

# **Enquadramento Legal e Estudo Económico de Parques Eólicos**

Tiago Filipe Coelho Durães

Relatório Final do Estágio Curricular apresentado à

**Escola Superior de Tecnologia e Gestão**

**Instituto Politécnico de Bragança**

Para obtenção do grau de Mestre em

**Energias Renováveis e Eficiência Energética**

Orientado por:

Professor Doutor Orlando Manuel de Castro Ferreira Soares

e

Professor Doutor José Saraiva

2015/2016

# Resumo

Portugal, no intuito de alcançar metas ambientais e económicas a que se propôs, e de reduzir a dependência das importações de energia, tem aumentado o investimento em eletricidade produzida a partir de energias renováveis (FER-E).

Apesar do consenso em torno da sua utilização, as energias renováveis deparam-se com barreiras de várias ordens que dificultam a sua difusão no mercado. A atuação do Estado neste enquadramento passa por criar modelos de promoção da FER-E.

A maioria dos países da União Europeia, incluindo Portugal, aplica as tarifas *feed-in* (FIT) como instrumento central de suporte à FER-E, inserido num modelo de apoio que contempla outros parâmetros de construção considerados críticos para o seu sucesso.

No seguimento do estágio realizado na empresa Senvion Portugal a presente tese explora os programas e modelos de apoio às FER-E em Portugal, nomeadamente as que se referem à energia eólica. Bem como os trabalhos realizados com as equipas de O&M e a realização de um estudo de viabilidade económica da substituição de aerogeradores no parque eólico de Picos Verdes II.

**Palavras-chave:** Fontes de energia renovável, Tarifas *feed-in*, Legislação, Senvion.

# Abstract

In order to meet the agreed environmental and economic goals and to reduce its energy imports dependence, Portugal has increased the investment in electricity generated from renewable energy sources (RES-E).

Despite the global consensus on their use, renewable energies face several types of barriers that hinder their diffusion in the market. The roll of the State in this framework is to create RES-E support mechanisms.

Most European Union countries, including Portugal, apply the feed-in tariffs (FIT) as the main support instrument for RES-E, included in a support model with other construction parameters considered critical to its success.

Pursuance an internship performed in the company Senvion Portugal this thesis explores the programs and support models to RES-E in Portugal, particularly those relating to wind energy . As well as the work done with the teams of O & M as well a economic viability study of wind turbines substitution in the wind farm Picos Verdes II.

**Keywords:** Renewable energy sources, Feed-in tariffs, Legislation, Senvion.

# Abreviaturas

**FER** – Fontes Renováveis de Energia

**FER-E** – Produção elétrica proveniente das Fontes de Energia Renovável

**FIT**- *Feed-in Tariff*

**UE** – União Europeia

**O&M** – Operação e Manutenção

**EPI** – Equipamento de proteção individual

**CAC** – Comissão para as Alterações Climáticas

**PNAC** – Programa Nacional para as Alterações Climáticas

**EDP** – Energias de Portugal

**EDPSU** – Energias de Portugal Serviços Universais

**CAE** – Contratos de Aquisição de Energia

**CME** – Contratos de Manutenção de Equilíbrio

**MIBEL** – Mercado Espanhol e Mercado Elétrico Português

**ERSE** – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

**DL** – Decreto-Lei

**DGEG** – Direção Geral de Energia e Geologia

**SEN** – Sistema Elétrico Nacional

**SEI** – Sistema Elétrico Independente

**SEP** – Sistema Elétrico Público

**PSRN 2000** – Plano Sectorial da Rede Natura 2000

**RESP** – Rede Energética de Serviço Público

**DIA** – Declaração de Impacto Ambiental

**DIncA** – Declaração de Incidências Ambientais

**ORD** – Operador da Rede de Distribuição

**RD** – Rede de Distribuição

**RT** – Rede de Transporte

**MAT** – Muita Alta Tensão

**AT** – Alta Tensão

**MT** – Média Tensão

**BT** – Baixa Tensão

**VAL** – Valor Atual Líquido

**TIR** – Taxa Interna de Rentabilidade

**IGBT** – *Insulated Gate Bipolar Transistor*

# Índice

1.	Introdução.....	1
1.1.	Visão Global.....	1
1.1.1.	Países líderes em produção renovável .....	2
1.1.2.	Energia eólica em Portugal.....	4
1.2.	Objetivos .....	6
1.3.	Estrutura e organização.....	6
2.	Senvion .....	7
2.1.	Introdução.....	7
2.2.	Senvion SE .....	7
2.3.	Senvion Portugal SA .....	8
2.3.1.	Apresentação dos serviços de O&M .....	8
2.3.2.	Organização dos serviços de O&M.....	8
2.4.	Aerogeradores Senvion .....	10
2.5.	Componentes do aerogerador .....	11
2.5.1.	Descrição dos principais componentes .....	12
2.5.1.1.	<i>Nacelle</i> .....	12
2.5.1.2.	Rotor.....	13
2.5.1.3.	Sistema de Transmissão.....	13
2.5.1.4.	Gerador .....	14
2.5.1.5.	Sistema de orientação.....	14
2.5.1.6.	Sistema de controlo .....	14
2.5.1.7.	Torre.....	15
2.5.1.8.	Curva de potência e principais características .....	16
2.6.	Cronologia de trabalhos realizados .....	17
2.7.	Procedimentos de O&M .....	20
3.	Políticas de difusão eólica .....	22
3.1.	Introdução.....	22
3.2.	Políticas de difusão da energia eólica .....	22
3.3.	Mecanismos políticos.....	26
3.4.	Principais intervenientes no mercado energético .....	32
3.5.	Conclusão .....	35
4.	Enquadramento legal Nacional.....	36
4.1.	Introdução.....	36
4.2.	Alterações legislativas .....	37

4.2.1.	Decreto-Lei nº 189/88 .....	37
4.2.2.	Decreto-Lei nº 313/95 .....	38
4.2.3.	Decreto-Lei nº 168/99 .....	38
4.2.4.	Decreto-Lei nº 312/2001 e 339-C/2001 .....	40
4.2.5.	Decreto-Lei nº 33 A/2005 .....	42
4.2.6.	Decreto-Lei nº 225/2007 .....	43
4.2.7.	Projetos abrangidos pelo Decreto-Lei nº 197/2005.....	44
4.2.8.	Decreto-Lei 51/2010.....	45
4.2.9.	Decreto-Lei n.º 35/2013 .....	46
4.2.10.	Portaria n.º 243/2013.....	49
4.2.11.	Decreto-Lei n.º 94/2014.....	50
4.2.12.	Portaria n.º 102/2015 .....	50
4.3.	Sistema Eléctrico Nacional (SEN).....	51
4.4.	Certificados Verdes .....	52
4.5.	Conclusão .....	53
5.	Estudo de viabilidade económica .....	56
5.1.	Introdução.....	56
5.2.	Formulação Tarifária .....	56
5.2.1.	Tarifa <i>Feed-in</i> .....	57
5.2.1.1.	Coeficiente $KMHO_m$ .....	57
5.2.1.2.	Parcela fixa.....	58
5.2.1.3.	Parcela variável .....	59
5.2.1.4.	Parcela ambiental .....	60
5.2.1.5.	Fator de atualização .....	60
5.2.1.6.	LEV.....	61
5.2.1.7.	Coeficiente <i>Z</i> .....	61
5.3.	Alterações a fórmula remuneratória .....	62
5.4.	Parque em estudo .....	62
5.4.1.	Local .....	63
5.4.2.	Tipo de máquinas .....	63
5.5.	Caso em estudo .....	64
5.5.1.	Considerações iniciais .....	64
5.5.3.	Encargos do projeto .....	65
5.6.	Resultados .....	65
5.6.1.	Cenário a).....	65
5.6.2.	Cenário b).....	67

