor de energia comum, que apenas obtém a remuneração proveniente do mercado de eletricidade (Mojtahed, 2012). Por outro lado, o investidor ou consumidor que compra o certificado tem a garantia da origem da energia que está a obter. O mercado pode ser instaurado de forma complementar a outras políticas, cabendo ao interveniente decidir se pretende entrar e negociar os seus certificados, ou pode ser um mecanismo obrigatório, quando são atribuídas quotas de produção obrigatória (no caso dos produtores) ou quotas de consumo obrigatório (no caso dos consumidores) de energia proveniente de fontes de energia renovável (Brick e Visser, 2011).

Outro tipo de política pública utilizada consiste nos leilões de atribuição de potência para produção de energia de fontes renováveis. O Estado estipula previamente a quota de capacidade instalada que pretende colocar a concurso, e quando este é aberto as empresas fazem as suas

propostas para serem as responsáveis pela instalação de determinada quantidade de potência. A(s) melhor(es) proposta(s) serão as vencedoras e irão obter o que estipularam na sua oferta como preço e potência a instalar (Mendonça, 2007).

Para além das políticas nacionais, os apoios europeus assumem particular importância para a evolução positiva que se tem registado no setor das renováveis. Existem vários fundos europeus com investimento destinado ao desenvolvimento do ramo das energias renováveis.

De acordo com a Comissão Europeia, o Fundo de Coesão destina-se a apoiar Estados-Membros cujo Rendimento Nacional Bruto (RNB) por habitante seja inferior a 90% da média da UE. O fundo apoia projetos relacionados com energia e transportes desde que acarretem determinados benefícios ambientais, entre os quais se inclui a utilização de energias renováveis. O Fundo Europeu de Desenvolvimento Regional (FEDER), cujo objetivo é combater os desequilíbrios entre as regiões da União, tem como um dos quatro pilares a passagem para uma economia assente num baixo nível de emissões de carbono. Dos recursos do FEDER, 12% (regiões menos desenvolvidas), 15% (regiões em transição) e 20% (regiões desenvolvidas) dos seus devem ser obrigatoriamente destinados para esta área prioritária.

O Banco Europeu de Investimento (BEI) financia através de empréstimos e outros instrumentos financeiros projetos de energia, entre os quais geração de energia renovável. O Fundo Europeu para Investimentos Estratégicos (EFSI) – uma parceria entre o BEI, o Fundo Europeu de Investimento e a Comissão Europeia – tem como objetivo atrair investimento privado para projetos estratégicos para a União, entre os quais as áreas de eficiência energética e de energias renováveis. O NER-300 é um programa para projetos inovadores na área da energia de baixo carbono. Uma das suas vertentes de financiamento são projetos de tecnologias inovadoras de aproveitamento de fontes de energia renovável. O programa Horizonte 2020 destina parte dos seus fundos a projetos energéticos no âmbito do Programa de Investigação e Inovação da UE – Horizonte 2020 que contribuam para a criação e melhoria de tecnologias de energia limpa.

2.2.5. As políticas para a transição na União Europeia

A cooperação entre países europeus na área da energia inicia-se em 1952, com a entrada em vigor do Tratado de Paris assinado um ano antes, no qual é criada a Comunidade Europeia do Carvão e do Aço, estabelecendo a livre circulação de carvão, ferro e aço entre os países fundadores (Bélgica, Países Baixos, Luxemburgo, Alemanha, França e Itália). Em 1958, com a criação da Comunidade Económica Europeia (CEE) pelo Tratado de Roma, é também criada a Euratom para cooperação na área da energia atómica. No entanto, nesta altura as políticas energéticas e ambientais não se mostravam como uma prioridade.

O primeiro pacote de energia europeu surge no final da década de 1990. Em 1996, é publicada a Diretiva 96/92/CE para o mercado de eletricidade e, em 1998, a Diretiva 98/30/CE para o mercado do gás, e ambas instituem regras comuns para os respetivos mercados internos. Entre os vários princípios estipulados destaca-se a abertura no acesso à rede: em caso de acesso negociado à rede,

os produtores, empresas fornecedoras e clientes deverão poder acordar entre si um acesso à rede que permita estabelecer contratos de fornecimento voluntários; em caso de sistema de produtor único, os Estados-Membros devem ser capazes de garantir que os clientes são capazes de celebrar contratos que satisfaçam as suas necessidades a tarifas não discriminatórias (as tarifas devem ser publicadas anualmente pelas empresas fornecedoras).

O segundo pacote de energia surge em 2003, com a publicação da Diretiva 2003/54/CE e da Diretiva 2003/55/CE, que revogam as antecedentes (Diretiva 96/92/CE e Diretiva 98/30/CE) e estabelecem novas regras comuns para o mercado comum de eletricidade e de gás natural, com base na experiência obtida durante os anos anteriores e da identificação de oportunidades de melhoria. Estas regras devem ser transpostas para a lei nacional de cada Estado-Membro até ao ano seguinte. O principal avanço consiste na estipulação de uma data (1 de julho de 2007) a partir da qual todos os consumidores deverão poder escolher livremente o seu fornecedor de energia elétrica. No que diz respeito aos operadores de rede de distribuição, passa a ser obrigatório que o operador de rede, quando parte de uma empresa verticalmente integrada, seja independente (pelo menos no plano jurídico) das outras atividades não relacionadas com a distribuição. Apesar de se aplicar a todo o setor energético, esta transição assume particular destaque em países com uma estrutura monopolista. A separação das atividades das empresas verticalmente integradas pretende desagregar os segmentos que beneficiam da concorrência (geração e comercialização) dos que apresentam uma abordagem mais eficiente fora do mercado (transporte). Este processo foi o principal responsável pela mudança estrutural na indústria de eletricidade (Teixeira e Salavisa, 2013). Os Estados-Membros devem ainda designar uma ou mais entidades reguladoras, totalmente independentes do setor, que garantam a não discriminação, a concorrência e o bom funcionamento do mercado.

Em 2006, foi publicado o Livro Verde “Estratégia Europeia para uma energia sustentável, competitiva e segura”. O texto levanta uma série de questões relativas à competitividade e ao mercado interno de energia, à diversificação do cabaz energético, à solidariedade, ao desenvolvimento sustentável, à inovação e tecnologia e à política externa. O objetivo era perceber se existe acordo quanto à necessidade de criação de uma política comum energética e em que princípios deveria assentar. No ano seguinte, em 2007, decidiu-se avançar para a criação de uma política de energia comum. A proposta de “Uma Política Energética para a Europa” explora os principais desafios enfrentados pela União na área de energia, identificados anteriormente no livro verde: a sustentabilidade, a segurança de aprovisionamento e a competitividade.

a) Sustentabilidade: admite-se que as políticas energéticas da UE existentes à data não são sustentáveis, sendo necessário um compromisso para diminuição de emissão de gases com efeito de estufa, principal responsável pelo aquecimento global. Para combater este problema, a União compromete-se até 2020 a baixar em 20% (face a 1990) os gases com efeito de estufa emitidos.

b) Segurança de aprovisionamento: metade do consumo energético europeu depende essencialmente de gás e petróleo, combustíveis fósseis com uma elevada procura e com oferta tendencialmente decrescente dada a incapacidade de regeneração em tempo útil das matérias-primas. A elevada dependência destes recursos, com perspetivas de aumento caso não haja uma mudança de

políticas, coloca a União extremamente exposta a acontecimentos externos que afetem o seu abastecimento.

c) Competitividade: a dependência da UE relativamente ao exterior aumenta a vulnerabilidade face a aumentos de preços ou a problemas de abastecimento, uma vez que a produção destas matérias-primas está bastante concentrada em determinados países. É necessária a criação de incentivos ao investimento de forma a criar um mercado com preços justos e competitivos, com especial foco nas energias renováveis.

Relativamente à transição para as energias renováveis, é estabelecida uma meta de 20% de energia proveniente de fontes de energia renovável em 2020. Apesar de se referir o elevado custo deste tipo de fonte de energia relativamente às já utilizadas, dá-se também nota de que esse custo apresenta uma tendência decrescente, apresentando outros benefícios a contabilizar como a sua reduzida ou nula emissão de gases com efeito de estufa, a diminuição da dependência energética através da diversificação de fontes de energia e a criação de novos empregos. Para atingir este objetivo, cada Estado-Membro deverá cumprir a meta que lhe for pré-estabelecida (os valores são diferentes para os vários países, variando consoante o seu ponto de partida), sendo que as políticas para chegar ao objetivo serão responsabilidade de cada país e deverão vigorar num plano nacional a ser entregue à Comissão.

Em 2009, surge o terceiro pacote de energia europeu para uma maior integração e liberalização do mercado interno de energia. O pacote foi concretizado através de uma série de legislação com incidência em várias questões: as Diretivas 2009/72/CE e 2009/73/CE (revogam as Diretivas 2003/54/EC e 2003/55/CE) estipulam a separação entre redes de transporte e operadores de redes de transporte até 2012 ou a designação de um operador de rede independente (para redes de transporte pertencentes a empresas verticalmente integradas); o Regulamento nº 713/2009 institui a Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER); enquanto o Regulamento nº 714/2009 estabelece as condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço de eletricidade, e o Regulamento nº 715/2009 estabelece condições de acesso às redes de transporte de gás natural.

A Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia surgiu na sequência do Grupo Europeu de Reguladores da Eletricidade e do Gás (criado em 2003, no segundo pacote de energia) e tem como principais objetivos a regulação, fiscalização, definição e apoio à implementação de orientações e recomendações no que ao mercado comum de energia diz respeito. A ACER trabalha com o Conselho Europeu de Reguladores de Energia (CEER), uma organização criada em 2000 e constituída por membros de todos os países europeus que cooperam entre si para desenvolver um mercado interno de energia único, competitivo e sustentável, e para manter a ligação entre as instituições europeias e as entidades reguladoras nacionais de cada Estado-Membro.

Em 2016, a Comissão lançou o pacote “Energias limpas para todos os europeus”, constituído por uma série de propostas e dois anexos cujos objetivos principais são dar prioridade à eficiência energética, assumir a liderança mundial nas energias renováveis, e estabelecer condições equitativas para os consumidores. O segundo anexo estipula um plano destinado a impulsionar a transição para

as energias limpas, referindo oito pontos-chave a ter em atenção bem como ações a tomar para os alcançar, entre os quais se encontra a criação de incentivos para o investimento na transição, a investigação, inovação e competitividade, a construção de infraestruturas fixas necessárias e a digitalização.

A digitalização, juntamente com a descarbonização e a descentralização, são os “três D” a ter em consideração na transição energética: a digitalização, uma vez que a economia estará cada vez mais dependente de sistemas e infraestruturas digitais, sendo já uma prioridade central na estratégia de 2015 para o futuro Mercado Digital Único Europeu; a descarbonização (redução de emissões de carbono) especialmente alcançável através de um aumento da utilização de fontes de energia renovável, para um melhor e mais limpo futuro ambiental; a descentralização, que passa por dar mais liberdade ao consumidor para participar no sistema, por exemplo através da sua própria produção de energia, aumentando a sua independência energética ao mesmo tempo que partilha os benefícios ambientais com a comunidade (Expresso, 2018).

Em 2018, o Parlamento Europeu aprovou as novas metas para 2030: a UE compromete-se a reduzir em 40% as emissões de gases com efeitos de estufa (face a 1990), a aumentar em 32,5% a eficiência energética e a ter 32% de energia no consumo total proveniente de fontes renováveis.

Na “Estratégia a longo prazo da UE para uma economia próspera, moderna, competitiva e com impacto neutro no clima”, divulgada em novembro de 2018, a Comissão Europeia assume a posição de atingir a neutralidade carbónica em 2050. A ação para uma economia com emissões líquidas nulas de gases com efeito de estufa deverá assentar em sete elementos estratégicos: edifícios com emissões nulas, utilização de energias renováveis, mobilidade limpa, indústria competitiva e economia circular, infraestruturas de redes inteligentes e respetivas interconexões, usufruto de benefícios da bioeconomia e eliminação das restantes emissões de CO₂ com captura e armazenamento de carbono.

Capítulo III: A transição elétrica em Portugal

3.1. Contexto

3.1.1. Dependência e orientação para as eólicas

O sistema energético nacional é historicamente caracterizado por um elevado domínio dos combustíveis e uma forte dependência externa, uma vez que não possui recursos energéticos fósseis. O carvão começou por ser a principal fonte fóssil de energia, mas com o pós-guerra e o aumento da importância do petróleo este último tornou-se a principal fonte de energia do país. Apesar disso, a exploração de carvão continuou até ao encerramento das três minas existentes no país (Cabo Mondego, em 1965, São Pedro da Cova, em 1970 e Castelo de Paiva, em 1994), altura em que a importação de carvão aumentou para suportar a central termoelétrica de Sines (aberta em 1985), responsável pela produção de energia com base em carvão em Portugal. Já no final da década de 1990 inicia-se a importação de gás natural, fazendo surgir centrais termoelétricas de ciclo combinado (gás e vapor) e desenvolver a co-geração (eletricidade e vapor ou calor) (Público, 2015).

Paralelamente, a produção hídrica tornou-se uma prioridade por volta dos anos 1940. As primeiras utilizações de energia hídrica para produção de eletricidade acontecem no final do século XIX. Os aproveitamentos eram instalados perto de rios e tinham como objetivo alimentar instalações industriais que se encontravam nas proximidades das próprias centrais. A Central de Lindoso, com 15 MW de potência instalada (1922), e a Central de Ponte de Jugais, com 20 MW de potência instalada (1923), foram as duas primeiras centrais de referência (REN, 2012).

Apesar dos contínuos investimentos ao longo das décadas seguintes, segundo dados da Pordata em 1990 apenas cerca de um terço (32,1%) da produção de eletricidade provinha de energia hídrica, enquanto a maior parte (67,4%) continuava a ter origem térmica. A eletricidade proveniente de energia hídrica tem vindo a sofrer oscilações significativas ao longo das últimas décadas, atingindo o seu ponto alto em 1996, com 42,7%, e o seu ponto baixo em 2005, com apenas 10,2%. Apesar das vantagens da energia hídrica, os seus elevados custos de instalação e principalmente a incerteza na sua obtenção (dependente, por exemplo, dos níveis de chuva) acabam por reduzir o interesse neste tipo de energia.

Em contrapartida, a aposta na energia eólica tem aumentado desde o início do seu aproveitamento, que se iniciou em 1986 com a construção do primeiro parque eólico em Porto Santo, na Madeira. Por esta altura, a tecnologia ligada a este tipo de energia já estava bastante desenvolvida, pelo que os custos associados e os trabalhos necessários à instalação são menores. O grande pico de investimento acontece a partir de 2005, ano em que a capacidade instalada acumulada no país duplica, passando de 522 MW para 1022 MW, segundo dados da IEA. A grande maioria dos parques eólicos são instalados nas zonas norte e centro do país (Peña et al., 2017), áreas com níveis de ventos mais elevados.

3.1.2. Quadro legislativo

Em maio de 1988, através do Decreto-Lei 189/88, Portugal assume o caráter finito das fontes de energia mais utilizadas e a necessidade de diversificar e aproveitar todas as fontes de energias possíveis. Nesse sentido, o decreto declara que a *“produção de energia elétrica pode ser exercida por pessoas singulares ou coletivas (...) estando unicamente sujeita ao cumprimento das normas técnicas e de segurança previstas neste diploma”*, descrevendo todas as regras bem como os princípios do principal método utilizado como incentivo à produção, as tarifas *feed-in*. Nos anos seguintes aconteceram algumas revisões e clarificações em variados decretos, mas sempre com incidência na política de remunerações atribuída através destas tarifas. A transferência dos custos associados a este sistema para os consumidores está expressa no artigo 22.º do Decreto-Lei 189/88.

A assinatura do Protocolo de Quioto, em 1997, foi o ponto de partida para uma maior aposta em energias alternativas. Foram propostas metas a atingir para grande parte dos países participantes, entre os quais Portugal, com o objetivo de redução de emissão de gases com efeito de estufa. Em 2001, na sequência não só do Protocolo de Quioto, mas também de diretivas europeias, é elaborado o PNAC (Plano Nacional para as Alterações Climáticas), no qual são divulgados os objetivos nacionais e medidas claras para limitação e redução de emissão de gases com efeito de estufa para o período abrangido pelo protocolo (2008-2012). Portugal compromete-se a não aumentar em mais de 27% (face a 1990) as suas emissões de gases com efeitos de estufa.

Em 2001, é publicada a Diretiva 2001/77/CE, na qual são definidas metas individuais para cada país para o nível de eletricidade produzida a partir de fontes de energia renovável no consumo total de eletricidade, fixando-se nos 39% para Portugal em 2010. Na sequência da diretiva europeia, Portugal publica ainda no mesmo ano o Programa E4 (Eficiência Energética e Energias Endógenas) que incorpora uma série de medidas e incentivos necessários para diminuir a dependência energética externa do país e o domínio dos combustíveis no *mix* energético nacional. Um dos objetivos explicitados no documento é o de *“duplicar a potência elétrica instalada por via renovável e satisfazer os objetivos de 39% de energia elétrica de origem renovável num horizonte de dez a quinze anos”*, através da *“promoção da valorização das energias endógenas, nomeadamente a hídrica, a eólica, a biomassa, a solar (térmica e fotovoltaica) e a energia das ondas, num compromisso fortemente dinâmico entre a viabilidade técnico-económica e as condicionantes ambientais”*.

Em 2009, a Diretiva 2009/28/CE incumbe cada Estado-Membro de elaborar um plano de ação nacional para as energias renováveis, inscrevendo as suas metas individuais bem como as formas encontradas para as alcançar. Para atingir o objetivo proposto de 31% de quota de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto de energia em 2020, Portugal publicou em 2010 o Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER). O programa refere que *“a base de desenvolvimento da produção nacional renovável assentará no aumento articulado da capacidade instalada hídrica e eólica”*. O objetivo de capacidade instalada no setor eólico é fixado em 6875 MW em 2020. Com a crise económica e financeira que se fez sentir no país, o PNAER foi alvo de retificação, em 2013, tendo sido revisto o peso de cada energia renovável por forma a criar um *mix* energético mais equilibrado e que incidisse maioritariamente nas *“FER com maior maturidade tecnológica e*

racionalidade económica para Portugal". Os ajustes foram realizados numa tentativa de diminuição de custos e otimização de recursos (consequência da crise económica e financeira que afetou o país), bem como de diminuição do défice tarifário existente, retirando medidas com elevados custos/impactos reduzidos/difícil implementação e substituindo por medidas de mais fácil implementação e custos mais reduzidos. A meta de potência eólica instalada em 2020 foi revista em baixa para 5300 MW em vez dos 6875 MW que constavam no plano anterior. Ambos os PNAER apresentavam medidas destinadas à micro-geração, iniciando a aposta na instalação de energia eólica com menor potência, ao nível do indivíduo, contrastando com a opção tomada até então de preferência por parques eólicos maiores e com elevada potência instalada.

No início de 2019, foi apresentada uma versão preliminar do Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC) 2021-2030 com metas nacionais para o período em causa. A meta para incorporação de renováveis no consumo final de energia em 2030 foi revista do compromisso de 40%, anteriormente fixado no Compromisso para o Crescimento Verde de 2015, para 47%, e no que diz respeito às energias renováveis na produção de eletricidade o valor sobe para 80%. Para isso, relativamente às eólicas, o programa assume o compromisso de desbloquear e regulamentar o sobreequipamento eólico (aumento da potência em centrais já existentes) e o 'repowering' (substituição de equipamentos por outros mais eficientes) para avançar com os pedidos pendentes de aprovação.