5.6.3. Cenário c).....	68
5.7. Conclusões.....	69
<b>Bibliografia</b> .....	70
<b>Anexos</b> .....	73

# Índice figuras

Figura 2: Capacidade de energia eólica em cinco regiões de Portugal continental de 1992 - 2010 (INEGI 2010) .....	4
Figura 4: Potência média e número de máquinas instaladas em Portugal de 1996 - 2014 (e2p,2014) .....	5
Figura 5: Historial de empresas fundadoras da Senvion SE (CP, 2015).....	7
Figura 6: Caracterização de um sistema de controlo e monitorização de um parque (iomp, 2006) .....	9
Figura 7: Gama dos aerogeradores Senvion apresentada cronologicamente (cp, 2015) .....	10
Figura 8: aerogeradores produzidos pela Senvion SE (Figura baseada cp, 2015).....	11
Figura 9: componentes da mm92 (Mmm92) .....	12
Figura 10: interior da nacelle e do <i>hub</i> mm92 (cp, 2015) .....	13
Figura 11: Principais características MM92 (CP, 2015) .....	16
Figura 12: localização dos parques, instalações e armazéns da Senvion Portugal (documento Senvion).....	20
Figura 14: Parte do manual de manutenção (documento Senvion) .....	21
Figura 15: Mapa de elevação Portugal continental (esquerda) Velocidade média do vento para 60m (direita) (Simões, 2004).....	23
Figura 16: previsão de capacidade instalada de fer período 2011 - 2020 (DR, 2010) .....	24
Figura 17: Estimativa dos pagamentos aos promotores eólicos e pagamentos declarados (IP, 2014) .....	31
Figura 18: Promotores de parques eólicos por percentagem de capacidade instalada até 2010 (inegi, 2010).....	32
Figura 19: Principais intervenientes no mercado tarifário português (elaboração própria) .....	34
Figura 20: Áreas classificadas no âmbito da rede natura 2000 (MAOT).....	44
Figura 21: regime remuneratório vigente no DL nº 225/2007 e no nº 51/2010 (elaboração própria).....	46
Figura 22: Quadro de Alternativas remuneratórias (elaboração própria) .....	47
Figura 23: esquema cronológico de remunerações de 1992 – 2036 (elaboração própria) .....	48
Figura 24: organização geral do Sistema elétrico nacional (JN, 2012).....	52
Figura 25: Fórmula de cálculo de certificados verdes.....	53
Figura 26: Pagamento médio da fit entre 1992 - 2010 em euros/mwh (erse, 2011) .....	54
Figura 27: Enquadramento regional e local da área em estudo (documento unit).....	63
Figura 28: Tabela de encargos (elaboração própria) .....	65
Figura 29: Linha temporal de remuneração (elaboração própria).....	66
Figura 30: média da produção mensal (elaboração própria).....	66
Figura 31: Análise de resultados e Análise de sensibilidade, cenário a) (elaboração própria) ...	67
Figura 32: ANÁLISE DE RESULTADOS E ANÁLISE DE SENSIBILIDADE, CENÁRIO b) (ELABORAÇÃO PRÓPRIA) .....	68
Figura 33: ANÁLISE DE RESULTADOS E ANÁLISE DE SENSIBILIDADE, CENÁRIO B) (ELABORAÇÃO PRÓPRIA) .....	68
Figura 34: Níveis de referência (DR, 2005).....	75
Figura 35: Curva tensão-tempo da capacidade exigida aos centros produtores eólicos para suportarem cavas de tensão (DR, 2005) .....	76
Figura 36: Curva de fornecimento de reativa pelos centros produtores eólicos durante cavas de tensão (DR, 2005).....	77

# Índice Tabelas

Tabela 1: Capacidade global de energia eólica de 2005 – 2011 (elaboração própria com base no (eia, 2014) .....	3
Tabela 2: curva de potência Tabelada (elaboração própria) .....	17
Tabela 3: cronologia dos trabalhos realizados (elaboração própria).....	19
Tabela 4: Políticas de apoio as FER-E em alguns países europeus (elaboração própria).....	27
Tabela 5:apresentação cronológica de adoções de Tarifários em Portugal, ue e outros países (elaboração propria) .....	28
Tabela 6: Valores ilustrativos da formula em vigor das tarifas garantidas na legislação portuguesa (elaboração propria) .....	30
Tabela 7: Alterações a fórmula remuneratória ( elaboração propria).....	62

# 1. Introdução

## 1.1. Visão Global

Finitos, poluentes, segurança de aprovisionamento, instabilidade de preços são as principais temáticas inerentes ao uso de combustíveis fósseis como fonte de energia, as quais têm sido debatidas ao longo das últimas décadas por académicos, políticos e ambientalistas, tendo relançado o interesse pelas energias alternativas enquanto fonte primária de energia.

As políticas da União Europeia (EU) apontam três objetivos estratégicos à política europeia de promoção das fontes de energia renováveis: (i) garantir a segurança no abastecimento energético, uma vez que não dispões de grandes reservas de energias fósseis, representando as energias renováveis, nesta medida, um objetivo geopolítico para a redução de dependência energética; (ii) Promover política ambiental responsável, sendo esta uma das bandeiras centrais das políticas Europeias, e cujos objetivos são a diminuição dos gases efeito estufa e aumento da qualidade do ar; (iii) Competitividade económica traduzindo-se numa nova matriz energética diferente da tradicional. A aposta nas energias alternativas também assume uma importância socioeconómica pela oportunidade de investimento, criação novos postos de trabalho, promovendo a inovação e estimulando economias locais [1].

Em Portugal no ano de 1965 as fontes de energia renovável (FER) representavam cerca de 95% do consumo elétrico, regredindo para 31% em 2000 e aumentando novamente para 35% em 2009 [1]. Portugal é um dos líderes na produção de eletricidade com recurso a energia cinética do vento, desde o início do novo milénio até 2014 a produção da eólica atingiu os 26% do consumo elétrico nacional [2]. Este aumento de produção é consequência das políticas e tarifas que estiveram em vigor ao longo dos mandatos nacionais e europeus.

A nível global, nas últimas décadas o consumo de eletricidade tem aumentado. A Figura 1 mostra que desde 1980 o consumo anual de energia elétrica triplicou, e continua a aumentar. Mesmo que esta tendência signifique que a cada ano se instale mais centrais de combustível fóssil e de energia renovável, é evidente que a energia renovável está a

superar em larga escala a geração tradicional, apresentando um aumento de 32 vezes entre 1980-2011 [3]. Como mostra a Figura, as produções renováveis, hídrica e não hídrica (restantes fontes de energia renováveis) representavam em 2010 cerca de um quarto da potência global instalada. Na última década, devido ao potencial já bastante aproveitado de energia hídrica, as restantes fontes de energia renováveis são as que mais têm crescido, sendo que dessas 60% corresponde a energia eólica.

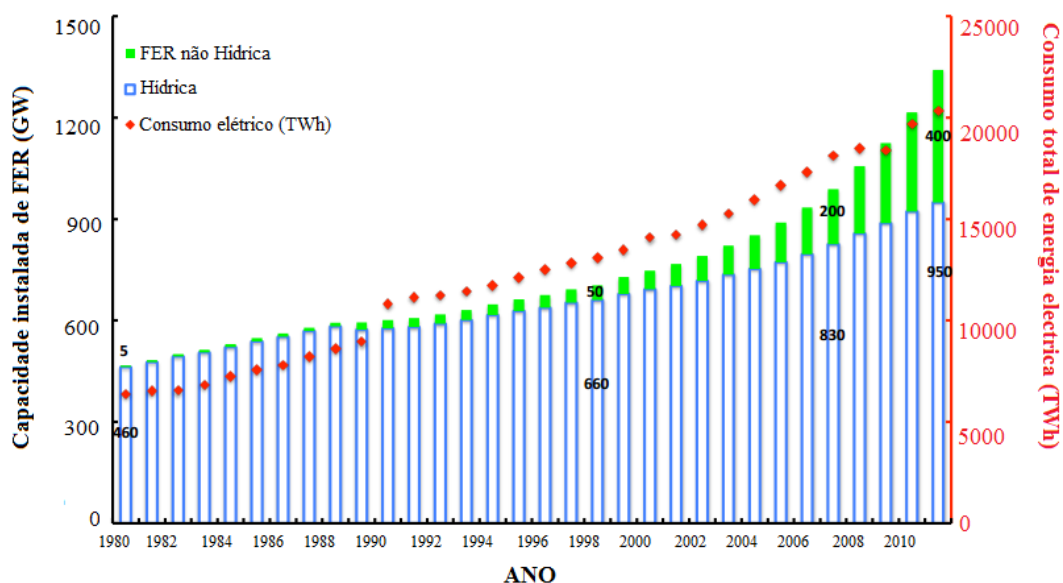


FIGURA 1. CAPACIDADE INSTALADA GLOBAL ACUMULADA DE ENERGIA RENOVÁVEL E CONSUMO TOTAL DE ENERGIA ELÉTRICA [4]

### 1.1.1. Países líderes em produção renovável

A segurança no abastecimento energético e as preocupações ambientais são preocupações transversais a todos os países, sendo por isso que a crescente utilização de FER esteja a ocorrer em muitos países ao redor do mundo. Em 2012, nos EUA a energia eólica foi a tecnologia mais instalada no país, e mais de metade da capacidade instalada foi renovável [5].

Na UE, as energias renováveis foram responsáveis por 70% da capacidade instalada, em que grande parte dessa percentagem correspondeu a eólica. Em 2011, quase 21% do consumo total de eletricidade na UE foi proveniente de fontes renováveis. A Tabela 1 mostra a potência eólica instalada a nível mundial entre 2005 e 2011. Entre 2000 e 2011, a percentagem de energia eólica nas FER, excluindo a hídrica passou de 12% para os 50%.

Os países líderes em energia eólica em 2011<sup>1</sup>, em percentagem na produção total elétrica foram Dinamarca (29%), Portugal (18%), Irlanda (17%), Estado de Falcón (17%), Espanha (15%), Aruba (9%), Lituânia (9%), Alemanha (8%), Grécia (6%) e Nicarágua (5%) [4]

**TABELA 1: CAPACIDADE GLOBAL DE ENERGIA EÓLICA DE 2005 – 2011 (ELABORAÇÃO PRÓPRIA) COM BASE [4]**

<b>Ano</b>	<b>Capacidade eólica total instalada (GW)</b>	<b>Percentagem eólica nas FER excluindo a hídrica</b>	<b>Geração total de energia eólica (TWh)</b>	<b>Percentagem da geração eólica nas FER excluindo a hídrica</b>
<b>2005</b>	60	51%	104	26%
<b>2006</b>	75	54%	132	30%
<b>2007</b>	94	58%	171	34%
<b>2008</b>	121	61%	221	39%
<b>2009</b>	148	62%	276	43%
<b>2010</b>	183	62%	342	45%
<b>2011</b>	237	60%	446	48%

Portugal é um dos países líderes na produção de energia eólica. Em 2013 Portugal tinha em capacidade de energia eólica acumulada aproximadamente 4.470 MW, representando aproximadamente 1,4 % da capacidade total mundial de energia eólica. O crescimento eólico em Portugal começou no início de 2000, coincidindo com a tendência global. Em 2000 Portugal produzia menos de 1% de eletricidade com fontes eólicas e em 2012 a energia eólica correspondeu a 20% da produção elétrica. A grande participação da eólica na produção de eletricidade não aconteceu do dia para a noite, sendo uma consequência de mandatos e políticas Europeias e Nacionais.

---

<sup>1</sup> Ano mais recente para o qual existem dados disponíveis para todos os países.

### 1.1.2. Energia eólica em Portugal

A Figura 2 mostra a capacidade instalada de energia eólica acumulada nas regiões portuguesas (Norte, Centro, Lisboa, Alentejo e Algarve), em dezembro de 2010, em que existiam em Portugal 211 parques. Verifica-se que a maior parte da potência instalada se concentra nas regiões norte e centro. Como mostra a Figura 3, a região com a maior capacidade instalada é o Pinhal Interior Norte, localizado na região Centro, com 563 MW instalados até dezembro de 2010. Esta região por si só constitui 14% da capacidade nacional instalada.

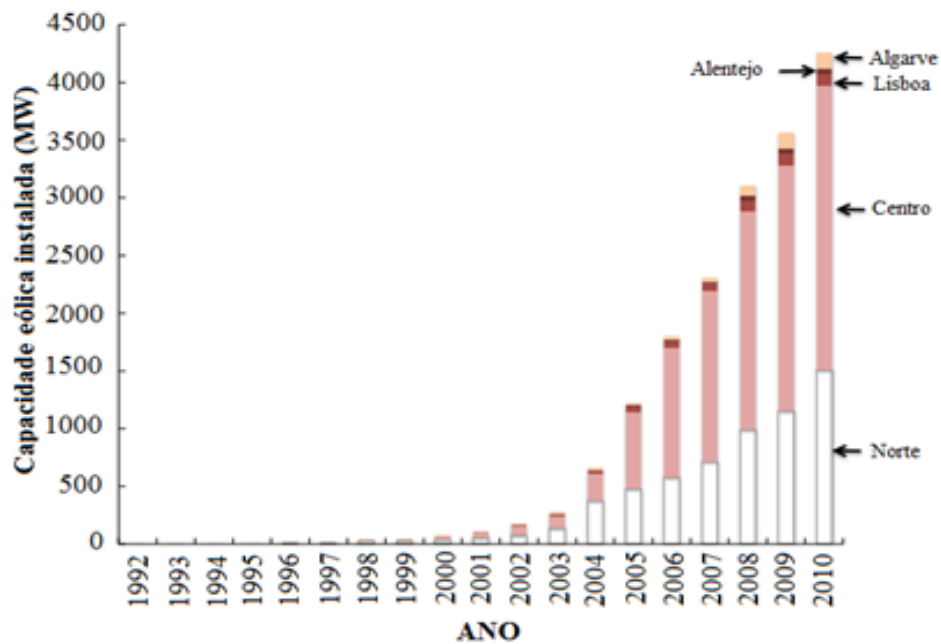


FIGURA 2: CAPACIDADE DE ENERGIA EÓLICA EM CINCO REGIÕES DE PORTUGAL CONTINENTAL DE 1992 - 2010 [6]