3.2. Políticas públicas e incentivos realizados em Portugal

A trajetória de políticas públicas adotadas em Portugal apresenta uma tendência para a eleição de medidas com incidência no fator preço em detrimento de medidas baseadas nas quantidades.

a) Tarifas feed-in

No Decreto-Lei 189/88 é adotado pela primeira vez o sistema de tarifas *feed-in* em Portugal como incentivo à utilização de energias renováveis em Portugal (Peña et al., 2017). A fórmula de remuneração pelo fornecimento de energia à rede foi revista em 1999 (Decreto-Lei 168/99), 2001 (Decreto-Lei 339-C/2001) e em 2005 (Decreto-Lei 33-A/2005), e neste momento é a seguinte:

$$VRD(\text{índice } m) = KMHO(\text{índice } m) \times [PF(VRD)(\text{índice } m) + PV(VRD)(\text{índice } m) + PA(VRD)(\text{índice } m) \times Z] \times [IPC(\text{índice } m-1)/IPC(\text{índice } ref)] \times [1/(1-LEV)]$$

A remuneração definida é atribuída, no que às centrais eólicas diz respeito, aos primeiros 33GWh (por cada MVh instalado) entregues à rede, sendo o limite temporal estabelecido nos 15 anos a contar desde o início do fornecimento de eletricidade à rede. Após esse período, a remuneração passará a ser definida pelos preços de mercado e pelas receitas obtidas pela venda de certificados verdes (caso não exista um sistema de certificados verdes na altura, o sistema de tarifas será estendido por mais cinco anos).

Face ao anexo publicado inicialmente, foram elaboradas alterações à remuneração aplicável a centrais renováveis (VRD) a três níveis: o coeficiente KMHO, que tem como objetivo adaptar os valores das componentes fixa (PF), variável (PV) e ambiental (PA) em função do horário de fornecimento da

eletricidade, passa a englobar uma componente que diz respeito aos benefícios ambientais (PA); o IPC(índice m-1), “índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês m-1” e o IPC(índice ref), “índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês anterior ao do início do fornecimento de eletricidade à rede pela central renovável”; o coeficiente Z, cujos valores são definidos consoante o tipo de energia e potência em causa, que tem em consideração o tipo de tecnologia utilizada. A variável LEV “representa as perdas, nas redes de transporte e distribuição, evitadas pela central renovável”. No mesmo decreto-lei são atribuídos 15 anos adicionais ao abrigo das tarifas *feed-in* para todos os projetos anteriores a 2005, independentemente do número de anos que já tenham operado sob este regime.

O Decreto-Lei 225/2007 vem evidenciar a informação anterior e introduzir algumas alterações. Entre as mudanças surge o artigo 3.º, através do qual as centras eólicas (licenciadas ou em licenciamento) podem aumentar em 20% a potência atribuída, sendo que em contrapartida é exigida a redução de 0,3% na tarifa aplicável por cada 1% de aumento na capacidade instalada face à capacidade de injeção para as centrais com exploração iniciada antes da entrada em vigor deste diploma, ou uma redução de 0,4% por cada 1% de aumento na capacidade instalada face à capacidade de injeção nos restantes casos.

Em 2013, através do Decreto-Lei 35/2013, foram introduzidas algumas alterações ao sistema de tarifas a propósito do elevado défice energético português. A Troika, em consequência da crise financeira que se vivia no país, deu indicações para a limitação de custos com as políticas das energias renováveis (Delicado et al., 2014; Peña et al., 2017). A Associação Portuguesa de Energias Renováveis (APREN) e a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) negociaram entre si um novo plano de remunerações que consiste num pagamento por parte dos produtores ao regulador em troca de uma extensão do período de tarifas *feed-in*. No caso dos parques eólicos instalados antes de 2005, os produtores que optassem por este sistema deverão pagar anualmente, durante oito anos, 5000 euros por cada MVh instalado para estender o tempo de abrangência de tarifas por mais cinco anos, ou 5800 euros por cada MVh instalado para prolongar o período por mais sete anos. A tarifa recebida durante o período adicional escolhido será dada por uma de duas opções: o valor de mercado, com um limite mínimo de 60€ por MWh, ou o valor de mercado com limite mínimo de 74€ por MWh e limite máximo de 98€ por MWh. A escolha depende da tolerância à volatilidade do preço: por um lado, é possível garantir uma remuneração mínima mais elevada de 74€/MWh (ideal para casos de queda de preço) mas limitando a remuneração oriunda da subida de preço a 98€/MWh (se a subida for superior a este valor, o produtor não ganha a diferença); por outro, é possível sacrificar a remuneração mínima (60€/MWh) em prol da possibilidade de ganhos mais elevados, caso se verifique uma subida de preço acima de 98€/MWh. Os parques instalados após 2005 continuarão a receber o montante de tarifa em vigor por 20 anos ou até serem gerados 44GWh por cada MVh de capacidade instalada, em vez dos 15 anos e 33GWh constantes na legislação de 2005 (mesmo os que optassem por não realizar pagamentos e não obter extensão do período de tarifas).

No ano seguinte, em 2014, através do Decreto-Lei 153/2014, o regime de tarifas *feed-in* deixou de se aplicar a Unidades de Pequena Produção (UPP) e a Unidades de Produção para Autoconsumo

(UPAC). As UPP são remuneradas *“pela tarifa atribuída com base num modelo de licitação, no qual os concorrentes oferecem descontos à tarifa de referência”*. Para as UPAC, o valor da remuneração passa a depender apenas da energia fornecida à rede e do *“valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal (mercado diário)”*, sendo atribuída durante dez anos uma compensação mensal fixa para as UPAC com potência instalada superior a 1,5 kW, valor este que depende da potência instalada, da ponderação da potência no Sistema Elétrico Nacional e do montante que permita recuperar parte dos custos que advêm de medidas CIEG – medidas de interesse económico geral (calculado através de uma fórmula determinada para o efeito).

b) Incentivos fiscais e monetários

Ainda que as tarifas *feed-in* sejam o principal incentivo à utilização de energias renováveis na produção de eletricidade, outros incentivos foram adotados para uma melhor aceitação e aproveitamento deste tipo de energia.

- i) **Benefício municipal:** Pelo Decreto-Lei 339-C/2001, as empresas que explorassem parques eólicos deveriam pagar *“uma renda de 2,5% sobre o pagamento mensal feito pela entidade recetora da eletricidade produzida, em cada instalação”* ao município onde a instalação fosse concretizada (ou, se em vários municípios, a renda seria dividida de forma proporcional pelos mesmos). No caso de existência de um acordo prévio entre a(s) empresa(s) detentora(s) da(s) licença(s) de exploração e autarquia(s), esse acordo manter-se-ia caso os valores acordados fossem iguais ou superiores aos que seriam no caso da aplicação da renda; caso contrário, o acordo ou contrato em causa seria substituído pelo pagamento da renda definida no decreto em causa. A atribuição deste benefício de 2,5% de renda aos municípios tinha como objetivo a diminuição da resistência local e o reforço da legitimidade deste tipo de energia.
- ii) **Deduções à coleta:** a revisão de limites de deduções à coleta para projetos que envolvam energias renováveis é uma medida bastante recorrente ao longo dos anos. Em 2001, no Programa E4, é revisto o limite de dedução à coleta *“na aquisição de equipamentos novos para a utilização de energias renováveis, incluindo os equipamentos complementares indispensáveis ao seu funcionamento”*. Em 2009, o Orçamento de Estado estabelece deduções à coleta de 30% (limite máximo de 796 euros) do valor gasto na aquisição de *“equipamentos novos para utilização de energias renováveis”*. O Orçamento de Estado de 2010 aumenta o limite máximo para 803 euros (mantendo os 30% do ano anterior) desde que a aquisição dos bens em questão seja afeta *“a utilização pessoal”*.
- iii) **IVA:** além dos benefícios introduzidos em matéria de IRS, o PNAER 2010 estabelece vantagens ao nível do IVA, aplicando a taxa intermédia de 12% a *“aparelhos, máquinas e outros equipamentos, exclusiva ou principalmente destinados à captação e aproveitamento de energia solar, eólica, geotérmica ou de outras formas alternativas de energia”*.

c) Leilões e concursos

Os leilões para atribuição de contratos de produção são uma política crucial para a evolução da capacidade instalada no país. O PNAER 2010 inclui entre as suas medidas o lançamento de “*procedimentos administrativos para atribuição de ponto de receção e capacidade de potência a parques eólicos*” através dos quais se pretendia alcançar, até 2015, capacidade instalada em energia eólica superior a 6000 MW, atingindo 6800 MW em 2020.

No Decreto-Lei 312/2001 são estabelecidas duas formas de acesso a pontos de receção de energia elétrica nas redes do Sistema Elétrico de Serviço Público (SEP). É dada a possibilidade ao promotor de requisitar uma licença à DGEG, a título individual, para atribuição de ponto de receção de energia elétrica nas redes. Ultrapassados os prazos legais, a licença deverá ser atribuída, a menos que existam demasiados pedidos para a oferta existente, caso em que serão aplicados os critérios de seleção mencionados no decreto, os quais incidem sobre os benefícios ambientais, eficiência energética, custos, e segurança, entre outros. Em paralelo, é instituída também a opção de atribuição por concurso público, determinado por despacho e segundo critérios específicos (Peña et al., 2014).

A partir de 2002, passaram a ser permitidos pedidos de informação prévia (PIP) trimestrais através dos quais as entidades sinalizavam a intenção de avançar com novos projetos. No caso da energia eólica a capacidade requerida excedeu em cerca do dobro a capacidade que estava prevista disponibilizar até ao final da década (Despacho n.º 9274/2002): foram recebidos pedidos que totalizavam cerca de 7000 MW de potência, quando o objetivo para 2010 era de 3750 MW.

Em julho de 2005, foi lançado um *concurso para atribuição de capacidade de injeção de potência na rede elétrica de serviço público (RESP) e ponto de receção associado para energia elétrica produzida em central eólica*. O concurso dividia-se em três fases: fase A, atribuição entre 800 MW e 1000 MW de potência, podendo estender-se mais 20% de potência para sobreequipamento dos parques eólicos; fase B, atribuição de potência entre os 400 MW e os 500 MW; a fase C seria concretizada apenas em 2008 e consistia na atribuição de 200 MW a pequenos produtores, distribuídos em 13 lotes. Os quatro critérios de seleção para as fases A e B passavam pela criação de um Cluster Industrial de apoio ao setor (peso de 45%), pela gestão técnica do sistema (peso 25%), pelo impacto económico (peso de 20%) e pelo apoio à inovação (10%). Percebe-se assim que a grande prioridade seria a criação de um cluster para captar investimento, criar emprego, e diminuir importações/aumentar exportações através da instalação de fábricas no país. O critério de impacto económico era exclusivamente medido pelo desconto na remuneração da energia entregue à rede dos parques eólicos. Para a fase C, o objetivo principal passava por garantir a equidade e o desenvolvimento regional, podendo inclusive incluir outras fontes de energia renovável para além da eólica, pelo que além do impacto económico era tida em conta a mais-valia social e regional do projeto (Martins, 2010).

A ENEOP – Eólicas de Portugal² foi a vencedora da fase A do concurso em 2005, tendo-lhe sido atribuído um total de 1200 MW, uma vez que foi considerado um projeto de mérito excepcional: 1000 MW de potência total a instalar e mais 200 MW (20%) para sobreequipamento dos parques eólicos. No mesmo ano, a VENTINVESTE³ foi a vencedora da fase B do concurso, tendo-lhe sido atribuídos 400 MW de potência a instalar. O total de 200 MW de potência da fase C foram distribuídos por vários promotores em 2008 (Martins, 2010).

d) Cluster

No concurso público de atribuição de licenças eólicas de 2005, uma das obrigações do(s) vencedor(es) passava pela criação de um ‘cluster’ industrial em zona carenciada do país (Bento e Fontes, 2015b), propósito incluído no PNAER 2010. Com um investimento de 1700 milhões de euros, os principais objetivos passavam pelo desenvolvimento sustentável da região em questão, instalação de fábricas de turbinas eólicas, criação de novos postos de trabalho e constituição de um fundo para a inovação na área das energias renováveis (MEI, 2007).

A entidade vencedora da fase A, a ENEOP, optou por instalar o ‘cluster’ na zona de Viana do Castelo. No que diz respeito aos 1700 milhões de euros de investimento, 161,5 milhões de euros deveriam ser empregados na parte industrial, enquanto o restante montante estaria destinado à instalação de parques eólicos. No entanto, estes valores foram largamente ultrapassados: foram investidos mais de 250 milhões de euros na parte industrial e mais de 1700 milhões de euros em 48 parques eólicos com potência de 1200 MW. Foram construídas fábricas de pás, torres e geradores, e mais de 1800 empregos diretos e de 5500 indiretos foram criados. Mais de 8 milhões de euros são distribuídos ao ano para zonas rurais, entre transferências para os municípios (5 milhões de euros por ano) e as rendas dos parques eólicos (3,4 milhões de euros por ano) (Audição na Comissão Parlamentar de Aníbal Fernandes, 2018).

A Ventinvest, vencedora da fase B, apostou num ‘cluster’ industrial na zona centro/norte, com fábricas destinadas à produção de componentes, torres e aerogeradores, estes últimos destinados praticamente na sua totalidade à exportação. O investimento previsto na parte industrial rondava os 66 milhões de euros e previa a criação de mais de 1300 novos postos de trabalho, enquanto que para a instalação de parques eólicos, com potência total de 400 MW, estavam destinados 460 milhões de euros (Martifer Group, 2009).

Ambos os vencedores contribuíram para o Fundo de Apoio à Inovação (FAI), uma obrigação decorrente do caderno de encargos do concurso, que pretendia promover e financiar projetos de investigação e desenvolvimento tecnológico, com particular foco nas energias renováveis e na

² A ENEOP é constituída pela Enernova (grupo EDP Renováveis), Generg (Lusenerg e Grupo Electrabel), Finerge (grupo Endesa) e TP (parceira Sonae e Endesa).

³ A Ventinveste é constituída pela GALP, Martifer, Enersis, Efacec e Repower.

eficiência energética. A dotação inicial resultante da soma das contribuições dos dois concorrentes foi de 76,8 milhões de euros (Despacho n.º 32276-A/2008).

Os 'clusters' acarretam ainda vantagens ao nível da balança comercial, por aumentarem as exportações da sua produção e diminuírem as importações de componentes eólicos e matérias-primas, e também na redução da necessidade de aquisição de licenças de emissão de CO₂. Além das vantagens asseguradas pelo próprio 'cluster', estima-se que tenha existido um efeito de arrastamento para todo o país, com o aumento generalizado das exportações, do investimento industrial, da inovação e desenvolvimento tecnológico e da criação de emprego (MEI, 2007).

e) Investigação & Desenvolvimento

Portugal não apresenta um programa especificamente dedicado à investigação e desenvolvimento na área da energia eólica. Ainda assim, existem grupos que fazem algum tipo de investigação no país, nomeadamente o LNEG (Laboratório Nacional de Engenharia e Geologia, ex-Instituto Nacional de Engenharia, Tecnologia e Informação), a FEUP (Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto) (Bento e Fontes, 2015b) e o INEGI (Instituto de Ciência e Inovação em Engenharia Mecânica e Engenharia Industrial).

A partir de 2009, com o esgotamento de áreas em terra adequadas à instalação de parques eólicos, as instituições portuguesas começaram a apostar em investigação relacionada com a energia eólica 'offshore', que consiste na instalação de energia eólica flutuante em águas com profundidade superior a 40 metros. Nesse mesmo ano, a EDP anunciou um acordo de desenvolvimento e instalação de uma estrutura eólica 'offshore', o Windfloat Atlantic, com a empresa norte-americana Principle Power (EDP, 2009). A fase de testes decorreu na zona costeira da Póvoa de Varzim, entre 2011 e 2016, e apresentou resultados positivos. O projeto teve depois seguimento na zona de Viana de Castelo, estimando-se que a principal central eólica 'offshore' em Portugal esteja operacional até ao fim de 2019 (EDP, 2019).

Capítulo IV: A transição elétrica na Dinamarca

4.1. Contexto

4.1.1. Dependência e orientação para as eólicas

Até 1973, a Dinamarca dependia essencialmente das suas importações de petróleo no que toca à energia, com destaque para o aquecimento e os transportes (McBryan, 2009). Com a crise petrolífera desse ano verificou-se uma escassez desta matéria-prima, bem como um aumento exponencial do seu preço, expondo a fragilidade do setor energético dinamarquês (Mey e Diesendorf, 2018). Um possível não acesso a petróleo resultaria em consequências dramáticas para o país, dada a sua elevada dependência face a este (mais de 90% em 1973). Fazendo temer novos constrangimentos caso outras situações semelhantes ocorressem no futuro, o setor energético e a sua segurança tornaram-se uma prioridade (DEA, 2012).

De forma a reduzir a dependência do petróleo importado, o país começou por direcionar o seu *mix* energético para o carvão e a energia nuclear (Mey e Diesendorf, 2018; Ratinen e Lund, 2015). No entanto, é por volta desta altura que surgem organizações não-governamentais (como a Organization Against Nuclear Power) que assumem um papel fundamental no esclarecimento da opinião pública enfatizando os efeitos negativos da utilização da energia nuclear (Mey e Diesendorf, 2018). Durante vários anos a discussão da política energética do país esteve na ordem do dia, com ideias diferentes a serem defendidas pelo Estado dinamarquês e pela grande maioria da opinião pública.

Além da campanha antinuclear, ao mesmo tempo procurava-se um modelo que incluísse novas alternativas energéticas. Surgiu em publicações, através de organizações e personalidades da área, a possibilidade de utilização de energias renováveis, destacando-se a energia solar para o aquecimento e a energia eólica para a eletricidade (Mey e Diesendorf, 2018). Este facto foi um importante impulsor na viragem da opinião pública para o setor das eólicas e fez surgir vontade de investimento por parte do povo dinamarquês. Dado o elevado custo associado às turbinas eólicas, muitos indivíduos juntaram-se em cooperativas, adquirindo e usufruindo deste tipo de energia em conjunto, dividindo os seus custos e benefícios (Mey e Diesendorf, 2018). Muitos indivíduos pretendiam apenas satisfazer o seu consumo particular, vendendo o excesso de energia gerada à rede.

Os dinamarqueses, a nível individual e local, foram os principais impulsionadores no início do enorme desenvolvimento do setor eólico no país, ainda no início da década de 1980 (Curtin et al., 2018; Ratinen e Lund, 2015; Möller, 2010; Meyer, 2007). Por fim, em 1985, foi aprovada por maioria do parlamento a exclusão da energia nuclear do plano de energia do país (Meyer, 2007; McBryan, 2009). Após a rejeição parlamentar da aposta na energia nuclear surgiram os primeiros incentivos financeiros para instalação e produção de energia eólica no país. Nesse mesmo ano, o Estado dinamarquês e as empresas do setor energético chegaram a um primeiro acordo para instalação de 100 MW de potência eólica nos cinco anos seguintes e, apesar de ter sofrido alguns atrasos burocráticos, o objetivo foi atingido em 1992. Foram ainda concretizados dois novos acordos, um de 100 MW, até 1993, e outro de 200 MW até 2000 (IRENA, 2012).

4.1.2. Quadro legislativo

As orientações da Dinamarca no âmbito da energia eólica começaram por ser definidas em quatro planos nacionais de energia do país publicados ao longo dos anos.

Em 1976, foi publicado o primeiro plano, Dansk Energipolitik 1976, cujo principal objetivo era tornar o país mais apto a lidar com possíveis constrangimentos futuros que pudessem afetar o setor energético. O plano continha, essencialmente, incentivos fiscais à produção e exploração doméstica de petróleo e gás e à expansão descentralizada de geração de energia, impostos sobre o petróleo, e a implementação de projetos por parte de autoridades locais que alargassem o leque de fontes de combustíveis possíveis (McBryan, 2009; IRENA, 2012).