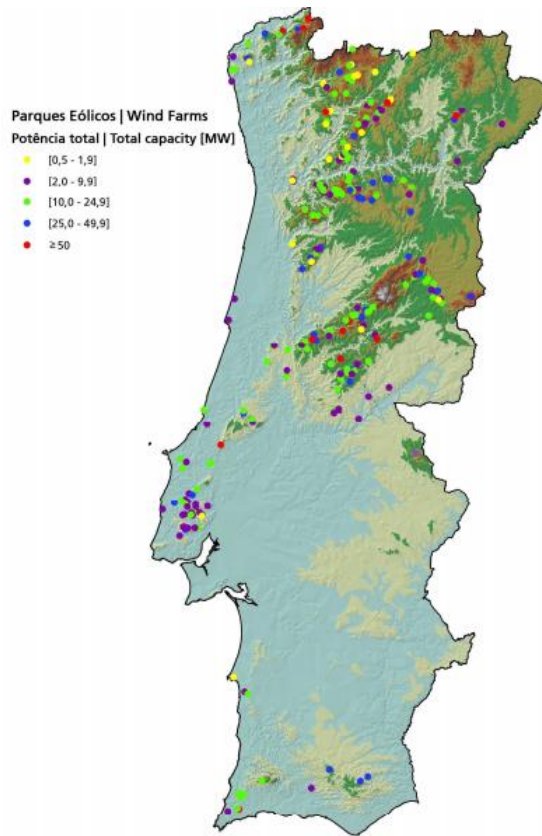


FIGURA 3: LOCALIZAÇÃO DOS PARQUES EÓLICOS E RESPECTIVAS POTÊNCIAS INSTALADAS [7]

Na Figura 4 verificamos o aumento contínuo do número de máquinas instaladas e também a potência média dos aerogeradores. A partir de 2012 verificou-se apenas o aumento das potências instaladas por máquina, sendo que o número de aerogeradores instalados volta aos níveis de 2002 e 2003.

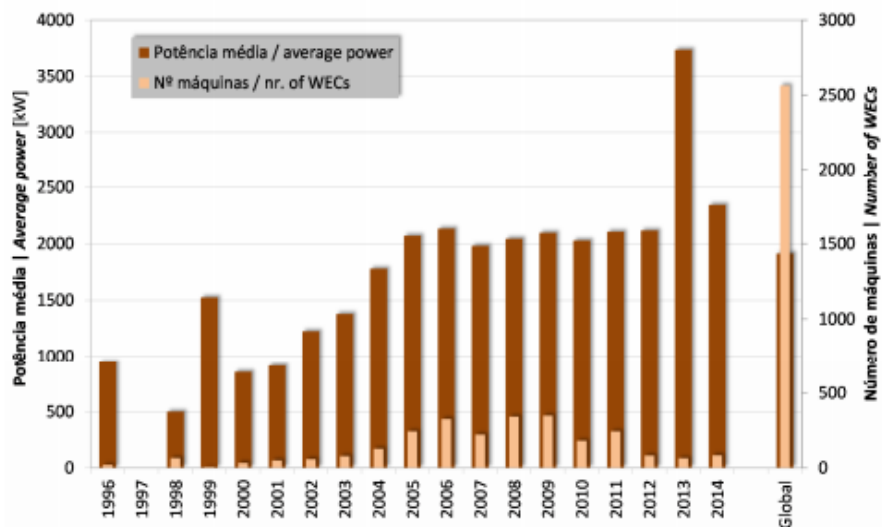


FIGURA 4: POTÊNCIA MÉDIA E NÚMERO DE MÁQUINAS INSTALADAS EM PORTUGAL DE 1996 - 2014 [7]

## **1.2. Objetivos**

A presente tese tem como objetivos a apresentação sumária dos trabalhos realizados durante a primeira metade do estágio curricular na empresa Senvion Portugal e o estudo de viabilidade económica de substituição de máquinas no parque eólico de Picos Verdes II. Sendo que toda a informação relevante é referente ao estudo de viabilidade económica fará parte integrante do presente documento, nomeadamente o enquadramento legislativo referente a exploração energética renovável com especial ênfase para a energia eólica.

## **1.3. Estrutura e organização**

Este documento está organizado em cinco capítulos, o primeiro capítulo faz uma abordagem ao tema das energias renováveis, a sua importância no panorama atual energético e económico.

O segundo capítulo faz uma breve apresentação da empresa na qual foi realizada o estágio curricular; da estrutura e modo de funcionamento dos principais departamentos constituintes da Senvion Portugal; da gama de aerogeradores produzidos pela Senvion e principais constituintes com o seu respetivos princípios de funcionamento; e dos trabalhos realizados com as equipas de operação e manutenção.

No capítulo três são apresentadas as motivações europeias para a difusão das energias renováveis e os enquadramentos legais que deram origem a que essa difusão se tornasse possível. Estas legislações comunitárias são o princípio básico que dão origem a legislações e planos nos estados que formam a EU. Essas interações são também referidas e apresentadas no terceiro capítulo, com especial referência e análise das Portuguesas.

O capítulo quatro fundamenta-se do anterior capítulo, com a revisão individual do quadro legislativo em Portugal, onde são tratados individualmente e de forma cronológica todos os quadros legais em vigor referentes ao aproveitamento da energia eólica.

O quinto capítulo, e último, apresenta as fórmulas de cálculo em vigor no quadro legislativo português referente ao modo de pagamento do tarifário de remuneração obrigatória (FIT), elemento este usado no estudo da viabilidade económica, tal como os custos associados à troca de máquinas e cenários possíveis. É também apresentada a empresa promotora e respetivas informações do caso de estudo – Parque eólico de Picos Verdes II, e as conclusões retirados do mesmo.

# 2. Senvion

## 2.1. Introdução

Neste capítulo irei abordar o estágio realizado na empresa Senvion Portugal SA, incluído os trabalhos realizados na empresa, nos quais se inclui o estudo apresentado adiante nesta tese, e a estrutura e serviços da Senvion. Também serão apresentados os aerogeradores produzidos pelo grupo Senvion e os seus principais componentes.

## 2.2. Senvion SE

A Senvion SE é uma subsidiária da Indiana Suzlon, que detém 100% do capital da empresa, num grupo formado por 18 subsidiárias com a empresa mãe sediada em Hamburgo na Alemanha, e está representada na Austrália, Áustria, Bélgica, Canadá, China, França, Alemanha, Índia, Itália, Holanda, Portugal, Polónia, Roménia, Suécia, Turquia, Reino Unido e EUA.

O conjunto de siglas, “S” (sustentabilidade); “EN” (energia); “VI” (visão); e “ON” (ligar), dão nome ao grupo Senvion SE desde 2014. Inicialmente conhecido como grupo REpower SE, surgiu em 2001 da fusão das empresas Jacobs Energy, BWU, Pro + Pro EnergySystems e HSW [8].



FIGURA 5: HISTORIAL DE EMPRESAS FUNDADORAS DA SENVION SE [9]

### **2.3. Senvion Portugal SA**

A Senvion Portugal SA foi fundada em junho de 2005 entre a Senvion e o grupo português de construção de estruturas metálicas Martifer SA. No início de 2011, a Senvion adquiriu a participação de 50% da Martifer e tornou-se uma subsidiária com 100% da empresa Senvion Portugal SA. A empresa Portuguesa tem como filiais um gabinete no Porto juntamente com uma instalação de serviços O&M situada em Oliveira de Frades.

Também subsidiárias da Senvion SE, a Ventipower, onde é feita a produção de *nacelles* e *hubs*, em Oliveira de Frades, e em Vagos está também localizada a RiaBlades, com cerca de 1300 funcionários que dão forma as pás de futuros aerogeradores.

As operações da Senvion Portugal S.A. envolvem o projeto, fabricação, construção e O&M de parques eólicos em Portugal.

#### **2.3.1. Apresentação dos serviços de O&M**

A secção de O&M da Senvion Portugal SA, foi onde foi realizado o Trabalho de Estágio, de 1 de Maio a 31 de Outubro de 2015. Constituída sumariamente por um gabinete de Higiene e Segurança, um gabinete de operação, controlo e gestão dos parques sob a tutoria da Senvion Portugal, um armazém com o material necessário a operação e manutenção, e salas de reuniões e de convívio.

#### **2.3.2. Organização dos serviços de O&M**

A organização da estrutura de operação e manutenção é composta por três sectores, gabinete de higiene e segurança, gabinete central de O&M e gestão e as equipas de trabalho. No Gabinete de Higiene e Segurança, a responsabilidade da segurança no trabalho é o elemento chave daquele departamento. Tem como responsabilidade assegurar que todo o material de trabalho, nomeadamente os EPI'S (Equipamento de proteção individual), os procedimentos e certificados de trabalho em altura, as normas de segurança e vários outros elementos de segurança e higiene são respeitados e/ou seguidos por todos os colaboradores.

Aquando a entrada em funcionamento de um parque eólico, a empresa Senvion SE tem como obrigatoriedade uma garantia de manutenção e operação de dois anos, sendo que esta, por opção do promotor, poderá ser válida para todo o tempo de vida do parque eólico. No gabinete principal da O&M assegura-se que a eficiência e operação das máquinas

sejam as melhores possíveis, como por exemplo na realização de manutenção preventiva. No gabinete central da O&M é feito o controlo de produção, gestão de contratos, e resolução de alguns tipos de problemas com o auxílio do sistema SCADA instalado no edifício de comando dos parques, como mostra a Figura 6, sendo que este controlo também poderá ser feito no sistema de controlo dos aerogeradores.

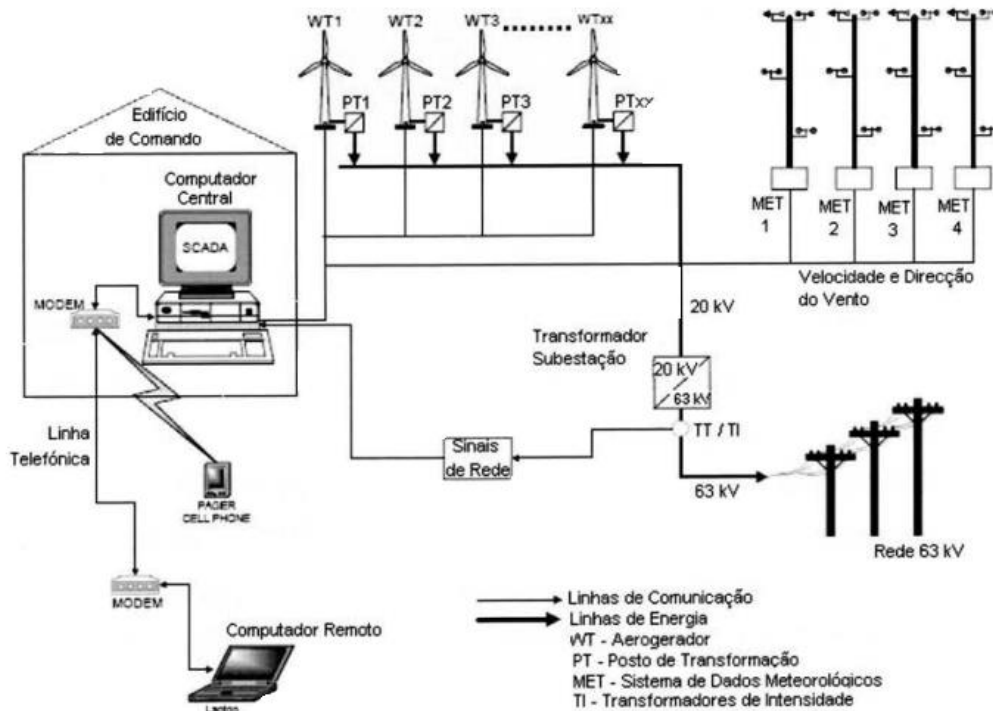


FIGURA 6: CARACTERIZAÇÃO DE UM SISTEMA DE CONTROLO E MONOTORIZAÇÃO DE UM PARQUE [10]

No caso de avarias, o responsável pela O&M faz o comunicado a um dos responsáveis das três zonas onde os parques estão instalados, (Zona Norte, Centro ou Sul), que posteriormente comunica a uma das suas equipas de serviço, normalmente para a que se encontra mais perto do local da avaria. Em conjunto com os responsáveis de zona o responsável da O&M faz um planeamento semanal para os trabalhos das equipas e um planeamento anual das manutenções dos parques.

A Senvion Portugal dispõe de dois armazéns, um localizado nas instalações da Senvion Portugal, que divide essas mesmas com a Ventipower, e outro em Torres Vedras. Este segundo com intuito de diminuir as deslocações das equipas mais a Sul, numa situação de avaria, para que não se tenham de deslocar a Oliveira de Frades, e assim diminuir os tempos em que os aerogeradores possam estar parados. O armazém principal em Oliveira de Frades é gerido por um técnico que assegura que existam sempre os principais componentes usados nos trabalhos e avarias. Com auxílio de uma plataforma online, que

funciona como um servidor para todo o grupo Senvion, todos os trabalhos realizados e material usado é declarado nessa plataforma. Não só para efeitos de faturação e controlo de gestão de trabalho, mas esta plataforma auxilia também a gestão de material do armazém. A Senvion também dispõe de um outro servidor onde os colaboradores poderão debater e expor problemas e conseqüente resolução.

Os trabalhos e responsabilidades dos técnicos da O&M serão abordados no subcapítulo dos trabalhos realizados.

## 2.4. Aeroeradores Senvion

Com mais de 13 GW instalados até ao final de 2015, dos quais 290 MW em Portugal, a Senvion é já uma referência mundial no desenvolvimento de aeroeradores. Tal como nos concorrentes e na indústria eólica em geral, os aeroeradores da Senvion têm verificado uma evolução assinalável, ilustrada na Figura 7, passando de uma potência de máquina de 1,5MW em 1998, para os 6,2MW em 2013. Sendo que esta evolução começou antes da fundação da Repower, em 1994, quando o primeiro aeroerador de 500 kW foi apresentado.

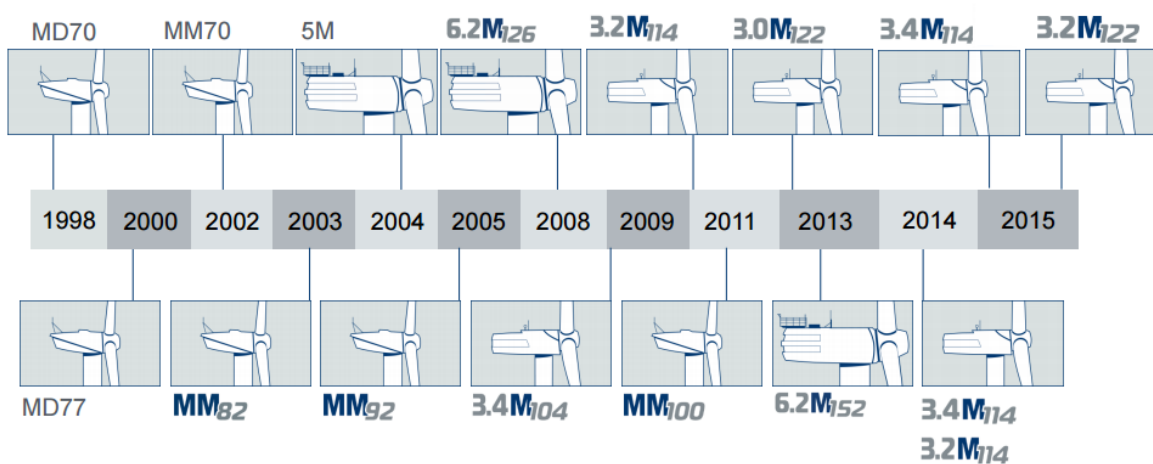


FIGURA 7: GAMA DOS AEROERADORES SENVION APRESENTADA CRONOLOGICAMENTE [9]

Para uma melhor compreensão dos modelos da Senvion, o “M” significa Mega Watt e o número posterior a ele o diâmetro do rotor. Sendo por exemplo a MM92, um aeroerador de 2 MW com o diâmetro do rotor de aproximadamente 92 metros.