Em 1981, é publicado um novo plano, o Energiplan 81, que reconhece formalmente as energias renováveis como potencial fonte de energia, concedendo pela primeira vez incentivos para a exploração da energia eólica através de subsídios (McBryan, 2009). A nível fiscal foram introduzidos impostos sobre o petróleo e o carvão para forçar a indústria a desviar-se para o setor das energias renováveis e, em oposição, foram atribuídos benefícios fiscais para a geração de eletricidade via eólica a nível local (Curtin et al., 2018; IRENA, 2012). A Dinamarca é pioneira na chamada fiscalidade verde, com impostos que incidem sobre os comportamentos dos cidadãos que tenham repercussões ambientais negativas.

Com a divulgação do plano Energi 2000, em 1990, são criados novos estímulos fiscais com a finalidade de alcançar as metas definidas para 2005, entre as quais a redução de 40% no consumo de petróleo, o aumento de 100% no consumo de energias renováveis e a obtenção de 10% de energia através de turbinas eólicas (McByan, 2009). Cada município deveria criar um plano que definisse áreas propícias à instalação de parques eólicos para que se pudesse estudar o potencial eólico nessas zonas. Para que a população se envolvesse no processo e a aceitação local fosse mais elevada, eram realizadas audiências públicas antes da decisão final de instalação (IRENA, 2012).

Em 1996, o plano Energi 21 volta a focar a necessidade de um sistema de energia sustentável, ao pretender atingir 12-14% de energia proveniente de renováveis em 2005 (35% em 2030), mas vai mais longe ao assumir o compromisso de chegar aos 40-50% de consumo de eletricidade gerada através de energia eólica em 2030 (IRENA, 2012). Para a energia eólica, é estabelecido o objetivo de atingir 1500 MW de capacidade instalada em 2005 (IEA, 2001). Dada a dificuldade de encontrar locais ainda disponíveis para a instalação de parques *onshore* e a necessidade de preservação dos interesses naturais e paisagísticos, foram iniciados processos para renovação e substituição de turbinas eólicas, e ainda o desenvolvimento de parque eólicos *offshore*, já que as condições do vento em mar são melhores que em terra e o desenvolvimento tecnológico tornará este tipo de investimento mais competitivo (Energi 21, 1996; IRENA, 2012).

Apenas mais tarde, com a assinatura do Protocolo de Quioto, em 1997, a União Europeia começa a mostrar vontade de atuar na área das energias renováveis, publicando ao longo dos anos seguintes algumas diretivas a adotar pelos vários Estados-Membros, bem como metas a atingir pelos mesmos. Em 2001, na Diretiva 2001/77/CE, é estipulado que a eletricidade produzida a partir de fontes

de energia renováveis no consumo bruto de eletricidade deve assumir um peso de 29%, em 2010. Em 2009, através da Diretiva 2009/28/CE, é traçado para a Dinamarca um objetivo de 30% de quota de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto de energia em 2020. Para atingir este objetivo, entre as medidas do PNAER 2010 publicado de acordo com a Diretiva 2009/28/CE surgem concursos para energia *offshore*, programas de expansão da *onshore* e a criação de um novo centro nacional de testes até 2020 para turbinas eólicas até 250 metros de altura (Ministério da Energia, 2010).

Em 2011, foi publicado o plano nacional de energia para 2050, com o ambicioso objetivo de acabar com a dependência do país relativamente a carvão, petróleo e gás natural. Com a possível saturação do setor eólico, é assumida a necessidade de maior investimento em outros tipos de energia renovável, destacando-se a biomassa. No entanto, dada a importância da energia eólica na estratégia energética do país, mantém-se o investimento no setor (Ministério da Energia, Serviços Públicos e Clima, 2011).

Em 2012, foi alcançado um acordo para o período 2012-2020, essencial no objetivo de utilização de 100% de energias renováveis até 2050 nos setores de eletricidade e transportes. Uma das metas do acordo consiste em chegar aos 50% de consumo de eletricidade produzida via energia eólica, até 2020. Para isso, foi decidida a instalação de 3300 MW de potência eólica até esse ano: 1800 MW serão alcançados pelo *repowering* de centrais existentes em terra, 500 MW serão através de novos parques *offshore* e 1000 MW serão investidos em parques *offshore* existentes (400 MW na central Horns Rev e 600 MW no parque eólico Kriegers Flak) (DEA, 2012).

4.2. Políticas públicas e incentivos realizados na Dinamarca

A estratégia de desenvolvimento do setor da energia eólica dinamarquesa foi realizada em várias vertentes, não só ao nível da produção e consumo, mas também a nível tecnológico, nas quais se envolvem todos os atores do setor, desde empresas de energia, indústrias, municípios, instituições de investigação e consumidores.

a) Tarifas *feed-in*, sistema de quotas e tarifas *premium*

Em 1993, a Dinamarca introduziu o sistema de tarifas *feed-in* como incentivo à energia eólica (McBryan, 2009). O preço pago pela eletricidade gerada por este tipo de energia era de 85% dos custos de produção e distribuição que as empresas tinham que suportar. Em complemento a este valor, as empresas recebiam reembolsos da taxa sobre o CO₂ que lhes era aplicada pela utilização de combustíveis (0,10DKK/kWh), e um subsídio de 0,17DKK/kWh (Meyer, 2007).

Em 1999, deu-se uma alteração na política de incentivos, passando de um sistema de tarifas *feed-in* para o sistema de Renewable Portfolio Standard (RPS), acompanhado de um mercado de certificados verdes (IRENA, 2012). Esta mudança de modelo aconteceu na sequência do caso PreussenElektra de 1998 (C-379/98): a Alemanha tinha um sistema de tarifas *feed-in* financiado pelas empresas privadas de distribuição, que estavam obrigadas a comprar eletricidade com um preço mínimo (fixado acima do preço de mercado) aos produtores de energia renovável. O encargo financeiro

resultante desta medida era redistribuído pelas referidas empresas de fornecimento de eletricidade e os exploradores das redes de eletricidade. A empresa PreussenElektra AG argumentou que esta medida ia contra a lei de proibição de auxílios estatais uma vez que, entre outros fatores, a maioria dos fornecedores de energia apoiados eram maioritariamente detidos pelo Estado (Rusche, 2015).

Este argumento fez surgir o receio de incumprimento por parte da Dinamarca, que optou por alterar o seu modelo de incentivos para um sistema de certificados verdes (OECD, 1999). Os consumidores ficaram obrigados a adquirir estes certificados por forma a alcançar quotas de consumo obrigatório de eletricidade proveniente de fontes de energia renovável (quota de 20% em 2003), sendo que o preço foi estabelecido entre os 0,10 DKK e os 0,27 DKK por kWh. É possível atingir o objetivo através das companhias de distribuição que adquirem este tipo de energia para os seus consumidores ou os próprios consumidores puderam optar por administrar a sua própria obrigação de compra (Rusche, 2015). Para centrais instaladas até esse ano, foi introduzido um sistema de transição, a um preço de 0,33 DKK/kWh por dez anos, ou até que o mercado de energias renováveis estivesse corretamente estabelecido, juntamente com a continuação do reembolso da taxa de CO₂. Novas turbinas instaladas até ao final de 2002 receberam 0,33 DKK por kWh por dez anos mais o valor dos certificados.

Apesar de inicialmente ter sido estabelecido que o mercado de certificados deveria ficar completamente estabelecido até 2003, a oposição verificada face a este sistema levou a que, em 2002, tenha sido determinado o fim do sistema de quotas e a introdução de um novo modelo de incentivos, um sistema de tarifas *premium* (Mey e Diesendorf, 2018; Curtin, 2018). Neste caso, a eletricidade proveniente de fontes de energia renovável é vendida no mercado de eletricidade, não existindo distinção entre a energia proveniente de diferentes fontes. Ao entrar no mercado, os produtores obtêm como remuneração o preço de mercado. A esse valor base será adicionado um prémio ambiental pago pelo Estado dinamarquês (Couture e Gagnon, 2010).

Os níveis de remuneração são diferentes para centrais *onshore*, *offshore* e pequenas turbinas para utilização própria. Para além do valor do prémio atribuído, a remuneração final tem em conta a idade das turbinas, a potência instalada e as horas de produção (quando menor a potência das turbinas maior o número de horas sujeitas a remuneração) e o valor total resultante da soma entre o preço de mercado e o prémio. Podem acrescer ainda subsídios ou complementos para custos de compensação⁴.

O modelo mais recente atribui um prémio de 0,25 DKK por kWh para centrais eólicas instaladas até 20 de fevereiro de 2018, mas sem possibilidade de exceder os 0,58 DKK por kWh na soma do preço de mercado mais o prémio atribuído, para uma soma de produção de eletricidade de 6.600 horas e uma produção de eletricidade de 5,6 MWh por metro quadrado de área do rotor. Em todos estes casos é ainda concedido um subsídio de 0,9 DKK por kWh por 20 anos. O acordo entre as forças políticas alcançado em 2017 estabelece a necessidade de um novo esquema de remuneração para substituir o

⁴ Em inglês “balancing costs”, são custos que pretendem compensar os custos adicionais que derivam da imprevisibilidade da energia eólica.

anterior, reservando 1.015 milhões de DKK para alocação a energia eólica e solar (Decreto sobre a Lei de Promoção de Energias Renováveis, 2009).

Para unidades de produção com turbinas até 25 kW para utilização própria, é atribuído um prémio de tal forma que a sua soma com o preço de mercado seja de 0,60 DKK por kWh para centrais instaladas até 19 de novembro de 2012. Para centrais instaladas entre 20 de novembro de 2012 e 31 de dezembro de 2015 o prémio será de 0,25 DKK por kWh para turbinas com potência instalada até 10 kW e 0,15 DKK por kWh para turbinas com potência instalada superior a 10 kW, durante 20 anos. Entre 2016 e 2020, existe a possibilidade de atribuição de um subsídio num limite de 1 MW por ano, pelo período de 12 anos, de forma a que a soma entre o prémio atribuído e o preço de mercado seja de 2,12 DKK por kWh para centrais com potência instalada até 10 kW ou 1,32 DKK por kWh para centrais com potência instalada entre 10 kW e 25 kW. Em 2020, pode ser concedido um prémio para turbinas com potência instalada até 25 kW, durante 12 anos, de forma a que a soma do preço de mercado e do prémio atribuído seja 0,60 por kWh (Decreto sobre a Lei de Promoção de Energias Renováveis, 2009).

As centrais eólicas offshore apresentam um sistema separado das centrais instaladas em terra. As centrais instaladas entre 2000 e 2002 são remuneradas com um prémio de 0,43 DKK/kWh sob o preço de mercado, por um período de dez anos, momento a partir do qual passará a 0,10 DKK/kWh até aos vinte anos (a soma do prémio concedido com o preço de mercado não poderá ultrapassar 0,36 DKK/kWh). Para centrais instaladas a partir de 1 de janeiro de 2005 será atribuído apenas o prémio de 0,10 DKK/kWh pelo período de vinte anos. Em ambos os casos, é ainda possível obter um reembolso de 0,023 DKK/kWh para custos de compensação (Decreto sobre a Lei de Promoção de Energias Renováveis, 2009).

Está estabelecido por decreto que, desde 2000, o sistema de tarifas *feed-in* é suportado pelos consumidores na fatura de eletricidade através do pagamento de uma taxa de Obrigação de Serviço Público (PSO).

b) Incentivos fiscais e monetários

A Dinamarca apresenta um vasto número de políticas públicas de incentivo à exploração e utilização de energia eólica no país.

- i) **Fiscalidade Verde:** Em vigor entre 1996 e 2000, o Plano de Fiscalidade Verde de 1995 apresentava uma série de impostos que incidiam sobre aspetos prejudiciais ao meio ambiente, destacando-se impostos sobre a energia, dióxido de carbono (CO₂) e dióxido de enxofre (SO₂) (McBryan, 2009). O impacto destes impostos foi nulo: grande parte do efeito foi compensado pelo alívio de outros impostos relacionados com a contratação de mão-de-obra e com o pagamento à segurança social realizado pelo empregador, enquanto o restante foi destinado a subsídios ao investimento em medidas de eficiência energética, que poderiam ir até 30% do investimento inicial de um projeto, tendo sido reservadas 1,8 mil milhões de coroas dinamarquesas para o efeito durante os quatro anos do programa (IEA, 2013). Com o fim do

programa, a estrutura fiscal foi mantida e os valores dos impostos revistos. Em 2009, foi aprovada uma nova reforma do sistema fiscal para os anos 2010-2019 com os mesmos princípios da anterior: é estabelecida uma redução nos impostos sobre o trabalho e rendimentos de capital, compensada pelo aumento de impostos na energia e ambiente, a qual deverá ter como consequência um redirecionamento para energias renováveis, entre outras (Ministério das Finanças, 2009).

- ii) **Sistema de compensação de energia elétrica:** São permitidas exceções ao pagamento, parcial ou total, da Obrigação de Serviço Público (PSO), uma taxa de apoio à energia renovável (Decreto sobre a Medição de Rede para Produtores de Eletricidade para Necessidades Próprias, 2017). Este pagamento depende do nível de consumo de cada indivíduo. Os produtores que utilizem parte, ou a totalidade, da eletricidade por si produzida com base em energia eólica para necessidades pessoais, terão um desconto ou isenção no pagamento da taxa PSO: as centrais eólicas com potência instalada até 25 kW estão isentas de toda a tarifa PSO se as turbinas estiverem ligadas a um sistema de fornecimento privado, enquanto as de potência superior a 25 kW estão isentas da parte da sobretaxa de apoio à energia renovável caso as turbinas estejam ligadas a um sistema de fornecimento privado ou a instalação seja feita no local de consumo.

c) Leilões e concursos

Neste momento, o Estado dinamarquês apresenta dois tipos de leilões no que toca à promoção da energia eólica *onshore* no país.

Para o período 2018-2019, o Estado dinamarquês tem prevista a realização de dois leilões (para energia eólica e energia solar fotovoltaica), com um total de 1.015 mil milhões de coroas dinamarquesas reservadas para o efeito. Segundo as condições do concurso de 2018 (Danish Energy Agency, 2017), os subsídios serão suplementares ao preço de mercado e serão atribuídos pelo período de 20 anos. O limite de licitação está fixado nos 0,13 DKK por kWh, e a licitação funcionará num sistema de “pay as bid”, ou seja, o nível de tarifa atribuída dependerá do nível de ofertas realizadas. É ainda criado um regime de transição para os casos de centrais eólicas *off-shore*, e um esquema destinado a turbinas experimentais, para o qual são atribuídos 150 milhões de coroas dinamarquesas. Este nível de remuneração vem substituir o que estava em vigor até 21 de fevereiro de 2018.

Os leilões abriram em setembro de 2018. Foram apresentadas 17 propostas, com um total de 260 MW para eólicas *onshore* e 280 MW para instalações fotovoltaicas. Foram assinados seis contratos, três para cada tipo de energia. No que toca à energia eólica, serão instalados cerca de 165 MW de potência, com prémios de 18,9 DKK por MWh, 19,8 DKK por MWh e 25 DKK por MWh. O segundo leilão estava previsto para 2019 (DEA, 2018).

Para o período 2018-2019, o Estado dinamarquês alocou ainda 150 milhões de coroas dinamarquesas para apoio a turbinas de teste. Os concursos funcionam num princípio de “first come first serve”, ou seja, por ordem de solicitação, e o subsídio será atribuído pelo período de três anos. Os

custos deste sistema de apoio são totalmente provenientes do Orçamento de Estado do país (DEA, 2018).

Com a possível saturação do setor eólico *onshore*, a Dinamarca tem vindo a aumentar a sua aposta em parques eólicos *offshore*.

Em 1998, foi alcançado um acordo entre o Estado e duas empresas do setor energético para a instalação de 750 MW em parques eólicos *offshore* até 2008 (Lovinfosse e Varone, 2004). Foi aberto um leilão em 2004, o primeiro de dois destinados a energia eólica *offshore*, cada um com potência total de 200 MW (Meyer, 2007). A empresa Energi E2 A/S (subsidiária da DONG Energy) foi a vencedora do leilão ao solicitar o preço mais baixo a ser atribuído durante 50.000 horas de produção, sendo que o parque entrou em funcionamento em 2009 (DEA, 2005).

No acordo de energia de 21 de fevereiro de 2008, foi estipulada a instalação de 400 MW de potência eólica *offshore* até 2012 (IEA, 2014). Uma década depois, na sequência do acordo de energia de 29 de junho de 2018 (Ministério da Energia, Serviços Públicos e Clima, 2018), foram lançados também concursos para três novos parques eólicos *offshore*: um parque eólico terá entre 800 MW e 1000 MW de potência instalada, e os outros dois serão de 350 MW e 600 MW.

d) Políticas de incentivo local

Sendo a iniciativa local responsável pelo rumo dado à política de energia do país, algumas medidas foram tomadas no sentido de incentivar e premiar a participação da população, entre as quais:

- i) **Benefício fiscal local:** No final da década de 1990, foi dada a hipótese de escolha entre dois modelos de tributação de rendimentos obtidos através das centrais eólicas aos indivíduos que participassem em cooperativas que investiam na energia eólica: o modelo comum a outros investimentos, no qual é pago o total de imposto estipulado, mas com a possibilidade de dedução do investimento inicial e de custos de manutenção; ou um modelo simplificado, que incluía isenção em parte da produção inicial anual e um imposto de 60% do valor resultante da restante produção, mas sem possibilidade de deduções (Lemming et al., 1999). Esta distinção permite alargar a abrangência da medida e incentivar diversos tipos de investimento, uma vez que o investidor individual tem a possibilidade de escolher o sistema mais vantajoso.
- ii) **Fundo de garantia de apoio ao financiamento de iniciativas locais:** O Estado poderá fornecer garantias para empréstimos de iniciativas locais que necessitem de financiamento para efetuar estudos de viabilidade e avaliações técnicas e económicas que visem a construção de centrais eólicas, num total de 10 milhões de DKK e num máximo de 500.000 DKK por projeto. Para conceder a garantia, a iniciativa deve ser conduzida por pelo menos dez participantes, sendo que a sua maioria deve ser residente no município ou a uma distância máxima de 4,5 km do local onde se prevê a instalação da central eólica e ter

influência no controlo do grupo em causa. A garantia é providenciada até à ligação da turbina à rede e termina, no máximo, três meses após a instalação das asas (Decreto sobre a Lei de Promoção de Energias Renováveis, 2009).

- iii) **Subsídios “esquema verde”:** O Estado poderá fornecer subsídios aos municípios que realizem atividades que promovam a aceitação local relativamente às centrais eólicas *onshore*. Será atribuído um subsídio de 0,004 DKK por kWh para 22.000 horas de produção de cada turbina eólica, para turbinas ligadas à rede a partir de 21 de fevereiro de 2008 e que não tenham sido instaladas para consumo dos proprietários (Promotion of Renewable Energy Act, 2008).

e) **Investigação & Desenvolvimento**

Desde muito cedo a Dinamarca apostou no investimento em I&D no setor da energia eólica. Tendo em conta que o setor estava pouco desenvolvido quando o país começou a optar por este tipo de energia renovável, a aposta em I&D foi fundamental para o desenvolvimento do setor no país e em vários outros países. Estes acabaram por beneficiar mais tarde dos avanços tecnológicos alcançados, o que tornou o investimento nesta tecnologia mais reduzido face a outros tipos de energia ainda por explorar.