Na Figura 8, estão descritos sumariamente os modelos em produção pela Senvion. Entenda-se por torres híbridas, torres com uma parte em aço e outra em betão, como consequência do desenvolvimento, nomeadamente a construção de torres mais altas,

surgidas da necessidade de aumentar a resistência estrutural e a rigidez das torres de modo a suportar o seu peso e o acréscimo dos esforços de flexão provocados pela ação dos ventos [9].

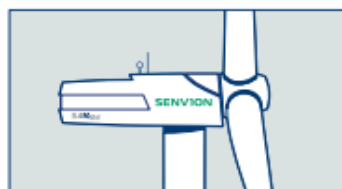
### MM series



#### Aperciações

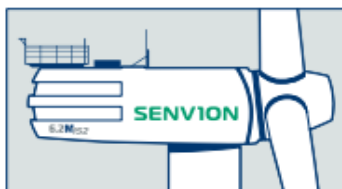
- **MM82:** Melhores rendimentos em locais com ventos fortes, adequada para locais com restrições de altura
- **MM92:** Aerogerador com mais potência instalada, 6 GW. Adequado para zonas de vento médio a forte
- **MM100:** Com uma área de varrimento superior é adequado para zonas de vento fraco

### 3.XM series



- **3.4M104:** Aerogerador de potência superior otimizando os locais de instalação, ideal para ventos fortes
- **3.4M114:** Adequada para ventos médios, com torre híbrida ou em betão
- **3.2M114VG:** Disponível com solução de altura do Hub acima dos 143, otimizando locais em vale
- **3.0M122:** Rentabilidade otimizada para ventos fracos

### 6.XM series



- **6.2M126:** Desempenho testado para corresponder aos desafios de grandes parques eólicos offshore e águas profundas
- **6.2M152:** Desempenho otimizado até 20% e tempo de vida 25 anos para projetos offshore

FIGURA 8: AEROGERADORES PRODUZIDOS PELA SENVION SE [9]

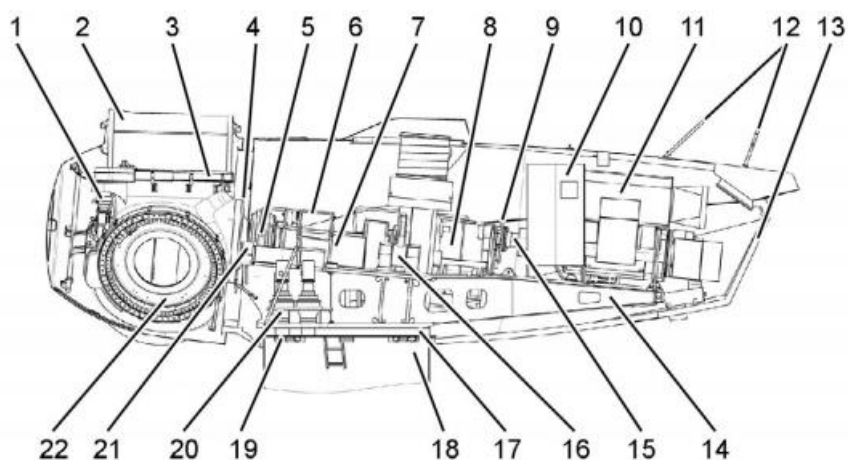
## 2.5. Componentes do aerogerador

Com mais de 65% dos 13 GW instalados, a gama de aerogeradores “MM” (MM70, MM82, MM92, MM100) é a mais aceite no mercado. Neste subcapítulo, os componentes expostos serão exclusivamente do MM92, sendo que estes não diferem em grande escala de outros modelos.

O modelo MM92 e toda a gama MM foi desenvolvida com base nas qualidades da sua precedente MD. A MM92 é um conversor de energia eólica de velocidade variável, com sistema de regulação de passo (*pitch*), uma potência nominal de 2.050 kW e um rotor

diâmetro de 92,5 m. A turbina eólica foi desenvolvida para aplicações *onshore* e é utilizada com diferentes alturas do *hub* - tamanho da torre (cp, 2015).

Na Figura 9 são identificados os principais componentes contidos na *nacelle* (11).



1	Sistema de passo	12	Mastro meteorológico
2	Pá do rotor	13	Revestimento da nacelle
3	Rolamento da pá do rotor	14	Chassi da máquina
4	Disco de retenção do rotor	15	Acoplamento
5	Rolamento do rotor	16	Braço de torção
6	Porta de segurança do rotor	17	Rolamento de azimute
7	Eixo do rotor	18	Torre em tubo de aço
8	Caixa multiplicadora	19	Travão de azimute
9	Travão de paragem do rotor	20	Acionamento de azimute
10	Top Box	21	Bloqueio do rotor
11	Gerador	22	Cubo

FIGURA 9: COMPONENTES DA MM92 [11]

## 2.5.1. Descrição dos principais componentes

### 2.5.1.1. *Nacelle*

A *nacelle* é constituída por um involucro de plástico reforçado com fibra de vidro, tem como principal função proteger os equipamentos, acomoda o chassi fazendo com que o sistema de transmissão e o gerador fiquem perfeitamente alinhados. Para facilitar o transporte de material para *nacelle*, esta possui um alçapão e um guincho na parte traseira.

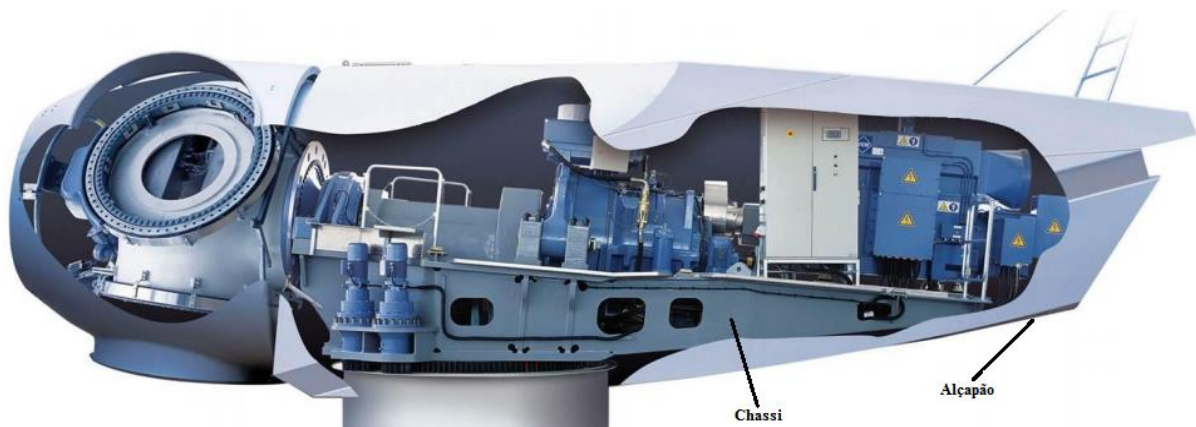


FIGURA 10: INTERIOR DA NECELLE E DO HUB MM92 [9]

### 2.5.1.2. Rotor

O rotor é formado pelo *hub* ao qual estão acopladas as três pás, quando as pás estão a zero graus o fluxo gerado pelo vento nesta posição dá início ao movimento rotativo do rotor, que é conduzido para o gerador através do eixo que posteriormente passa na caixa multiplicadora. O eixo longitudinal das pás é ajustável automaticamente com as condições meteorológicas sendo que para ventos fortes o ângulo (*pitch*) é adaptado pelo sistema de passo movendo-se rotativamente de maneira a diminuir o fluxo do vento na superfície da pá. O *pitch* é regulado por um conjunto de três motores de corrente contínua instalados em cada pá sobre o dentado externo. Este sistema é de extrema importância não só para rendimento extra em ventos muito fortes (>18m/s), mas também por razões de segurança sendo que estes motores também estão ligados a um conjunto de acumuladores (bateria), sendo que em caso de falha na rede ou avaria no aerogerador, este poderá ser parado em segurança.