Entre 1976 e 1995, o financiamento em I&D por parte do Estado foi de cerca de 330 milhões de coroas dinamarquesas, a que acresceram 150 milhões de coroas dinamarquesas investidas em projetos de demonstração. Dois programas apoiados pelo Estado dinamarquês foram o Programa de Investigação de Energia (EFP) e o Programa para Desenvolvimento, Demonstração e Informação de Energia Renovável (UVE). O EFP tem financiado projetos ligados à energia eólica desde 1980. Inicialmente existiam duas áreas de investimento – uma destinada a turbinas eólicas de larga escala e outra a turbinas eólicas de pequena escala – que se fundiram em 1989. Por norma os projetos têm a participação financeira de outras entidades, com a DEA (Danish Energy Agency) a financiar entre 50% e 85% dos custos totais. O UVE foi criado em 1982 pela DITA (Danish Industry and Trade Agency) e posteriormente, em 1990, transferido para a DEA (Lemming et al., 1999). Em 2000, a Agência de Energia do país adotou uma nova estratégia no programa UVE para projetos de investigação de longo prazo que se focassem na tecnologia das turbinas, recursos eólicos, integração das turbinas no sistema de energia elétrica e efeitos ambientais decorrentes das turbinas (IEA, 2001).

Uma parte importante do investimento foi realizada no desenvolvimento de tecnologia para captação da energia do vento. A quase totalidade das turbinas e equipamentos utilizados são fabricados no próprio país, com taxas de sucesso a nível operacional de praticamente 100%. A estação de testes para turbinas eólicas Risø assumiu uma grande importância nesse sentido. Um novo centro de testes, o Høvsøre, foi mais tarde inaugurado.

Em 1991, um novo sistema de certificação de turbinas eólicas foi estabelecido, com o objetivo de melhorar a qualidade das turbinas eólicas produzidas no país, com critérios mais apertados do que o sistema anterior. Todas as turbinas instaladas após julho de 1992 deveriam ser aprovadas e certificadas pelo novo sistema, e a exportação só era permitida caso existisse essa certificação.

A investigação direcionada para a energia eólica offshore tem vindo a acontecer desde 1977, resultando em alguns projetos de demonstração que precederam a instalação de parques no mar. Mais recentemente, os programas de I&D têm vindo a focar-se nos desafios e incertezas decorrentes do desenvolvimento offshore.

Capítulo V: Análise comparativa de Portugal e Dinamarca

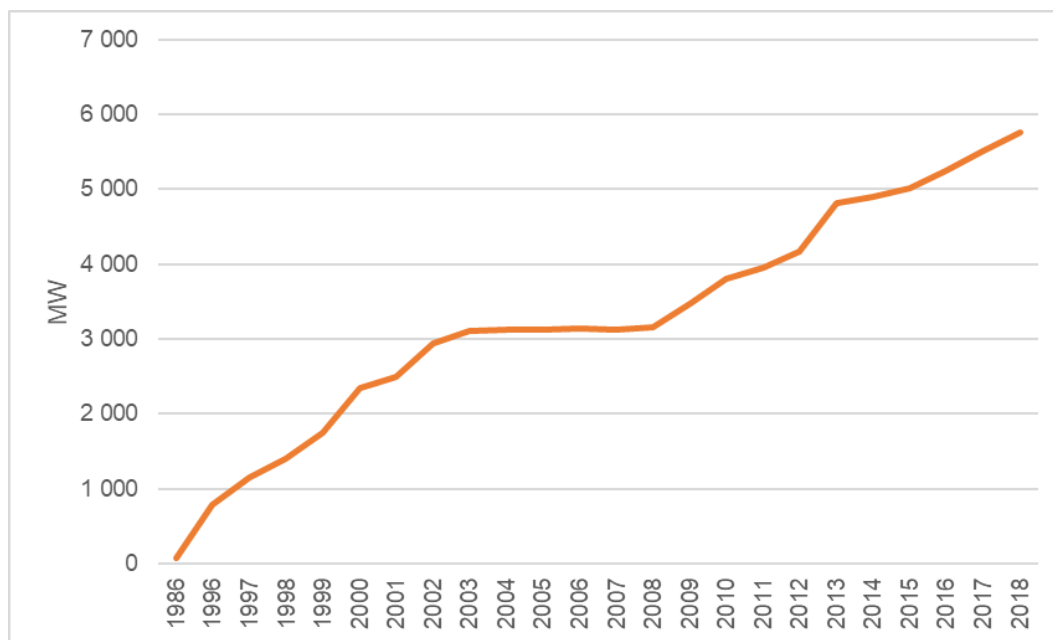
5.1. Indicadores

5.1.1. Capacidade instalada

O investimento no setor eólico ocorreu em diferentes períodos nos países em análise.

Na Dinamarca, os primeiros sinais de interesse no setor aconteceram no final dos anos 1970, mas apenas em 1986 a capacidade instalada alcança um valor com algum relevo (80 MW). No espaço de dez anos, a capacidade instalada acumulada aumentou para 785 MW, crescimento que pode ser explicado pela introdução do sistema de remuneração de tarifas *feed-in* que atraiu investidores para o setor. Ao longo dos anos seguintes a potência instalada regista um notável crescimento, alcançando 3114 MW em 2003. No entanto, entre 2003 e 2008 existe uma quase estagnação nos valores da capacidade instalada, chegando inclusivamente a diminuir pela primeira vez entre 2006 e 2007. Este comportamento poderá ser atribuído à alteração do sistema de incentivos para as tarifas *feed-in*, que não serão tão atrativos para as empresas e investidores como os modelos aplicados anteriormente. A partir de 2008 o crescimento é novamente retomado ainda que a um ritmo mais lento do que o verificado em anos anteriores, chegando aos 5758 MW de potência instalada acumulada em 2018. Parte desta evolução pode ser justificada pelo aumento de potência instalada *offshore*, que compensa o fraco crescimento ou a diminuição registada em capacidade instalada em parques *onshore*.

Figura 1 - Total de capacidade eólica instalada acumulada, na Dinamarca, entre 1986 e 2018



Fonte: IEA Wind.

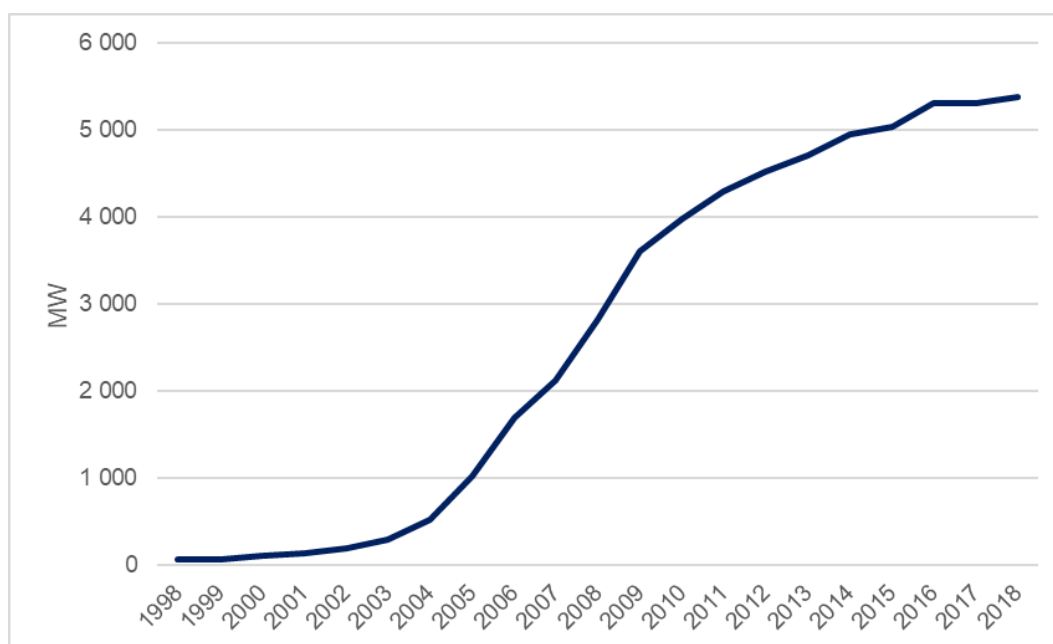
Quadro 1 - Indicadores do setor eólico na Dinamarca

DINAMARCA	Total capacidade eólica instalada acumulada (em MW)	Total capacidade eólica instalada em % da UE28	Total energia elétrica proveniente de eólica (em TWh)	Eletricidade gerada via eólica como % da procura nacional de eletricidade	Postos de trabalho no setor das eólicas	Postos de trabalho: % na UE28	Postos de trabalho: posição na UE28
1986	80	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
1996	785	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
1997	1 146	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
1998	1 400	21,7%	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
1999	1 750	18,1%	n.d.	10,0	n.d.	n.d.	n.d.
2000	2 340	18,2%	n.d.	12,0	n.d.	n.d.	n.d.
2001	2 500	14,4%	n.d.	12,6	n.d.	n.d.	n.d.
2002	2 936	12,7%	4,9	14,0	n.d.	n.d.	n.d.
2003	3 114	10,9%	5,6	15,7	n.d.	n.d.	n.d.
2004	3 118	9,1%	6,6	18,5	n.d.	n.d.	n.d.
2005	3 128	7,7%	6,6	18,5	n.d.	n.d.	n.d.
2006	3 137	6,5%	6,1	16,8	n.d.	n.d.	n.d.
2007	3 124	5,5%	7,1	19,9	n.d.	n.d.	n.d.
2008	3 163	4,9%	7,0	19,3	n.d.	n.d.	n.d.
2009	3 480	4,7%	6,7	19,3	24 700	9,9%	3
2010	3 802	4,5%	7,9	21,9	25 000	9,9%	4
2011	3 952	4,2%	9,8	28,0	42 500	15,7%	4
2012	4 162	3,9%	10,3	29,9	40 500	13,7%	4
2013	4 808	4,1%	11,1	32,7	27 500	9,1%	4
2014	4 896	3,8%	13,1	39,1	30 000	9,1%	3
2015	5 007	3,5%	14,1	42,0	29 100	8,8%	3
2016	5 246	3,4%	12,8	37,6	26 600	8,6%	3
2017	5 520	3,3%	14,8	43,4	34 200	9,6%	4
2018	5 758	n.d.	n.d.	41,0	31 122	n.d.	n.d.

Fonte: IEA Wind; DEA; EurObserv'ER.

Em Portugal, o investimento no setor dá-se particularmente na década de 2000, após a revisão da legislação associada ao sistema de remuneração em vigor, as tarifas *feed-in*, sendo que até então o peso das energias renováveis no *mix* energético português era praticamente irrelevante. Em 2003, a capacidade eólica instalada em Portugal foi de 720 MW. Entre esse ano e o seguinte a potência instalada quase duplicou, ao atingir 1292 MW de capacidade instalada em 2004. Desde então, a potência eólica acumulada tem vindo a aumentar todos os anos, com exceção apenas da variação negativa verificada entre 2004 e 2005. Em 2018, Portugal apresentava uma capacidade eólica instalada acumulada de 5380 MW.

Figura 2 - Total de capacidade eólica instalada acumulada, em Portugal, entre 1998 e 2018



Fonte: IEA Wind.

Quadro 2 - Indicadores do setor eólico em Portugal

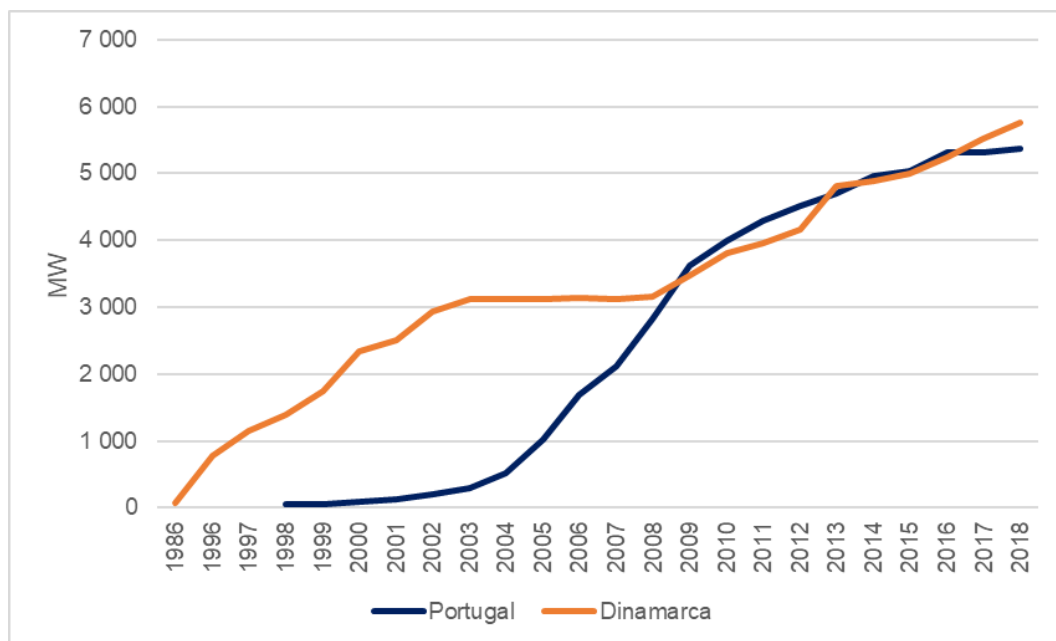
PORTUGAL	Total capacidade eólica instalada acumulada (em MW)	Total capacidade eólica instalada em % da UE28	Total energia elétrica proveniente de eólica (em TWh)	Eletricidade gerada via eólica como % da procura nacional de eletricidade	Postos de trabalho no setor das eólicas	Postos de trabalho: % na UE28	Postos de trabalho: posição na UE28
1998	60	0,9%	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
1999	61	0,6%	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
2000	100	0,8%	0,2	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
2001	131	0,8%	0,2	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
2002	195	0,8%	0,3	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
2003	296	1,0%	0,5	1,4	n.d.	n.d.	n.d.
2004	522	1,5%	0,8	2,8	n.d.	n.d.	n.d.
2005	1 022	2,5%	1,7	3,6	n.d.	n.d.	n.d.
2006	1 698	3,5%	2,9	6	n.d.	n.d.	n.d.
2007	2 125	3,8%	4,0	8	n.d.	n.d.	n.d.
2008	2 819	4,4%	5,7	11	n.d.	n.d.	n.d.
2009	3 616	4,8%	7,5	15	3 550	1,4%	10
2010	3 987	4,7%	9,0	17	4 550	1,8%	9
2011	4 302	4,6%	9,0	18	3 000	1,1%	9
2012	4 517	4,2%	10,0	20	2 700	0,9%	15
2013	4 709	4,0%	11,8	24	3 000	1,0%	15
2014	4 953	3,8%	11,8	24	3 000	0,9%	14
2015	5 033	3,6%	11,3	23	3 400	1,0%	14
2016	5 313	3,5%	12,2	24	6 400	2,1%	8
2017	5 313	3,1%	12,0	24	3 100	0,9%	12
2018	5 380	n.d.	12,4	24	n.d.	n.d.	n.d.

Fonte: IEA Wind; REN; APREN; DEA; EurObserv'ER.

Pela análise da figura 3, é possível perceber que o crescimento verificado em Portugal foi bastante mais rápido do que na Dinamarca. Em 2009, o total de potência instalada em Portugal (3616

MW) ultrapassa pela primeira vez o valor registado na Dinamarca (3480 MW). Desde então, os países têm apresentado valores bastante semelhantes, com Portugal a manter-se ligeiramente acima da Dinamarca nos anos recentes, excetuando 2013 e 2017.

Figura 3 - Total de capacidade eólica instalada acumulada, em Portugal e na Dinamarca, entre 1986 e 2018

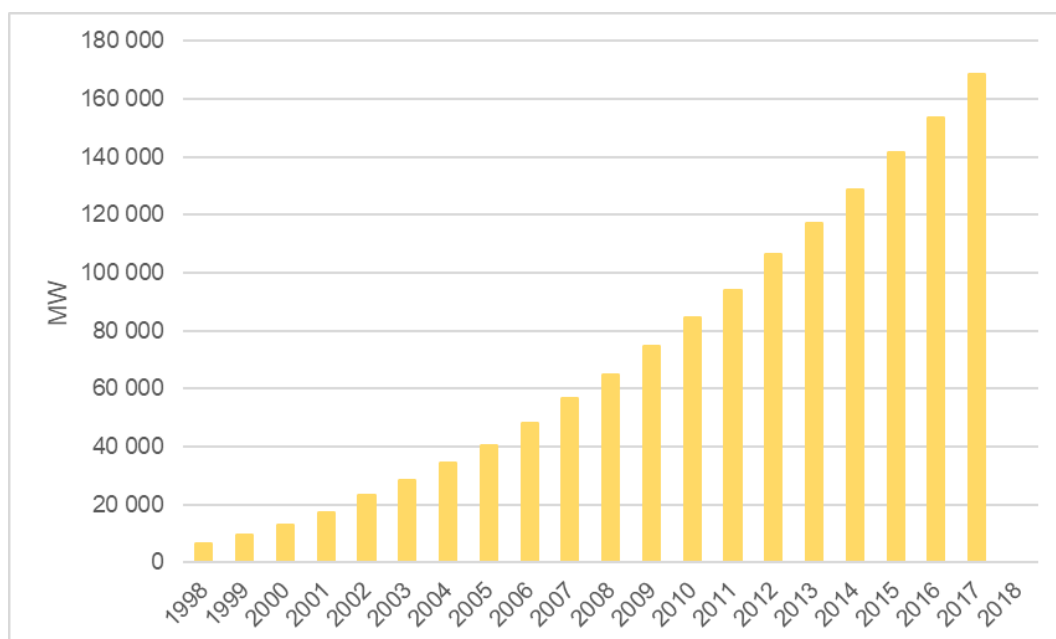


Fonte: IEA Wind.

A União Europeia tem vindo a aumentar a sua capacidade instalada todos os anos. Em 2017, o total eólico instalado na União foi de 168,7 TWh (equivalente a 168.700 MW), o correspondente a 11,6% do total da procura de eletricidade da UE.

Em 1998, Portugal representava cerca de 1% (60 MW) enquanto a Dinamarca chegava aos 22% (1400 MW) do total de capacidade instalada na União Europeia (6.453 MW). Com o aumento generalizado de investimento em energia eólica na União Europeia, o peso da Dinamarca foi-se diluindo, pesando apenas 3,3% em 2017. No mesmo ano a capacidade instalada em Portugal foi de 3,1%.

Figura 4 - Total de capacidade eólica instalada acumulada, na União Europeia, entre 1998 e 2018



Fonte: IEA Wind; EWEA.

Quadro 3 - Indicadores do setor eólico na União Europeia

UNIÃO EUROPEIA	Total capacidade eólica instalada acumulada (em MW)	Total energia elétrica proveniente de eólica (em TWh)	Postos de trabalho no setor das eólicas	% energia renovável no consumo final de energia
1998	6 453	n.d.	n.d.	n.d.
1999	9 678	n.d.	n.d.	n.d.
2000	12 887	n.d.	n.d.	n.d.
2001	17 315	n.d.	n.d.	n.d.
2002	23 159	n.d.	n.d.	n.d.
2003	28 599	n.d.	n.d.	n.d.
2004	34 383	n.d.	n.d.	8,5
2005	40 511	n.d.	n.d.	9,1
2006	48 069	n.d.	n.d.	9,7
2007	56 517	n.d.	n.d.	10,6
2008	64 712	n.d.	n.d.	11,3
2009	74 767	n.d.	250 075	12,6
2010	84 650	n.d.	252 300	13,1
2011	93 957	n.d.	270 250	13,4
2012	106 454	n.d.	295 300	14,7
2013	117 289	n.d.	302 450	15,4
2014	128 751	265	329 100	16,2
2015	141 600	279	332 350	16,7
2016	153 700	296	309 000	17,0
2017	168 700	336	356 700	17,5
2018	n.d.	n.d.	299 725	n.d.

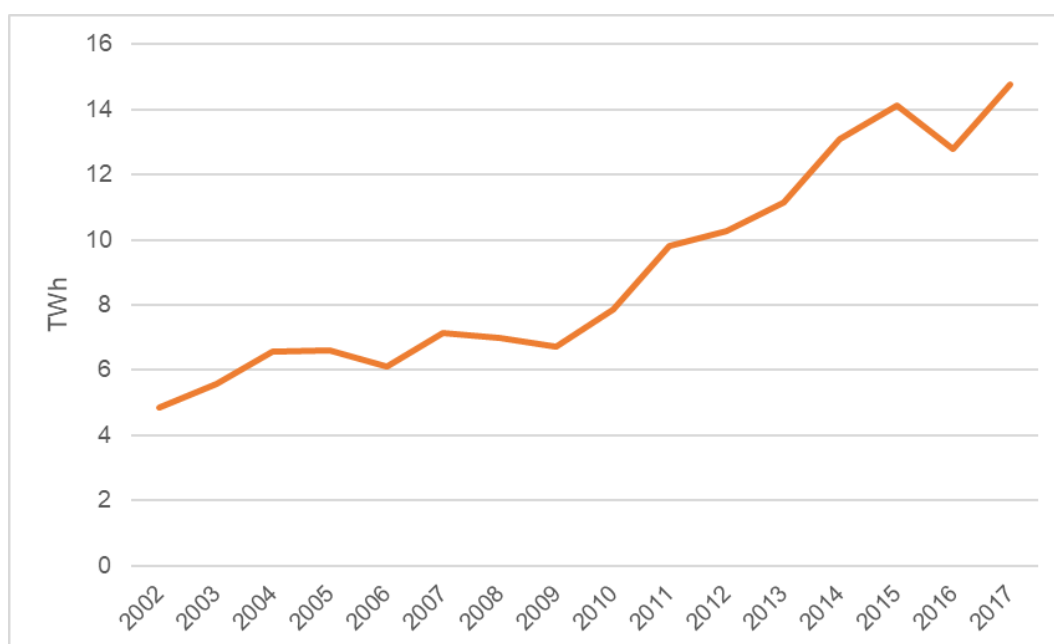
Fonte: EWEA; IEA Wind; EurObserv'ER; Eurostat.

5.1.2. Total da energia elétrica proveniente de energia eólica

A evolução da produção de energia via eólica é, em parte, afetada pela capacidade instalada e pela quantidade de vento registada no país ao longo do ano.

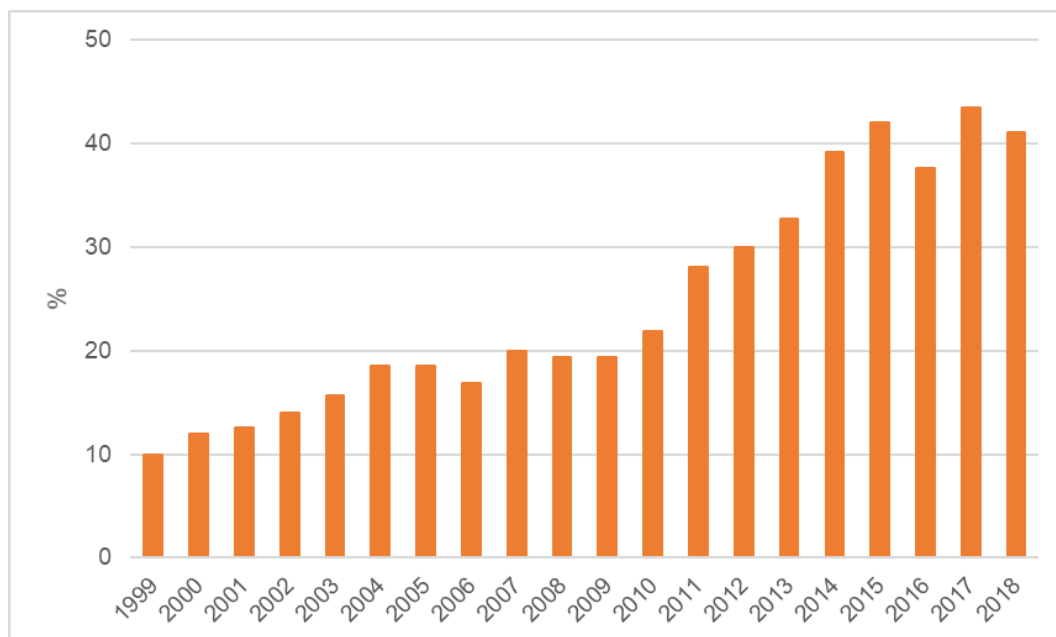
A Dinamarca tem apresentado, em geral, um crescimento do seu nível de produção proveniente de energia eólica. Em 2002, a produção via eólica era de 4,9 TWh e representava cerca de 14% da procura nacional de eletricidade, enquanto em 2017 a produção atingiu os 14,8 TWh, mais de 40% da procura nacional de eletricidade. Em 2006, 2008 e 2009 o nível de produção diminuiu -0,5 TWh, -0,2 TWh e -0,3 TWh respetivamente, coincidindo com o período de abrandamento do total de capacidade instalada. Ainda assim, nesses três anos apenas em 2006 houve uma diminuição na proporção de eletricidade proveniente de energia eólica, que passou de 18,5% para 16,8%, recuperando no ano seguinte para 19,9%. Em 2016, verificou-se uma diminuição de produção mais acentuada (-1,4 TWh), mas logo em 2017 o país recuperou, ao produzir mais 2 TWh do que no ano anterior. Nesse mesmo ano foi atingindo um novo recorde no país, com 43,4% da procura nacional de eletricidade a ser coberto com eletricidade gerada via eólica.

Figura 5 - Total de energia elétrica proveniente de energia eólica, na Dinamarca, entre 2002 e 2017



Fonte: DEA.

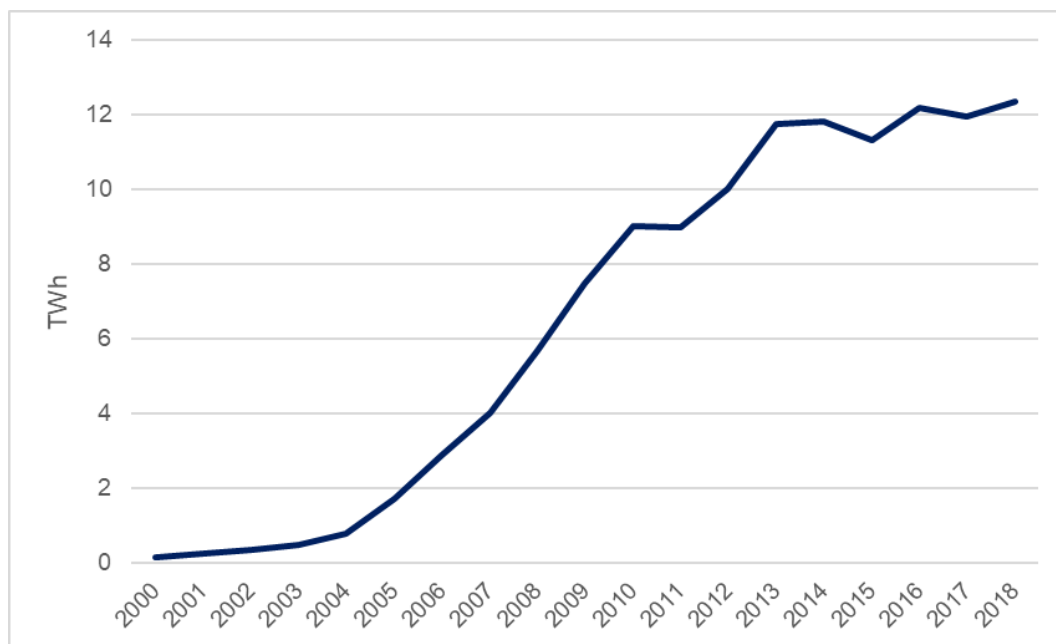
Figura 6 - Total de eletricidade gerada via eólica como proporção da procura nacional de eletricidade, na Dinamarca, entre 1999 e 2018



Fonte: IEA Wind.

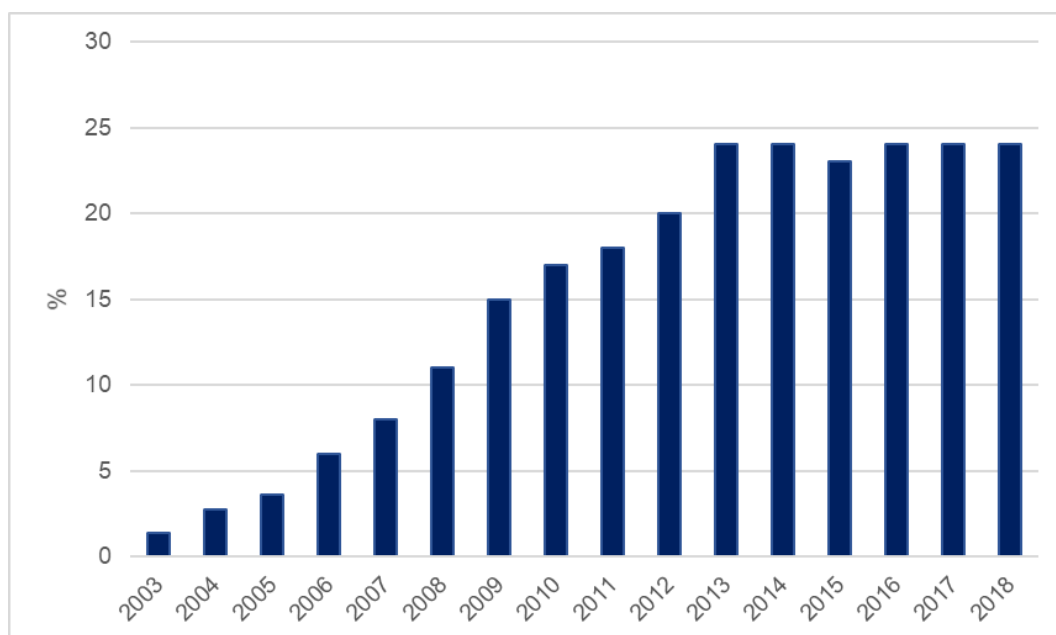
Portugal apresenta um crescimento mais acentuado que a Dinamarca, estando perto de alcançar o mesmo nível de produção. Em 2002, Portugal produziu apenas 0,5 TWh de energia oriunda de energia eólica, valor que aumentou exponencialmente para 12 TWh em 2017. O nível de produção diminuiu ligeiramente em 2011 (-0,2 TWh), 2015 (-0,5 TWh) e 2017 (-0,2 TWh). Por outro lado, desde 2013 tem existido uma estabilização do crescimento da produção, o que pode colocar em causa os objetivos estabelecidos pelo Estado português. Em 2003, apenas 1,4% da procura de eletricidade era gerada por energia eólica. Acompanhando o aumento de incentivos ao investimento e produção que se sucederam na década 2000, esta proporção foi aumentando consideravelmente, atingindo os 24% em 2013. No entanto, este valor tem-se mantido estável desde então.

Figura 7 - Total de energia elétrica proveniente de energia eólica, em Portugal, entre 2000 e 2017



Fonte: REN; APREN.

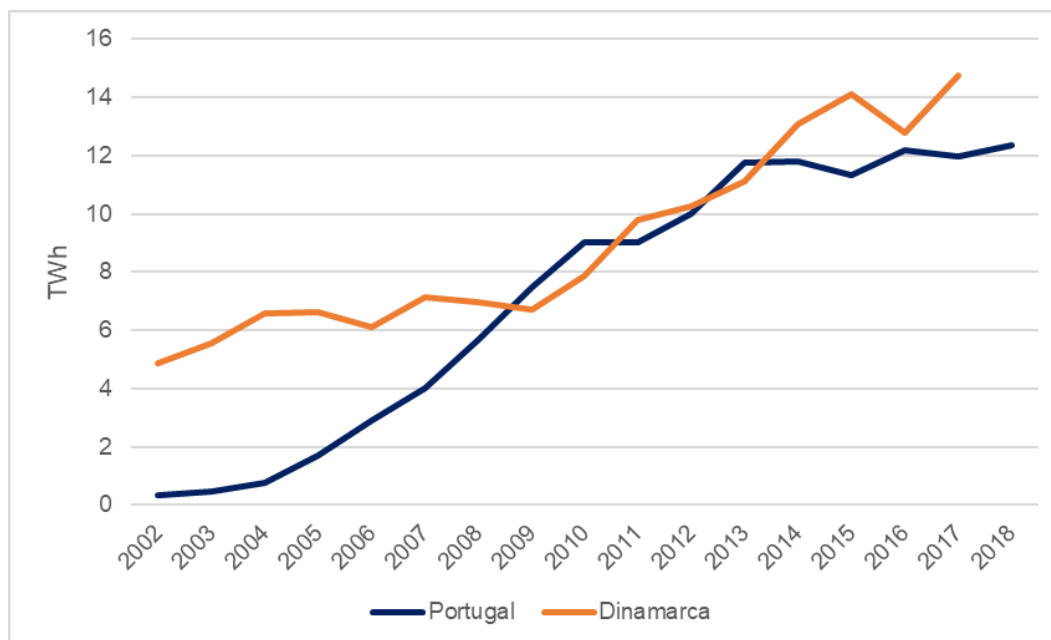
Figura 8 - Total de eletricidade gerada via eólica como proporção da procura nacional de eletricidade, em Portugal, entre 2003 e 2018



Fonte: IEA Wind.

Pela análise da figura 9 é possível perceber que com a aproximação da capacidade instalada de Portugal à Dinamarca, também a diferença entre a produção via eólica entre os dois países se vai estreitando. Em 2009, quando Portugal ultrapassa a Dinamarca em potência instalada (3616 MW em Portugal e 3480 MW na Dinamarca), também o total de energia proveniente de eólica em Portugal (7,49 TWh) se torna superior ao verificado na Dinamarca (6,72). Ainda assim, e apesar de Portugal se manter com mais capacidade instalada que a Dinamarca até 2016, o nível de produção via eólica tem sofrido oscilações, provavelmente decorrentes de variações no nível de vento verificado em cada país nesses anos.

Figura 9 - Total de energia elétrica proveniente de energia eólica, em Portugal e na Dinamarca, entre 2002 e 2018



Fonte: REN; APREN; DEA.

5.1.3. Custos

O total de custos associado ao investimento de energia eólica é por norma elevado, uma vez que são várias as variáveis a ter em conta: custos de investimento e de instalação, onde se incluem custos com licenças, estudos e outras obrigações, obras de construção e custos com turbinas e equipamento variado; custos de ligação à rede; custos de manutenção variados para manter e melhorar a operacionalidade dos parques eólicos, como seguros, manutenção e reparação; custos em I&D, para tornar o setor, parques e equipamentos mais eficientes; e outros custos com obrigações variadas, sejam relacionados com as despesas correntes diárias ou com os encargos a cumprir com os trabalhadores, fornecedores, entidades bancárias, entre outras instituições variadas.

Cerca de 75% dos custos associados são os custos de investimento inicial. Tipicamente, o custo varia entre os 1000€ e os 1350€ por kW. Em 2006, o custo médio inicial na Europa rondava os 1,2 milhões de euros por MW. Nesse mesmo ano, na Dinamarca o custo estava ligeiramente abaixo de 1 milhão de euros por MW, enquanto em Portugal aproximava-se dos 1,2 milhões de euros por MW.

No que diz respeito aos custos com ligação à rede, estes variam consoante as condições de cada país. Portugal, por instalar parques eólicos em zonas montanhosas, terá custos mais elevados com a criação de linhas de ligação à rede, uma vez que nessas áreas mais remotas não existe ligação ou ela é extremamente deficiente. Em 2006, 32% dos custos das turbinas em Portugal provinham de custos com a conexão à rede, enquanto na Dinamarca era apenas de 16%.

Os custos com o projeto, obrigações legais e licenças correspondem a cerca de 5% a 10% do total dos custos de investimento.

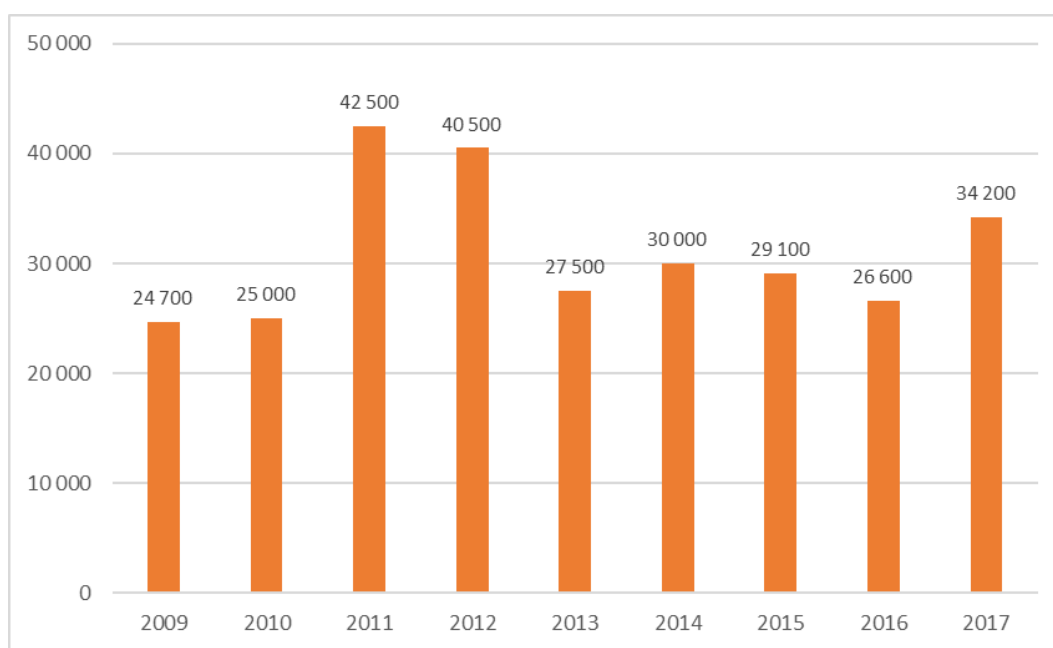
Os custos de manutenção são uma fatia importante da totalidade dos custos. No entanto, quando comparados com os custos de investimento inicial acabam por apresentar valores consideravelmente mais baixos, estimando-se que sejam entre 1,2 e 1,5 cêntimos por kWh produzido durante o tempo de vida da turbina (geralmente 20 anos).

5.1.4. Postos de trabalho

A formação e crescimento de um novo setor obriga também ao incremento dos níveis de emprego associados, uma vez que é necessária mão-de-obra para variadas funções, em particular para a manutenção dos parques eólicos.

A Dinamarca tem tido uma média de cerca de trinta mil trabalhadores no seu setor eólico, apesar de não apresentar uma evolução constante nos últimos nove anos. Em 2011, o número de trabalhadores aumentou de 25.000 para 42.500; no entanto, esse valor diminuiu para 27.500, em 2013, uma vez que o mercado interno registou valores mínimos. Nos anos seguintes, têm existido ligeiros avanços e recuos no número de trabalhadores do setor. No entanto, 2017 mostra sinais de recuperação, com 34.200 postos de trabalho ligados ao setor de energia eólica no país.