### 2.5.1.3. Sistema de Transmissão

A função do sistema de transmissão é veicular a potência mecânica extraída do vento e fazer variar o binário rotativo entregue ao gerador. É constituído pelo veio do rotor, disco de retenção do rotor (travão mecânico, disco) e a engrenagem (caixa multiplicadora). O veio do rotor está ligado de forma fixa através de uma flange ao cubo do rotor. O disco é utilizado para bloquear o rotor para determinadas atividades de manutenção e para garantir o acesso seguro ao cubo do rotor, funcionando apenas em caso de emergência, pois o primeiro sistema de travagem é o sistema de passo.

O veio do rotor está integrado na engrenagem, a entrada a rotação é lenta e é convertida na rotação do veio de alta velocidade numa relação até x100 rpm.

#### **2.5.1.4. Gerador**

O gerador da turbina é o constituinte responsável pela conversão de energia mecânica em elétrica. A máquina utilizada neste tipo de aplicação é a máquina assíncrona de indução com rotor bobinado duplamente alimentado. Embora as máquinas assíncronas sejam normalmente utilizadas como motor, podem também, quando providas de controlo de estabilização de frequência e tensão, funcionar como gerador, impondo ao eixo uma rotação variável. Estas são as mais utilizadas pois apresentam uma construção mais simples, elevada robustez, baixo custo e elevada disponibilidade. O gerador de indução apresenta no entanto como principal desvantagem a troca inevitável de energia reativa com a rede, necessária a sua excitação, obrigando a utilização de equipamentos de conversão eletrónica de potência, tal como o IGBT.

#### **2.5.1.5. Sistema de orientação**

O sistema de orientação, ou como é conhecido no ramo eólico *yaw system*, é necessário para que o rotor acompanhe a direção média do vento. Os principais componentes deste sistema são o rolamento de direção, que faz a ligação entre a torre e *nacelle*; o subsistema de direção que é constituído por engrenagens; motores de direção que comandam as engrenagens, sistema de comando e o sensor de direção.

Em caso de um elevado número de graus de rotação no mesmo sentido é utilizado um sistema automático de desenrolamento evitando a excessiva torção dos cabos de alimentação.

#### **2.5.1.6. Sistema de controlo**

Todas as funções da central eólica são monitorizadas, uma vez que é fundamental fazer não só o controle de operação do aerogerador, como também controlar a própria produção de energia elétrica.

O ajuste das condições de operação do aerogerador às condições do recurso eólico, em função das condições da rede elétrica ao qual está ligado, é realizado pelo sistema de controlo. Para que este ajuste seja possível, é necessário que o sistema esteja ligado a diversos componentes, como sensores (de velocidade, temperatura, posição, corrente, tensão), controladores (circuitos elétricos, sistemas mecânicos, CPU's), amplificadores de potência (interruptores, comutadores, amplificadores) e atuadores (imanes, bomba hidráulica, motores).

A transmissão de dados é feita por condutores de fibra ótica que otimizam a velocidade de transmissão e que garantam simultaneamente a proteção contra campos eletromagnéticos. Este sistema permite receber informações diversas, como por exemplo o angulo de ataque das pás (sistema passo), direção e velocidade do vento, temperatura dos enrolamentos...

#### **2.5.1.7. Torre**

Atualmente as torres podem atingir os 180 metros de altura. Para reduzir os custos de produção atualmente existem projetos em que são usadas torres em betão ou em betão/aço.

Sendo que a base tem maior diâmetro que vai diminuindo com a altura, estas torres são denominadas de torres tubulares devido as suas semelhanças com tubos ocos, são divididas em vários segmentos devido às suas dimensões, peso e para facilitar o seu transporte.

O primeiro segmento da torre está assente na fundação e são constituídas por mais 3, 4 ou mais segmentos, consoante a dimensão.

A torre entre cada segmento tem uma plataforma que existem para facilitar os trabalhos e elevação de componentes, ferramentas e manutenção.

Na parede interior da torre estão fixados os barramentos que transportam a energia elétrica. Existem dois barramentos, um para o rotor e um para o estator, sendo fáceis de distinguir pois o barramento do estator é maior que o do rotor.

### 2.5.1.8. Curva de potência e principais características

Na Figura 11, são apresentadas as principais características da MM92 e na Tabela 2, os valores da curva de potência.

MM92	
Rated Power:	2,050 kW
Rotor:	92.5m
Swept Area:	6,720m <sup>2</sup>
Hub Heights:	64m 50 Hz / 60 Hz (IEC IIA) 69m 50 Hz / 60 Hz (IEC IIA) 80m 50 Hz / 60 Hz (IEC IIA/DIBt WZ 3) 100m 50 Hz / 60 Hz (IEC IIA/DIBt WZ 2)
Electrical System:	Asynchronous Generator (DFIG) External / Internal Transformer System
Operating Temperature:	-20° C to +35° C (optional: 60 Hz: -30° C, 50 Hz/60 Hz: +40° C)
Max. Logistical Weight: (biggest component)	< 70t
Sound Power Level:	103.2 dB(A)

FIGURA 11: PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS MM92 [9]

TABELA 2: CURVA DE POTÊNCIA TABELADA (ELABORAÇÃO PRÓPRIA)

Velocidade do vento (m/s)	Potência (kWh)
3	20
4	94
5	205
6	391
7	645
8	979
9	1375
10	1795
11	2000
12	2040
13 - 24	2050
25	0

## 2.6. Cronologia de trabalhos realizados

Na tabela seguinte é apresentada a cronologia dos trabalhos realizados durante o estágio na Senvion Portugal.