Figura 10 - Número de postos de trabalho (diretos e indiretos) no setor de energia eólica, na Dinamarca, entre 2009 e 2017

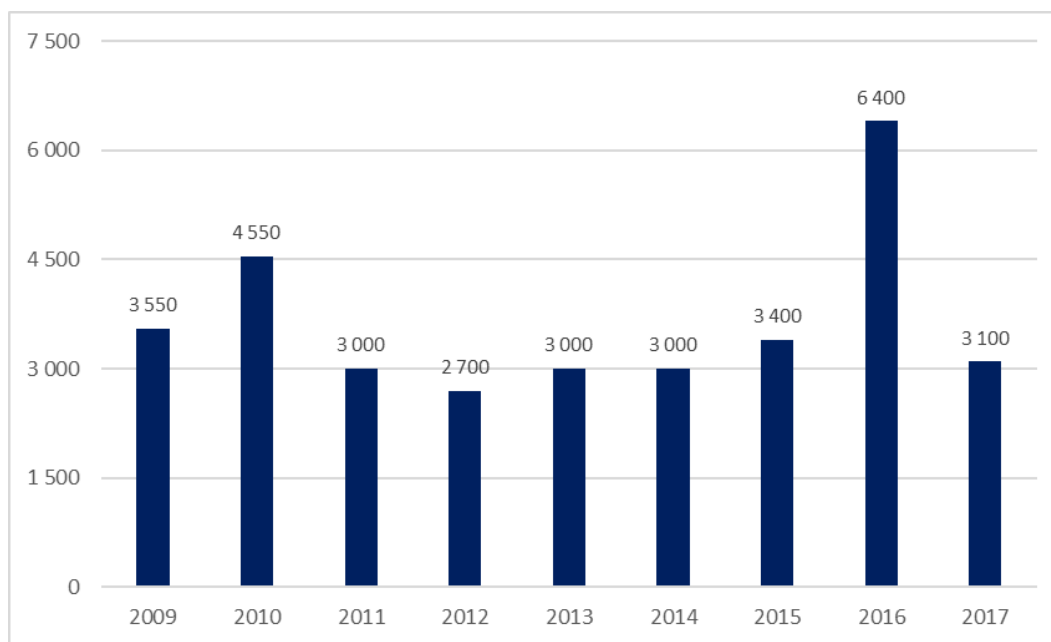


Fonte: EurObserv'ER.

Portugal tem tido uma média de cerca de três milhares de trabalhadores no setor, ao longo dos últimos nove anos. Em 2010, houve um crescimento de 1000 trabalhadores, o qual acompanhou o aumento da capacidade instalada e da produção nesse ano. Porém, esse valor diminuiu logo em 2012 para 3000 trabalhadores, caindo para 2700 no ano seguinte e estabilizando em 3000 trabalhadores nos anos 2013 e 2014. Este desinvestimento pode ser justificado pela crise económica e financeira que

afetou o país durante esse período e que teve impactos em várias áreas da economia portuguesa. Com a recuperação da situação económica, o número de trabalhadores voltou a aumentar em 2015, e atingiu um pico de 6400 trabalhadores, em 2016. No entanto, logo no ano seguinte esse valor caiu para 3100, acompanhando a estagnação da capacidade instalada e a diminuição da produção eólica.

Figura 11 - Número de postos de trabalho (diretos e indiretos) no setor de energia eólica, em Portugal, entre 2009 e 2017



Fonte: EurObserv'ER.

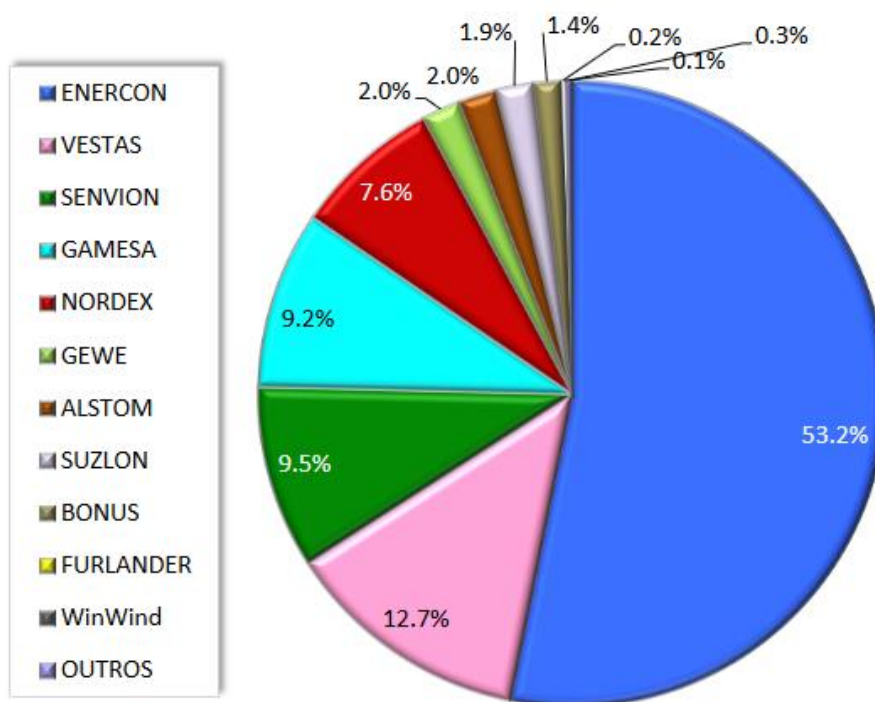
A diferença entre os postos de trabalho existentes entre os dois países, apesar de níveis de capacidade instalada e produção tão semelhantes, justifica-se pela indústria de turbinas e equipamento eólico estabelecida na Dinamarca, contrariamente ao que se verifica em Portugal. A existência de uma indústria nacional de turbinas é um importante fator na entrada e promoção do setor eólico em países como a Dinamarca, Espanha e Alemanha. O aumento do nível de emprego e os rendimentos provenientes das exportações promoveram uma atitude positiva face ao setor (Meyer, 2007).

Com o início do financiamento de projetos de turbinas eólicas em 1980, cerca de dez empresas (entre as quais Vestas, Nordtank, Bonus e Micon) tornaram-se atores chave no mercado de turbinas eólicas, obrigadas a redefinir a sua estratégia com a queda das vendas dos seus produtos tradicionais. Durante a década de 1980 o processo de produção foi evoluindo e o mercado nacional crescia lentamente. Com o surgimento de um novo mercado na Califórnia em 1982, as empresas dinamarquesas investiram em massa e aumentaram a sua quota de mercado de 0% em 1981 para 65% em 1985. Já nesta altura o emprego no setor aumentou de 300 para 2500 trabalhadores. A expansão do mercado californiano, a regulamentação do Estado dinamarquês que estipulava a obrigatoriedade de aprovação das turbinas eólicas por parte do centro de testes, e o acordo para instalação de 100 MW de potência eólica, de 1985, tiveram um efeito positivo no mercado interno. Atraídas por este crescimento, novas empresas entraram no mercado e a expansão estendeu-se a

outros países como Alemanha, Reino Unido e Espanha. Esta sucessão de acontecimentos tornaram a Dinamarca num líder global do setor (Karnøe e Garu, 2012). Este crescimento foi igualmente acompanhado pela expansão do ‘cluster’ do país e o aumento do número de trabalhadores associado ao mesmo.

Por outro lado, em Portugal, o ‘cluster’ existente não tem praticamente expressão, e a presença externa no país domina o setor das eólicas. Segundo o relatório “Parques Eólicos em Portugal” de 2018 da e2p – energias endógenas de Portugal, a empresa alemã Enercon tem uma quota de mercado de 53,2% do equipamento eólico instalado em Portugal, seguida da dinamarquesa Vestas com 12,7%, da alemã Senvion com 9,5%, da espanhola Gamesa com 9,2% e da alemã Nordex com 7,6%. Desta forma, as turbinas e equipamentos utilizados nos parques eólicos portugueses são, na sua grande maioria, de origem estrangeira.

Figura 12 - Quota de mercado dos fabricantes dos aerogeradores ligados à rede em Portugal

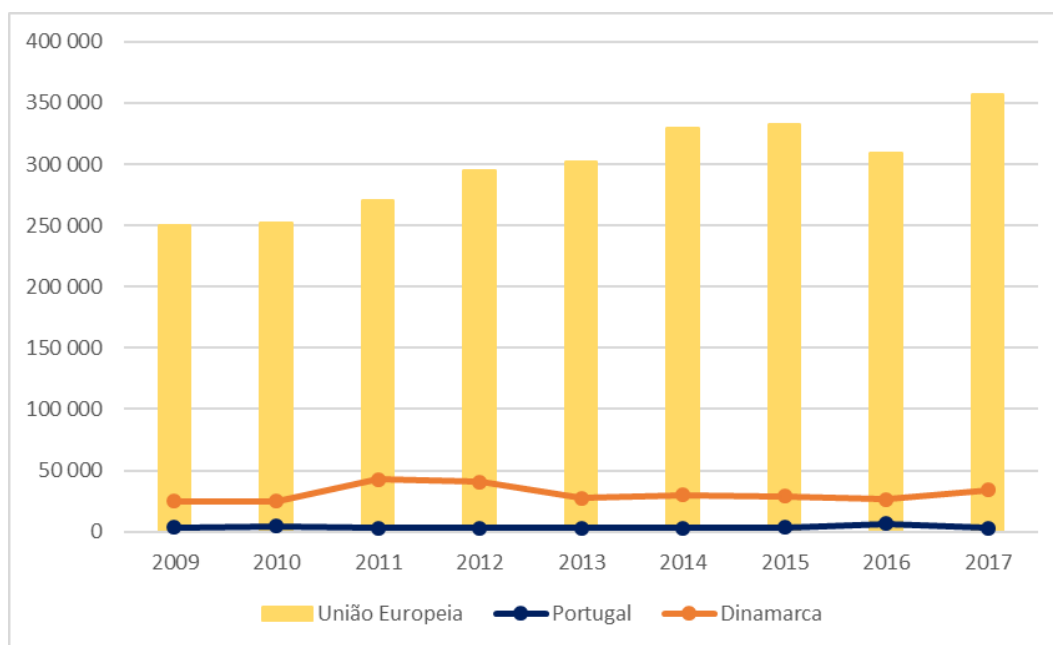


Fonte: e2p – energias endógenas de Portugal.

A média de postos de trabalho da UE28 tem crescido sempre desde 2009, com exceção de 2016, no qual se deu um decréscimo de 23.350 trabalhadores (de 332.250 em 2015 para 309.000 em 2016). No entanto, em 2017, a variável voltou à sua trajetória positiva, aumentando 47.700 para um total de 356.700 trabalhadores.

Do número total de trabalhadores do setor eólico da UE28, cerca de 1% estão no setor em Portugal, enquanto cerca de 10% estão na Dinamarca, sendo que em 2017 Portugal era o 12º país a empregar mais pessoas no setor, enquanto a Dinamarca se posiciona perto da liderança no 4º lugar.

Figura 13 - Número de postos de trabalho (diretos e indiretos) no setor de energia eólica, na União Europeia, entre 2009 e 2017



Fonte: EurObserv'ER.

5.2. As políticas: apreciação crítica

De uma forma geral, é possível dizer que as políticas aplicadas pelos dois países foram eficazes, uma vez que ambos conseguiram cumprir as metas a que se propuseram no setor das eólicas.

A Dinamarca estimou um total de 3584 MW de capacidade instalada em 2010, tendo cumprido o objetivo ainda em 2009, quando atingiu 3616 MW de potência total instalada. Para 2020, foi apresentado no PNAER2010 dinamarquês o objetivo de 3960 MW de capacidade instalada, valor que foi ultrapassado em 2012, quando o país atingiu 4162 MW de potência eólica instalada. Portugal tinha como objetivo definido pela Resolução do Conselho de Ministros nº 63/2003 alcançar 3750 MW de capacidade instalada em 2010, meta que foi ultrapassada nesse mesmo ano, quando o total instalado no país chegou aos 3987 MW. Para 2020, a primeira meta estabelecida no PNAER2010 de Portugal foi de 6875 MW, mas este valor foi revisto no PNAER2013 para 5300 MW quando foi possível perceber, dada a evolução registada até ao momento, que a meta inicial não seria alcançada. O valor foi atingido ainda em 2016, ano em que o país contava com 5313 MW de capacidade eólica instalada acumulada.

No entanto, será importante perceber quais as políticas que contribuíram para este desfecho e quais as que apresentam um melhor custo-benefício.

A evolução de Portugal nas eólicas tornou-se objeto de análise, dado o rápido sucesso que se verificou. Peña et al. (2017) consideram que o ponto de partida para esta evolução tão positiva é a legislação nacional, europeia e internacional. A assinatura do protocolo de Quioto, em 1997, e a Diretiva 2001/77/CE, a nível europeu, são os pontos de partida para uma aposta assumida em energias renováveis. Apesar de já existirem algumas diretrizes nacionais anteriores a estes dois acontecimentos, estas eram bastante pontuais e pouco claras, pelo que o seu sucesso foi reduzido: até aos anos 2000, apenas 1% da eletricidade produzida era proveniente de energia eólica. Bento e Fontes (2015b) referem a promoção de energias renováveis por parte do Estado como um fator fundamental para estabelecer a legitimidade das mesmas junto da opinião pública. Tendo em conta os elevados custos associados à entrada e estabelecimento no mercado deste tipo de energia e o desconhecimento inicial face ao potencial existente, a tomada de posição por parte do Estado é fundamental para gerar um clima de confiança, propício ao investimento.

Na Dinamarca, os planos de energia publicados foram também importantes para o sucesso da energia eólica no país. A publicação de legislação que englobe metas a atingir e medidas para as concretizar é um forte impulsionador, uma vez que tem um carácter vinculativo, pois tem forçosamente de ser seguido. Acrescente-se ainda o excecional histórico de consensos alcançados ao longo dos anos pelos governos dinamarqueses, o qual garante a segurança necessária às empresas, consumidores e investidores do setor.

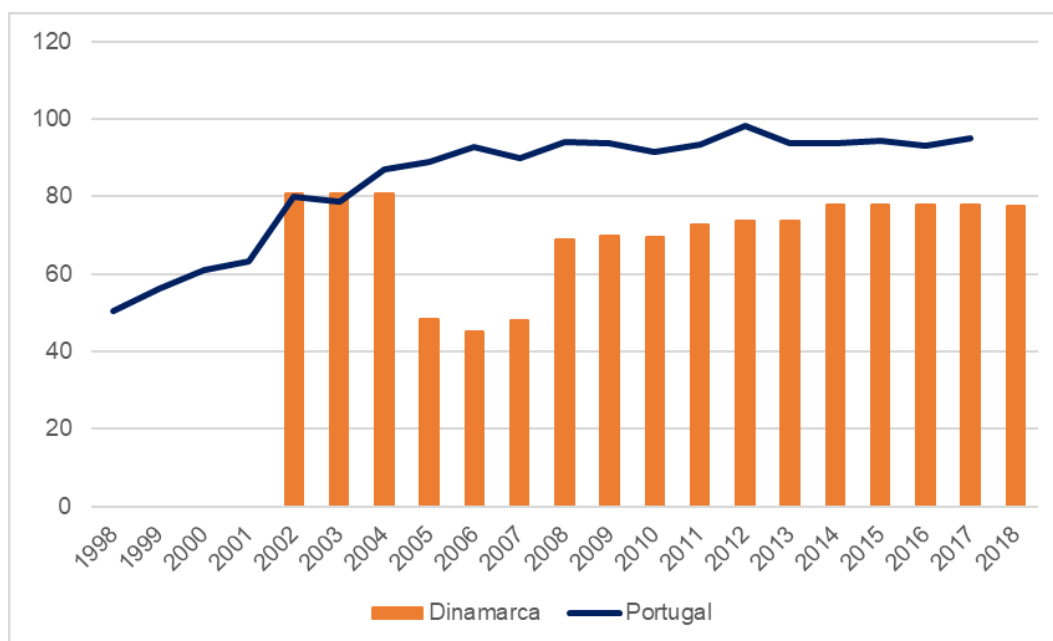
A política de incentivos mais relevante aplicada por ambos os países é o sistema de tarifas, um modelo de incentivos à produção que remunera a eletricidade proveniente de energia eólica que é entregue à rede. No entanto, os valores atribuídos variam entre os dois países em análise. Na Dinamarca, a tarifa paga era de 85% dos custos de produção e distribuição a suportar para permitir a produção de energia via eólica. Com a transferência do sistema anterior para as tarifas *premium*, os valores passaram a variar, tendo em conta a idade e potência das turbinas e a produção que era vendida à rede.

O sistema remuneratório em Portugal iniciou-se em 1988, tendo tido a sua primeira revisão em 1999. Apesar de se ter recentemente iniciado uma fase de atribuição de potência não subsidiada, os parques mais antigos ainda continuarão a usufruir da remuneração de tarifas *feed-in* até ao fim dos respetivos contratos. Segundo Bento e Fontes (2015a) este sistema foi um importante contributo para o rápido progresso português nas eólicas fazendo a capacidade instalada aumentar drasticamente. Ainda que o sistema de tarifas tenha sido, inicialmente, o principal estímulo utilizado entre os países europeus, vários têm vindo a alterar as suas políticas de intervenção. Enquanto isso, Portugal mantém a aposta no mesmo sistema de remuneração, sendo o país que atribui tarifas durante mais tempo (20 anos), com montantes particularmente generosos e sem transferir qualquer risco para o produtor uma vez que este não entra nem negocia no mercado (Peña et al., 2017).

A figura 14 compara a remuneração total média, em euros por cada MWh instalado, atribuída pelos dois sistemas em vigor em cada país. Assim, para Portugal é apresentado para cada ano o valor da tarifa disponível nos relatórios anuais da IEA Wind, enquanto que para a Dinamarca é apresentado o total obtido, tendo em conta o valor do prémio estabelecido no capítulo 6 do Decreto sobre a Lei de

Promoção de Energias Renováveis e o preço de mercado disponível no sítio online da PORDATA. Para a conversão entre coroas dinamarquesas e euros foi utilizada a taxa de câmbio do último dia disponível de cada ano no portal do Banco de Portugal.

Figura 14 - Remuneração total média em euros, por cada MWh de potência instalada, em Portugal e na Dinamarca, entre 1998 e 2018



Fonte: IEA; Decreto sobre a Lei de Promoção de Energias Renováveis.

Quadro 4 - Indicadores auxiliares para cálculo da tarifa média, em €/MWh, aplicada no setor eólico na Dinamarca

DINAMARCA	Preço médio por KWh (utilizadores domésticos)	Valor do prémio	Valor total (preço + prémio) por KWh	Valor total (preço + prémio) por MWh	Taxa de câmbio	Remuneração total
2002	0,2202	0,38	0,60	600,0	7,4288	80,8
2003	0,2303	0,37	0,60	600,0	7,4450	80,6
2004	0,2262	0,37	0,60	600,0	7,4388	80,7
2005	0,2278	0,13	0,36	360,0	7,4605	48,3
2006	0,2362	0,10	0,34	336,2	7,4560	45,1
2007	0,2579	0,10	0,36	357,9	7,4583	48,0
2008	0,2635	0,25	0,51	513,5	7,4506	68,9
2009	0,2699	0,25	0,52	519,9	7,4418	69,9
2010	0,2670	0,25	0,52	517,0	7,4535	69,4
2011	0,2908	0,25	0,54	540,8	7,4342	72,7
2012	0,2997	0,25	0,55	549,7	7,4610	73,7
2013	0,3000	0,25	0,55	550,0	7,4593	73,7
2014	0,3042	0,28	0,58	580,0	7,4453	77,9
2015	0,3068	0,27	0,58	580,0	7,4626	77,7
2016	0,3088	0,27	0,58	580,0	7,4344	78,0
2017	0,3049	0,28	0,58	580,0	7,4449	77,9
2018	0,3126	0,27	0,58	580,0	7,4673	77,7

Fonte: elaboração própria.

Quadro 5 - Tarifa média aplicada, em €/MWh, em Portugal e na Dinamarca

Anos	Portugal	Dinamarca
1998	50,5	n.d.
1999	56,1	n.d.
2000	61,0	n.d.
2001	63,3	n.d.
2002	79,8	80,8
2003	78,6	80,6
2004	87,1	80,7
2005	89,0	48,3
2006	92,8	45,1
2007	90,0	48,0
2008	94,0	68,9
2009	93,7	69,9
2010	91,6	69,4
2011	93,5	72,7
2012	98,3	73,7
2013	93,9	73,7
2014	93,9	77,9
2015	94,2	77,7
2016	93,2	78,0
2017	95,0	77,9
2018	n.d.	77,7

Fonte: IEA Wind.

Na Dinamarca, o mecanismo de tarifas *premium* foi estabelecido em 2002, após um regime de tarifas *feed-in* e de um modelo de quotas obrigatórias. Nesse ano, a remuneração média foi de 80,8 euros por cada MWh entregue à rede. Em 2005, com as alterações no modelo, a tarifa baixou praticamente para metade do valor, fixando-se nos 48,3 euros por MWh. Esta alteração provocou uma estagnação da capacidade instalada. Em 2008 deram-se novas alterações que fizeram o valor médio por MWh aumentar para 68,9 euros, montante que tem aumentado progressivamente desde então. Em 2018, a remuneração atribuída era, em média, de 77,7 euros por cada MWh. Estes valores resultam do cálculo entre os valores dos prémios estabelecidos no capítulo 6 do Decreto sobre a Lei de Promoção de Energias Renováveis e o preço de mercado disponível no sítio online da PORDATA.

Segundo dados da IEA Wind, no primeiro ano de aplicabilidade do sistema de tarifas em Portugal a tarifa média era de 56,1 euros por MWh, valor que aumentou para 61 euros por MWh no ano seguinte após a revisão de tarifa. Em 2001, deu-se nova alteração da fórmula de cálculo do valor da tarifa, começando a atingir valores mais interessantes para os investidores logo no ano seguinte – uma média de 79,8 euros por MWh – o que se refletiu no aumento de capacidade instalada e produção. Após nova revisão, em 2005, o valor médio da tarifa voltou a aumentar, desta vez para 89 euros por MWh. No ano seguinte, o valor foi de 92,8 euros por MWh, e desde então o nível remuneratório não voltou a estar abaixo de 90 euros por MWh. O pico foi atingido em 2012, com 98,3 euros por cada MWh introduzido na rede. Em 2017, a tarifa média atribuída por de 95 euros por MWh.

Com exceção dos primeiros dois anos em análise (2002 e 2003), Portugal tem apresentado tarifas sempre acima da remuneração estabelecida na Dinamarca. Apesar de as revisões efetuadas em Portugal terem aumentado progressivamente a tarifa do país, a diferença entre os valores totais atribuídas pelos dois países tem sido cada vez mais estreita, dados os recentes aumentos de remuneração aplicados pela Dinamarca.

Em 2009, Portugal superou a Dinamarca quer em produção proveniente de energia eólica quer no total de potência instalada. Esta evolução foi atingida essencialmente através do modelo de tarifas *feed-in* estabelecido no país, com maior destaque depois da revisão de 2005. As tarifas estabelecidas em Portugal foram superiores às registadas na Dinamarca para obtenção de resultados bastantes semelhantes, podendo questionar-se a necessidade de providenciar valores tão elevados. Esta situação pode justificar-se pela vontade de fazer crescer o setor rapidamente – Portugal atingiu os valores atuais com cerca de vinte anos de políticas direcionadas para o setor, enquanto a Dinamarca levou cerca de três décadas para atingir resultados idênticos.

No entanto, Peña et al. (2014) referem que é possível que o mesmo nível de produção eólica atingido em Portugal tivesse sido alcançado com políticas menos generosas e com menos custos para os consumidores portugueses. Segundo as conclusões do estudo realizado pelos autores, todos os parques construídos entre 1997 e 2007 foram demasiado subsidiados, e seria possível reduzir o período temporal ao abrigo das tarifas, mantendo a viabilidade financeira dos parques. Nesse sentido, a extensão de prazo de remuneração ao abrigo das tarifas *feed-in* em contrapartida de um pagamento por parte dos produtores incluída em 2013 poderia não ser necessária, e o seu objetivo de reduzir o défice energético nacional terá efeitos apenas no curto prazo. O regulador irá receber pagamentos que poderá abater no presente, no entanto a longo prazo o défice irá manter-se, uma vez que esses pagamentos têm como contrapartida uma extensão do período de tarifas por cinco ou sete anos, transferindo o problema para o futuro.

Ao nível do investimento local, os dois países adotaram abordagens diferentes. Por um lado, a Dinamarca criou variadas políticas públicas de incentivo ao investimento e participação das comunidades no desenvolvimento do setor eólico. É consensual que o fator mais distinto a justificar o sucesso dinamarquês é o estreito envolvimento da comunidade na discussão do futuro do sistema energético do país. Em 1974, 23% da população dinamarquesa era contra a adoção de energia nuclear. Em 1984, esse valor tinha subido para 64%. Esta evolução deveu-se essencialmente à iniciativa coletiva de organizações, que trabalharam para alertar a população sobre as várias opções possíveis para a construção de uma melhor política energética no país. Também as publicações de especialistas, cientistas e engenheiros foram importantes para esclarecer a população. Após os debates públicos sobre o futuro da política energética e a adoção de medidas de apoio a energias renováveis em detrimento da energia nuclear, os dinamarqueses envolveram-se no desenvolvimento da energia eólica.

Assim, o grande desenvolvimento inicial verificado no setor deveu-se ao investimento verificado a nível individual ou em pequenas cooperativas das comunidades locais do país. Em 2001, as cooperativas incluíam mais de 100.000 famílias e tinham instalado 86% de todas as turbinas eólicas

existentes no país. Ao atribuir benefícios a cooperativas e indivíduos participantes, o país está a promover a aceitação local, uma vez que os descontentamentos inerentes às desvantagens resultantes da instalação de parques eólicos são mitigados pelas vantagens proporcionadas. Desde cedo que a população dinamarquesa se mostrou recetiva ao investimento em energias renováveis, patente desde logo pelo envolvimento e pressão exercidos na elaboração dos vários planos de energia criados no país. A entrada de outros atores no setor, nomeadamente grandes empresas, foi inclusive motivo de receio e descontentamento entre alguns dinamarqueses. As políticas aplicadas pela Dinamarca visam, por isso, incentivar o investimento e a participação das comunidades no setor de energia eólica. É nesse sentido que é possibilitada a escolha entre dois modelos de tributação à remuneração obtida das centrais eólicas para os indivíduos que participassem em cooperativas e isenção ou desconto na taxa de apoio à energia renovável paga pelos consumidores na fatura de eletricidade, a PSO (Obrigação de Serviço Público).

Em contrapartida, Portugal não deu prioridade a medidas de apoio a este nível. O grande incentivo local passou pela criação de um *cluster* industrial em zona carenciada do país, requisito do concurso de atribuição de potência eólica de 2005, que permite o desenvolvimento da economia e do mercado de trabalho locais. Numa ótica de compensação pelas desvantagens que derivam da instalação de parques eólicos, foi ainda estabelecida a atribuição aos municípios onde existem parques eólicos de uma renda de 2,5% sobre o pagamento mensal feito pela entidade recetora da eletricidade produzida. Em 2009, foram pagos cerca de 18 milhões de euros, tendo vindo a aumentar progressivamente e atingindo os 28 milhões de euros em 2017. Na verdade, a finalidade das duas medidas deste âmbito foram respostas dadas pelo Estado português a manifestações públicas de descontentamento aos efeitos causados pela instalação de centrais na esfera local. Apenas recentemente, com a legislação de incentivo à microprodução, foram dados alguns passos para o envolvimento das comunidades no setor. Portugal tem um historial de investimento de grandes empresas no setor e não de incentivo à participação individual, talvez por se pretender um crescimento rápido para cumprimento das metas nacionais e europeias, que se julgou ser apenas possível com instalação de elevados níveis de potência.

Relativamente à seleção de entidades para investimento no setor, tanto a Dinamarca como Portugal utilizam como principal sistema a realização de leilões e concursos para atribuição de potência. O principal critério a ser tido em conta é o preço, que deve ser o mais barato possível para o Estado, seguido de outras condições que assegurem a capacidade de gestão e qualidade do projeto. Para além deste sistema, Portugal apresenta ainda a possibilidade de atribuição de licenças a título individual, mediante o cumprimento de determinadas condições. Ambos os países têm legislação para facilitar o processo de atribuição de autorização de pequenas turbinas para o consumidor privado, não sendo necessário proceder a realização de leilão nestes casos.

Por fim, as políticas de investigação e desenvolvimento são bastante díspares nos dois países. Em Portugal existem poucas entidades que realizem investigação na área da energia eólica, sendo a maioria ligada a universidades. Por outro lado, a investigação realizada não apresenta um comportamento padrão: segundo Bento e Fontes (2015b), a evolução de I&D atinge dois picos, um por

volta dos anos 1980 e outro já na década de 2000, imediatamente antes do elevado aumento de capacidade instalada registado no país. Isto poderá indicar uma tendência de atuação na resolução de problemas concretos, e não numa perspetiva de longo prazo. Acrescente-se ainda que Portugal não apresenta um plano de I&D, sendo atribuídas verbas para o efeito de forma pontual.

Ainda assim este comportamento pode ser em parte explicado por se considerar não existir uma necessidade tão elevada de I&D, uma vez que essa pesquisa já foi previamente realizada por outras entidades e países, entre os quais se inclui a Dinamarca. Ser um “país seguidor” (um país que segue e reproduz as experiências de outros países), tornou-se uma vantagem para Portugal. Bento e Fontes (2015b) referem o fraco desenvolvimento tecnológico em Portugal nos anos 1980 como um impedimento à aposta nas eólicas. Os avanços internacionais que se verificaram em países “core” (países pioneiros na investigação e implementação) foram um fator fundamental para a progressão da eólica em Portugal. Não só já existem à disposição variadas ferramentas que podem ser consultadas, utilizadas ou facilmente adaptadas à realidade em análise, como muitas vezes já estão disponíveis evidências dos efeitos dessas mesmas ferramentas, o que facilita a escolha do “país seguidor” e diminui o possível erro associado à tomada de decisão.

Como país pioneiro no desenvolvimento de energia proveniente de fonte eólica, a Dinamarca deparou-se com a inevitabilidade de investir em I&D para potenciar ao máximo as suas centrais, percebendo quais os melhores lugares para instalação de parques ou produzindo os seus próprios materiais e equipamentos. A aposta do país em I&D ao longo de vários anos, e em programas com financiamento expressamente estipulado para o efeito, levaram a Dinamarca a tornar-se num dos maiores países exportadores do setor. Segundo McBryan (2009), o contínuo e estável suporte à pesquisa sobre energias renováveis não só acelerou o progresso tecnológico, como passou uma mensagem de credibilidade respeitante a este tipo de energia, mostrando um compromisso viável a longo prazo e provocando uma sensação de confiança na opinião pública. Um fator crítico de sucesso foi a criação do laboratório de testes Risø, em 1978, uma estação de testes de turbinas que apoiava os produtores e assegurava que os ‘standards’ de qualidade eram cumpridos, para que não surgissem produtos de baixa qualidade, para além de dar apoio formal e certificações necessárias.

Apesar dos inúmeros benefícios que derivam da energia eólica, existem alguns aspetos menos positivos que é necessário referir.

A expansão de parques eólicos fez surgir contestação local relativamente aos efeitos visuais e sonoros, aos impactos no turismo, no ambiente e na saúde. A pesquisa conduzida por Ribeiro et al. (2014) para avaliar a opinião pública em Portugal sobre energias renováveis concluiu que os portugueses estão recetivos a aceitar novos projetos de energia eólica. Ainda assim, apesar de mais de metade (55%) acreditar que existe um maior desenvolvimento local associado à utilização de energias eólicas, 35% pensam que existe um impacto ambiental negativo associado ao uso desta tecnologia nos seus municípios.

Sovacool (2013) e Mey e Diesendorf (2018) referem que, no início da década de 1990, também o Estado dinamarquês enfrentou contestação pública, sendo que entre os aspetos que geram maior

descontentamento estão o impacto visual dos parques, o ruído causado pelos equipamentos e o impacto que a instalação dos parques poderá ter nas rotinas de vida e no habitat dos animais. Nesse sentido, desde 1991 passou a ser obrigatório os donos das turbinas provarem (utilizando um método de cálculo pré-estabelecido), antes da instalação de um parque, que o nível de ruído não irá ultrapassar os limites predefinidos. Por outro lado, foram conduzidos estudos sobre o impacto das turbinas eólicas na vida dos pássaros, os quais concluíram que, comparando com outras atividades, a instalação de parques eólicos não acarreta impactos significativos na vida dos pássaros, que acabam por se familiarizar com as turbinas e se desviar em caso de necessidade.

A instabilidade política pode também pôr em causa a evolução positiva do setor eólico. Desde os anos 80, altura em que Portugal começou a mostrar interesse em energias renováveis, o país já atravessou duas graves crises que colocaram em causa o investimento realizado ao longo dos anos. Em situações extremas, as prioridades são redirecionadas para outras áreas, o que coloca em causa a consistência necessária à evolução do setor. A nível político, Portugal tem um historial de governação centrista, alternando entre partidos de centro-esquerda e centro-direita. No entanto, o nível de consenso entre os vários partidos com representação parlamentar é frágil, sem tendência para acordos e entendimentos alargados, o que torna incertas as decisões políticas e compromete políticas de longo prazo.

Do lado dinamarquês, o principal constrangimento que se verifica neste momento está relacionado com a falta de espaço físico para instalação de novos parques eólicos. Por forma a não comprometer o crescimento do setor *onshore*, o Estado tem optado por políticas de substituição de turbinas antigas por novas, mais eficazes e maiores. Por outro lado, a construção de parques eólicos *offshore* tem registado um crescimento nos últimos anos e é tida como uma alternativa viável e consistente à instalação de parques *onshore* já que existe ainda um vasto espaço por explorar e condições de vento geralmente mais favoráveis do que as registadas em terra.

Capítulo VI: Conclusão

As alterações climáticas e as resultantes consequências prejudiciais são um dos problemas centrais do século que estamos a atravessar. O ser humano poderá comprometer o seu futuro e o das próximas gerações se não forem tomadas medidas e adotados comportamentos mais conscientes. É por isso necessário proceder-se rapidamente à transição energética para fontes de energia alternativa, limpa, e renovável, reduzindo drasticamente os níveis de exploração e consumo de combustíveis fósseis como o petróleo, o carvão e o gás natural. São vários os países que já estão a colocar em prática estas alterações, entre os quais os dois que aqui foram analisados. Ambos têm um caminho em comum: a aposta para a transição energética foi maioritariamente focada no desenvolvimento de energia eólica.

A Dinamarca é um país pioneiro neste âmbito. As suas mudanças estão em curso desde os anos 1980, ainda antes do *boom* de acordos europeus e internacionais que têm tomado conta da agenda energética mundial recentemente. A evolução dinamarquesa assenta em vários tipos de políticas públicas, e ainda que as alterações no sistema de tarifas tenham levado a algumas quebras no nível de capacidade instalada, a adoção de subsídios alternativos tem possibilitado à Dinamarca manter-se no caminho de crescimento registado há vários anos.

Por outro lado, Portugal é um exemplo de um país que apenas aderiu às energias renováveis nas décadas mais recentes, mas ainda assim tem registado uma evolução notável que mostra resultados ao nível de países com muitos mais anos de investimento no setor. Através da análise das políticas aplicadas no país, é possível perceber que a evolução portuguesa é particularmente justificada pelo valor atrativo de tarifas fixas que empolgou os investidores e fez disparar a capacidade instalada no país. Existem algumas políticas de benefícios fiscais estipuladas nos PNAER do país, no entanto os seus impactos parecem ser muito reduzidos. Esta forte aposta realizada numa só política torna o futuro incerto, uma vez que com o aproximar do fim deste sistema de remuneração o país corre o risco de sofrer uma estagnação, ou mesmo redução, do total de potência instalada e produção eólica.

Ainda assim, através da análise elaborada ao longo deste trabalho é possível concluir qual é de facto o principal fator de diferenciação da evolução registada na Dinamarca face a Portugal: o envolvimento de toda a comunidade no processo de transição energética, não só através de atuação direta, mas também nos processos de decisão. Uma segunda diferença reside na existência de um forte 'cluster' de equipamentos para a produção de energia eólica na Dinamarca, o que não se verifica em Portugal.

A Dinamarca tem historicamente uma cultura de proteção do meio ambiente: a capital, Copenhaga, está entre as cidades mais ecológicas do mundo e pretende-se que a cidade dinamarquesa seja a primeira capital neutra em emissões de carbono até 2025. Quando num momento de crise energética associada ao petróleo o então governo dinamarquês pretendia traçar um caminho energético ligado à energia nuclear, a união da comunidade em torno de alternativas mais amigas do meio ambiente foi decisiva para uma mudança de direção no plano de energia do país. No entanto, a participação da população não termina no processo de decisão. A comunidade teve desde cedo um papel ativo no desenvolvimento do setor da energia eólica, investindo individualmente ou em grupos

dentro da comunidade, ainda antes de existirem incentivos financeiros direcionados ao investimento em larga escala. Até 1990, a esmagadora maioria da capacidade instalada, do número de turbinas e da produção de eletricidade via eólica provinha de turbinas privadas.

É consensual que uma rápida e eficaz transição energética precisa de apoio e aceitação pública, existindo uma estreita ligação entre a participação das comunidades e o nível de desenvolvimento do setor. No entanto, em Portugal parecem ter sido descuradas as políticas locais no setor eólico. Não existindo uma receptividade cultural ao nível ambiental em Portugal, tal como acontece na Dinamarca, é necessário criar condições para aumentar a sensibilidade da população relativamente a este tipo de questões. Portugal apresentou desde logo uma abordagem de apoio ao investimento eólico de larga escala, incentivando a instalação da máxima potência possível para o cumprimento das metas internacionais. Não foi prioridade envolver a comunidade no investimento que estava a ser realizado, nem existiu sensibilização suficiente para esclarecer o plano que se pretendia adotar. Sem este tipo de abordagem, o nível de aceitação do setor é colocado em risco. A população consegue observar os aspetos negativos dos parques eólicos facilmente: o impacto visual, o ruído, as possíveis alterações no turismo e na biodiversidade. Por outro lado, não é tão fácil percecionar os impactos negativos da exploração de combustíveis fósseis, uma vez que não são visíveis no imediato e parecem estar distantes no tempo. Desta forma, não é intuitivo perceber a necessidade de uma transição deste nível, ainda menos em comunidades nas quais as questões ambientais raramente se tinham colocado.

Ainda que Portugal tenha alcançado os objetivos a que se propôs, e tenha atingido valores de capacidade instalada e produção muito próximos da Dinamarca sem este tipo de política, seria interessante no futuro refletir sobre qual seria o impacto se a intervenção a nível local tivesse existido desde o início. É possível que fossem atingidos resultados ainda mais promissores ou num espaço de tempo ainda mais reduzido. É ainda de notar que a aceitação e envolvimento local são importantes para viabilizar as opções estratégicas no longo prazo.

Referências Bibliográficas

IRENA (2012), *30 Years of Policies for Wind Energy: Lessons from 12 Wind Energy Markets*. Abu Dhabi, IRENA.

Acórdão de 13 de março de 2001, PreussenElektra AG vs Schleswag AG, C-379/98, ECLI:EU:C:2001:160.

Acordo de votação entre o Governo (esquerda, Aliança Liberal, Partido do Povo Conservador) e o Partido do Povo Dinamarquês: novo modelo de apoio eólico e solar para 2018-2019 (Stemmeaftale mellem Regeringen (Venstre, Liberal Alliance, Det Konservative Folkeparti) og Dansk Folkeparti om ny støttemodel for vind og sol i 2018-2019). 2017.

Anúncio n.º 56/2001 de 30 de abril. Diário da República n.º 111/2001, Série II. Ministério da Economia - Direcção-Geral da Energia.

BENTO, Nuno; FONTES, Margarida (2015 a), "Spatial diffusion and the formation of a technological innovation system in the receiving country: The case of wind energy in Portugal", *Environmental Innovation and Societal Transitions*, 15, pp.158-179.

BENTO, Nuno; FONTES, Margarida (2015 b), "The construction of a new technological innovation system in a follower country: Wind energy in Portugal", *Technological Forecasting & Social Change*, 99, pp.197-1210.

BILALI, Hamid (2019), "The Multi-Level Perspective in Research on Sustainability Transitions in Agriculture and Food Systems: A Systematic Review", *Agriculture*, 9 (4), pp.1-24.

BERGEK, Anna; HEKKERT, Marko; JACOBSSON, Staffan; MARKARD, Jochen; SANDÉN, Björn; TRUFFER, Bernhard (2015), "Technological innovation systems in contexts: Conceptualizing contextual structures and interaction dynamics", *Environmental Innovation and Societal Transitions*, 16, pp. 51-64.

BRICK, Kerri; VISSER, Martine (2011), "Green certificate trading", *Journal of Energy in Southern Africa*, 22 (1), pp.42-54.

CANIËLS, Marjolein; ROMJIN, Henny (2008), "Strategic niche management: towards a policy tool for sustainable development", *Technology Analysis & Strategic Management*, 20 (2), pp.245 – 266.

COM(97) 599, *Comunicação da Comissão: Energia para o Futuro: Fontes de Energia Renováveis. Livro Branco para uma Estratégia e um Plano de Ação comunitários*. Bruxelas. 1997.

COM(2006) 105, *Livro Verde – Estratégia europeia para uma energia sustentável, competitiva e segura*. Bruxelas. 2006.

COM(2007) 1, *Comunicação Da Comissão ao Conselho e ao Parlamento Europeu: Uma Política Energética Para A Europa*. Bruxelas. 2007.

COM(2015) 192, *Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu, ao Conselho, ao Comité Económico e Social Europeu e ao Comité das Regiões: Estratégia para o Mercado Único Digital na Europa*. Bruxelas, 2015.

COM(2016) 761, *Alterações do Parlamento Europeu à proposta da Comissão que altera a Diretiva 2012/27/UE relativa à eficiência energética*. Bruxelas, 2018.

COM(2016) 767, *Alterações do Parlamento Europeu à proposta da Comissão relativa à promoção da utilização de energias de fonte renovável*. Bruxelas, 2018.

COM(2016) 860, *Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu, ao Conselho, ao Comité Económico e Social Europeu, ao Comité das Regiões e ao Banco Europeu de Investimento: Energias limpas para todos os europeus*. Bruxelas, 2016.

COM(2018) 773, *Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu, ao Conselho Europeu, ao Conselho, ao Comité Económico e Social Europeu, ao Comité Das Regiões e ao Banco Europeu de Investimento: Um Planeta Limpo para Todos Estratégia a longo prazo da UE para uma economia próspera, moderna, competitiva e com impacto neutro no clima*. Bruxelas, 2018.

Conselho Nacional do Ambiente e do Desenvolvimento Sustentável. *Parecer sobre o Programa Nacional para as Alterações Climáticas*. Lisboa, 2001.

COUTURE, Toby; GAGNON, Yves, (2010), "An analysis of feed-in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment". *Energy Policy*. 38 (2), pp. 955–965.

CURTIN, Joseph; MCINERNEY, Celine; JOHANNSDOTTIR, Lara (2018), "How can financial incentives promote local ownership of onshore wind and solar projects? Case study evidence from Germany, Denmark, the UK and Ontario", *Local Economy*, 33 (1), pp.40–61.

Danish Energy Agency (2019), *Conditions for tender of aid for electricity generated at onshore wind turbines, solar PV installations and open door offshore wind turbines* (draft). Copenhagen, DEA.

Danish Energy Agency (2012), *Energy Policy in Denmark*. Copenhagen, DEA.

Danish Energy Agency (2018), *Fact sheet on the result of the technology neutral tender 2018*. Copenhagen, DEA.

Danish Energy Authority (2005). *Offshore Wind Power – Danish Experiences and Solutions*. Copenhagen, DEA.

Danish Energy Agency (2008), *Promotion of Renewable Energy Act: Act n.º 1392 of 27 December 2008*, Copenhagen, DEA.

Decreto-Lei n.º 446/76 de 5 de junho. Diário da República n.º 132/1976, Série I. Ministério da Indústria e Tecnologia.

Decreto-Lei n.º 189/88 de 27 de maio. Diário da República n.º 123/1988 – Série I. Ministério da Indústria e Energia.

Decreto-Lei n.º 195/94 de 19 de julho. Diário da República n.º 165/1994, Série I-A. Ministério da Indústria e Energia.

Decreto-Lei n.º 168/99 de 18 de maio. Diário da República n.º 115/1999 – Série I-A. Ministério da Economia.

Decreto-Lei n.º 312/2001 de 10 de dezembro. Diário da República n.º 284/2001, Série I-A. Ministério da Economia.

Decreto-Lei n.º 339-C/2001 de 29 de dezembro. Diário da República n.º 300/2001, 1º Suplemento, Série I-A. Ministérios da Economia e do Ambiente e do Ordenamento do Território.

Decreto-Lei n.º 33-A/2005 de 16 de fevereiro. Diário da República n.º 33/2005, 1º Suplemento, Série I-A. Ministério das Atividades Económicas e do Trabalho.

Decreto-Lei n.º 225/2007 de 31 de maio. Diário da República n.º 105/2007, Série I. Ministério da Economia e da Inovação.

Decreto-Lei n.º 165/2008 de 21 de agosto. Diário da República n.º 161/2008, Série I. Ministério da Economia e da Inovação.

Decreto-Lei n.º 51/2010 de 20 de maio. Diário da República n.º 98/2010, Série I. Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento.

Decreto-Lei n.º 35/2013 de 28 de fevereiro. Diário da República n.º 42/2013, Série I. Ministério da Economia e do Emprego.

Decreto-Lei n.º 94/2014 de 24 de junho. Diário da República n.º 119/2014, Série I. Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia.

Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20 de outubro. Diário da República n.º 202/2014, Série I. Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia.

Decreto sobre a Lei do Fornecimento de Eletricidade (Bekendtgørelse af lov om elforsyning). 2006.

Decreto sobre a Lei de Promoção de Energias Renováveis (Bekendtgørelse af lov om fremme af vedvarende energi). 2009.

Decreto sobre a Medição de Rede para Produtores de Eletricidade para Necessidades Próprias (Bekendtgørelse om nettoafregning for egenproducenter af elektricitet). 2017.

Despacho n.º 9274/2002 de 2 de abril. Diário da República n.º 105/2002, Série II. Ministério da Educação.

Despacho n.º 27 415-A/2002 de 30 de novembro. Diário da República n.º 302/2002, Série II. Ministério da Economia.

Despacho n.º 19207/2003 de 15 de setembro. Diário da República n.º 232/2003, Série II. Ministério da Economia.

Despacho n.º 27461-A/2004 de 16 de dezembro. Diário da República n.º 305/2004, Série II. Ministério das Atividades Económicas e do Trabalho.

Despacho n.º 17057/2005 de 21 de julho. Diário da República n.º 151/2005, Série II. Ministério da Economia e da Inovação.

Despacho n.º 2438-A/2006 de 23 de janeiro. Diário da República n.º 21/2006, Série II. Ministério da Economia e da Inovação.

Despacho n.º 691/2006 de 9 de dezembro. Diário da República n.º 8/2006, Série II. Ministério da Economia e da Inovação.

Despacho n.º 32276-A/2008 de 5 de dezembro. Diário da República n.º 243/2008, Série II. Ministério da Economia e da Inovação.

DGEG, “Renováveis: estatísticas rápidas - nº 172 - fevereiro de 2019”. Disponível em: <http://www.dgeg.gov.pt/?cn=6891700271487149AAAAAAAA>.

DELICADO, Ana; SILVA, Luís; JUNQUEIRA, Luís; HORTA, Ana; FONSECA, Susana; TRUNINGER, Mónica (2013), “Ambiente, paisagem, património e economia: Os conflitos em torno de parques eólicos em Portugal”, *Revista Crítica de Ciências Sociais*, 100, pp.11-36.

DELICADO, Ana; JUNQUEIRA, Luís; FONSECA, Susana; TRUNINGER, Mónica; SILVA, Luís; HORTA, Ana; FIGUEIREDO, Elisabete (2013), “Not in Anyone’s Backyard? Civil Society Attitudes towards Wind Power at the National and Local Levels in Portugal”, *Science & Technology Studies*, 27 (2), pp.49-71.

Diretiva 96/92/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 19 de dezembro de 1996, OJ L 27, 30.1.1997, p. 20–29.

Diretiva 98/30/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 22 de junho de 1998, OJ L 204, 21.7.1998, p. 1–12.

Diretiva 2001/77/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 27 de setembro de 2001, OJ L 283, 27.10.2001, p. 33–40.

Diretiva 2003/54/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho de 2003, OJ L 176, 15.7.2003, p. 37–56.

Diretiva 2003/55/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho de 2003, OJ L 176, 15.7.2003, p. 57–78.

Diretiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de abril de 2009, OJ L 140, 5.6.2009, p. 16–62.

Diretiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, OJ L 211, 14.8.2009, p. 55–93.

Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, OJ L 211, 14.8.2009, p. 94–136.

E2p – energias endógenas de Portugal (2018), *Parques Eólicos em Portugal*. Lisboa, E2p.

EDP, “EDP associa-se à Principle Power para Eólicas Offshore”. Disponível em: <https://portugal.edp.com/pt-pt/noticias/edp-associa-se-a-principle-power-para-eolicas-offshore>.

EDP, “Projeto Windfloat Atlantic avança para a fase de instalação de turbinas”. Disponível em: <https://www.edp.com/pt-pt/noticias/2019/07/17/projeto-windfloat-atlantic-avanca-para-a-fase-de-instalacao-de-turbinas>.

EDP, “Windfloat”. Disponível em: <https://www.edp.com/pt-pt/windfloat>.

European Union Emissions Trading Scheme – legal point of view, “Energy Package”. Disponível em <https://www.emissions-euets.com/third-energy-package>.

European Commission, *Causas das alterações climáticas*. Disponível em: https://ec.europa.eu/clima/change/causes_pt.

European Commission, *EU funding possibilities in the energy sector*. Disponível em: <https://ec.europa.eu/energy/en/funding-and-contracts/eu-funding-possibilities-in-the-energy-sector>.

European Commission, *Fundos Estruturais e de Investimento Europeus*. Disponível em: https://ec.europa.eu/regional_policy/pt/funding/.

European Environment Agency (2015), *The European Environment - State and Outlook 2015: Global megatrends - Intensified global competition for 4 resources*. Copenhaga, EEA.

FARTASH, Kiarash; DAVOUDI, Seyed (2012), “Innovation Management with emphasis on Technological Innovation System”, *Arth Prabhand: A Journal of Economics and Management*, 1 (4).

Fichas temáticas sobre a União Europeia – Parlamento Europeu, “Mercado interno da energia”. Disponível em: <http://www.europarl.europa.eu/factsheets/pt/sheet/45/mercado-interno-da-energia>.

Fichas temáticas sobre a União Europeia – Parlamento Europeu, “Política energética: princípios gerais”. Disponível em: <http://www.europarl.europa.eu/factsheets/pt/sheet/68/politica-energetica-principios-gerais>.

GEELS, Frank; SCHOT, Johan (2007), “Typology of sociotechnical transition pathways”, *Research Policy*, 36, pp.399–417.

GEELS, Frank (2011), “The multi-level perspective on sustainability transitions: Responses to seven criticisms”, *Environmental Innovation and Societal Transitions*, 1, pp.34-40.

HUANG, Ming-Yuan; ALAVALAPATI, Janaki R.R.; CARTER, Douglas R.; LANGHOLTZ, Matthew H. (2007), “Is the choice of renewable portfolio standards random?”, *Energy Policy*, 35, pp.5571-5575.

IEA Wind TCP: *Annual Reports. 1978-2017*. Colorado, IEA Wind.

João Matos Fernandes (2019), Ministério do Ambiente e da Transição Energética. Apresentação do Plano Nacional de Energia e Clima. Lisboa.

Jörn Banasiak (2015). *Renewable energy policy database and support – National profile: Denmark*. Berlim, Res-Legal Europe.

KARNØE, Peter; GARU, Raghu (2012), “Path Creation: Co-creation of Heterogeneous Resources in the Emergence of the Danish Wind Turbine Cluster”, *European Planning Studies*, 20 (5), pp. 733-752.

LEMMING, Jørgen Kjærgaard; ANDERSEN, Per Dannemand; MADSEN, Peter Hauge (1999), Wind power in Denmark. *School of energy studies*. Buenos Aires, 23-27 Agosto 1999.

LOORBACH, Derk; RAAK, Roel (2006), *Strategic Niche Management and Transition Management: different but complementary approaches*, Rotterdam, Erasmus University.

LOOVINFOSSE, Isabelle de; VARONE, Frédéric (2004), *Renewable Electricity Policies in Europe – Tradable Green Certificates in Competitive Markets*. Louvain, Presses Universitaires de Louvain.

Martifer Group: Press Release: Complexo Industrial da Martifer recebe visita do Primeiro-Ministro e do Ministro da Economia. Disponível em http://martifer.com/fotos/noticias/20091121pm_15433404624e148dc2a3c84.pdf.

MARTINS, Ana (2010), *As Parcerias Público-Privadas no Sector das Energias Renováveis: O caso da Energia Eólica*, Dissertação de Mestrado em Engenharia Civil, Lisboa, Instituto Superior Técnico.

MCBRYAN, Jeremy (2009), “Denmark Energy Policy: Success in Achieving Energy Independence and Establishing an International Wind Energy Industry”, *University of Florida Journal of Law & Public Policy*, 20, pp.329-345.

MENDONÇA, Miguel (2007), *Feed-in Tariffs: Accelerating the Deployment of Renewable Energy*, Londres, Earthscan.

MEY, Franziska; DIESENDORF, Mark (2018), “Who owns an energy transition? Strategic action fields and community wind energy in Denmark”, *Energy Research & Social Science*, 35, pp.108-117.

MEYER, Niels (2007), “Learning from Wind Energy Policy in the EU: Lessons from Denmark, Sweden and Spain”, *European Environment*, 17, pp.347-362.

Ministério do Ambiente e da Transição Energética (2019), *Plano Nacional Integrado Energia e Clima 2021-2030*. Lisboa.

Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia (2015), *Compromisso para o Crescimento Verde*. Lisboa.

Ministério do Ambiente (2007), *Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico*. Lisboa.

Ministério da Economia e da Inovação (2007), *Energias Renováveis em Portugal*. Lisboa.

Ministério da Economia (2001), *Programa E4: Eficiência Energética e Energias Endógenas*. Lisboa.

Ministério da Energia (2014), *Denmark's National Energy Efficiency Action Plan (NEEAP)*. Copenhaga.

Ministério da Energia (2017), *Denmark's National Energy Efficiency Action Plan (NEEAP)*. Copenhaga.

Ministério da Energia (2010), *National Action Plan for Renewable Energy in Denmark*. Copenhaga.

Ministério da Energia. *The Second Danish National Energy Efficiency Action Plan under Directive 2006/32/EC*. s.d.

Ministério do Meio Ambiente e Energia (1996), *Energia 21: Plano de Ação para Energia do Governo de 1996*. (Energi 21: Regeringens energihandlingsplan 1996. Copenhaga.

Ministry of Taxation (2009), *Danish Tax Reform 2010 – Paper to the OECD WP 2 meeting November 2009*. Copenhaga

MOJTAHED, Vahid (2010), *A Market-Based Governance for Tradeable Green Certificates*, Dissertação de Doutoramento em Economia, Veneza, Universidade de Veneza.

Möller, Bernd (2010), “Spatial analyses of emerging and fading wind energy landscapes in Denmark”, *Land Use Policy*, 27, pp.233-241.

NASIRI, Fuzhan; ZACCOUR, Georges (2010), “Renewable Portfolio Standard Policy: A Game-theoretic Analysis”, *INFOR Journal*, 48 (4), pp.251-260.

OECD (1999), “OECD Country Studies – Denmark - Regulatory Reform in Electricity”. *OECD Journal of Competition Law and Policy*. Paris, OECD.

Ordem Executiva 73/2013 para regime de certificação técnica de turbinas eólicas (Bekendtgørelse om teknisk certificeringsordning for vindmøller). 2013.

OS 3 D da energia: Digitalizar, Descentralizar, Descarbonizar. Expresso. Lisboa, 2018.

PEÑA, Ivonne; AZEVEDO, Inês; FERREIRA, Luís (2014), “Economic analysis of the profitability of existing wind parks in Portugal”, *Energy Economics*, 45, pp.353-363.

PEÑA, Ivonne; AZEVEDO, Inês; FERREIRA, Luís (2017), “Lessons from wind policy in Portugal”, *Energy Policy*, 103, pp.193-202.

Portaria n.º 286/2011 de 31 de outubro. Diário da República n.º 209/2011, Série I. Ministério da Economia e do Emprego.

PRADO, Miguel – Governo lança concurso internacional para 1700 MW de energia eólica. Público. Lisboa. 18 de julho de 2005.

RATINEN, Mari; LUND, Peter (2015), “Policy inclusiveness and niche development: Examples from wind energy and photovoltaics in Denmark, Germany, Finland, and Spain”, *Energy Research & Social Science*, 6, pp.136-145.

Regulamento (CE) n.º 713/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, OJ L 211, 14.8.2009, p. 1–14.

Regulamento (CE) n.º 714/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, OJ L 211/15, p. 15–35.

Regulamento (CE) n.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, OJ L 211, 14.8.2009, p. 36–54.

REN - Rede Elétrica Nacional, “Breve Descrição do sistema RECS”. Disponível em: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoCertificados/Paginas/BreveDescricao.aspx>.

REN - Rede Elétrica Nacional, “Informação Sobre a Rede Nacional de Transporte”. Disponível em: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoTecnica/Paginas/CentraIsHidroelectricas.aspx>.

República Portuguesa (2010), *Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis ao abrigo da Diretiva 2009/28/CE*.

Resolução do Conselho de Ministros n.º 68/94 de 28 de julho. Diário da República n.º 185/1994, Série I-B. Presidência do Conselho de Ministros.

Resolução do Conselho de Ministros n.º 154/2001 de 27 de setembro. Diário da República, n.º 243/2001, Série I-B. Presidência do Conselho de Ministros.

Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003 de 13 de março. Diário da República n.º 98/2003, Série I-B de 2003-04-28. Presidência do Conselho de Ministros.

Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013 de 28 de fevereiro. Diário da República n.º 70/2013, Série I. Presidência do Conselho de Ministros.

RIBEIRO, Fernando; FERREIRA, Paula; BRAGA, Madalena (2014), “Public opinion on renewable energy technologies in Portugal”, *Energy*, 69, pp.39-50.

RUSCHE, Tim (2015), *EU Renewable Electricity Law and Policy – From National Targets to a Common Market*. Cambridge, Cambridge University Press.

SOARES, Cláudia; Silva, Suzana da (2014), *Direito das Energias Renováveis*. Coimbra, Almedina.

SOVACOOOL, Benjamin (2013), “Energy policy making in Denmark: Implications for global energy security and sustainability”, *Energy Policy*, 61, pp.826-839.

TEIXEIRA, Eduardo; SALAVISA, Isabel (2013), “Energy, innovation and competition: how public policies’ coordination may contribute to a new energy model”, *DINÂMIA-CET/IUL Working Paper*, n.º 2013/10, Lisboa.

The Danish Government (2018), *Energy Agreement of 29 June 2018*. Copenhaga.

The Danish Government (2011), *Energy Strategy 2050 – from coal, oil and gas to green energy*. Copenhaga.

EWEA (2009), *The Economics of Wind Energy – A report by the European Wind Energy Association*. Bruxelas, EWEA.

Um século de energia em Portugal. Público. Lisboa, 2015