TABELA 3: CRONOLOGIA DOS TRABALHOS REALIZADOS (ELABORAÇÃO PRÓPRIA)

Semana	Local	Descrição dos trabalhos	Observações
1	Oliveira de Frades	Formação: Primeiros socorros e combate a incêndios; trabalhos em altura e trabalhos de resgate em altura; inspeção de escadas sistema HACA; inspeção do Equipamento de Proteção Individual	Formadores: Escola Portuguesa de Salvamento, Eng. Francisco Rocha Esta formação é de carácter obrigatório, e necessita de renovação a cada dois anos
2	Teixeiró	Manutenção, 10 anos Avaria, troca de contactor de linha no conversor	Manutenção de 10 anos tem uma duração média de 4 dias por máquina
3	Teixeiró	Manutenção, 10 anos Avaria, reparação de uma UPS	O parque de Teixeiraó situa-se na Régua e é constituído por 7 MM80/72 UPS (Fonte de alimentação ininterrupta)
4	Teixeiró	Manutenção, 10 anos WTI	Uma WTI, é um trabalho de segurança proposto por qualquer colaborador e analisado pelos departamentos de segurança. Esta WTI é referente a inspeção dos parafusos das pás/ <i>hub</i>
5	Teixeiró	Avaria, erro “ <i>control vane</i> ” Trabalhos de preparação de troca de gerador	Avaria foi resolvida com a troca de um módulo danificado na top box. Troca de gerador, trabalhos de desmanchamento do gerador e preparação de material para a troca

<b>6</b>	Teixeiró	<p>Avarias:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. <i>“pickup fault”</i></li> <li>2. <i>“blade swicht”</i></li> <li>3. <i>Retrofit gerador e slipring gerador</i></li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Foi feito o comissionamento da máquina.</li> <li>2. Os 95 graus estava ativado, logo a máquina não consegue fazer reset automático, foi feito reset manual e reset swicht.</li> </ol>
<b>7</b>	Teixeiró	<p>Manutenção, 10 anos</p> <p>Alinhamento do gerador reposto</p>	<p>Para o alinhamento do gerador, tive uma formação na fábrica da ventipower, para alinhar geradores com auxílio de um aparelho específico</p>
<b>8</b>	Teixeiró Castanheiras	<p>Manutenção, 10 anos</p> <p>Troca de ventilador do gerador</p>	<p>No final da semana foi necessária a deslocação ao parque de castanheiras no distrito de Bragança, para a troca do motor e contactor do sistema de ventilação.</p>
<b>9</b>	Teixeiró	<p>Manutenção, 10 anos</p> <p>Avarias:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. <i>“Picht control communication”</i></li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Foi feita a verificação de todos os dispositivos relativos ao erro, que nos levou a troca do LNB (Lenord+Bauer) que faz o controlo e posicionamento do sistema passo</li> </ol>
<b>10</b>	Teixeiró	<p>Manutenção, 10 anos</p> <p>WTI</p>	<p>WTI para a colocação de bandas antiderrapantes nas caixas das baterias no interior do <i>hub</i></p>
<b>11</b>	Teixeiró	<p>Manutenção, 10 anos</p>	<p>Finalização dos trabalhos de manutenção, no final das manutenções o lixo é separado são feitas guias de transporte de resíduos e o material usado é contabilizado</p>

12	Tarouca	Manutenção, semianual	A manutenção semianual tem uma duração de aproximada de apenas 2 dias, em que constam apenas alguns parâmetros da manutenção de 5 anos
13	Costa Vicentina e Ribamar	Manutenção, semianual Inspeção do elevador, guincho e escadas WTI IGBT <i>overload</i>	As inspeções também necessitam de formação específica, e são acompanhadas por um manual, normalmente são anuais. WTI, das bandas Para a avaria do IGBT no parque de Ribamar, foi trocada uma união danificada no barramento.
14	Costa Vicentina	Manutenção, semianual Inspeção do elevador, guincho e escadas WTI	A necessidade da deslocação de uma equipa do norte para a Costa Vicentina, surgiu da necessidade de uma equipa de comissionamento para os novos parques, que no caso foi uma team sul.
15	Teixeiró e Castanheiras	Troca de baterias Reposicionamento das chapas do <i>limit switch</i> Manutenção, semianual	Durante as manutenções de 10 no parque de Teixeiró foram detetadas algumas baterias que não estavam dentro dos parâmetros funcionais.

Após estas semanas de trabalho de campo, comecei a fazer a investigação e a organizar a informação sobre a legislação referente à instalação e exploração de energia eólica em Portugal e na Europa, no gabinete da O&M. A Figura 12 mostra a localização dos parques, instalações e armazéns da Senvion Portugal. Os marcadores com letra são parques em construção, sendo que o armazém de Moimenta também ainda não se encontra em funcionamento.



FIGURA 12: LOCALIZAÇÃO DOS PARQUES, INSTALAÇÕES E ARMAZÉNS DA SENVION PORTUGAL (DOCUMENTO SENVION)

## 2.7. Procedimentos de O&M

Em todos os trabalhos no aerogerador devem ser usados vestuário de proteção, luvas de proteção, calçado de proteção antiderrapante, capacete de proteção, óculos de proteção e proteção auditiva.

Os trabalhos em instalações e componentes elétricos, como também os trabalhos em sistemas hidráulicos, requerem conhecimentos e experiências específicas.

Mesmo com conhecimentos técnicos específicos, os técnicos de serviço são formados internamente de modo a conhecerem todos os procedimentos de segurança que este trabalho requer. Os trabalhos de manutenção e serviço apenas podem ser realizados por pessoas qualificadas. Nunca se poderão realizar os trabalhos sozinho, sendo pelo menos necessário duas pessoas para ser realizada a subida a uma turbina eólica.

Todas as atividades na turbina eólica (montagem, manutenção, etc.) são registadas. Estes documentos são arquivados no registo de atividades da respetiva turbina, sendo assim possível uma monitorização integral da turbina. O registo de atividades é mantido junto ao manual de instruções, na área de entrada da base da torre da turbina eólica e é

comunicado ao registro central da Senvion no sistema de plataforma online e nos relatórios semanais (Figura 13).

 <span style="float: right;">Relatório Semanal</span>													
										Semana	21		
Data	Feriado	Hora	Tipo	Obra e Local	Descrição do Trabalho	Equipa	Job order	Matrícula	KM	Condução	Horas		
											H.Norm.	H.Extra	
Seg 18/mar/15		Início	8:45	Visgem.com Job order - FFBRE	5999 Armazém	Trabalhos armazém, preparar e carregar material. Fazer relatórios e guias de transporte.	FB, JT, TIAGO EST.	30264825	93-Pi-99			3:15	
		Final	12:00										
		Início	12:00	Visgem.com Job order - FFBRE	5014 Sobrado	Viagem para Sobrado	FB, JT, TIAGO EST.	30264825	93-Pi-99		JT	1:30	
		Final	13:30										
		Início	13:30	Almoço/Jantar com Job Order	5014 Sobrado	Almoço	FB, JT, TIAGO EST.	30264825	93-Pi-99				
		Final	14:30										
		Início	14:30	Trabalho no trocador - MOSRE	5014 Sobrado	Trocar contactor de linha no conversor da M01	FB, JT, TIAGO EST.	30264825	93-Pi-99			3:15	1:05
		Final	18:50										
		Início	18:50	Visgem.com Job order - FFBRE	5003 Teiteiro	Viagem para Peso da Régua	FB, JT, TIAGO EST.	30264825	93-Pi-99		JT		0:40
		Final	19:30										
		Início	19:30										
		Final											

FIGURA 13: FOLHA DE RELATÓRIO SEMANAL (DOCUMENTO SENVION)

As manutenções são acompanhadas de um manual de manutenção (figura 14), sendo que estas podem ser definidas temporalmente (semianual, 5 ou 10 anos) e por número de horas de funcionamento, nomeadamente as primeiras 500 horas de funcionamento. Este manual tem todas as inspeções, testes e retrofit's necessários temporalmente.

Latest revision Index	Service activity	Interval		Notes / description / desired values					Service evaluation					
		Initial service x annually	Semi-annually / annually	Bolt tightening torques					Inspection in accordance with BGV A3	Inspection of test items without problems	Inspection of test items with problem (please describe)	Problem remedied	Inspector	Date
				Number of ( ) total	Screw (nut)	Lubrication Molykote (µ=0.08)	Tightening / test torque [Nm]	Wrench size hexagon * H, Allen * A						
			Part 1	Part 2	Medium	Filling volume	Notes							
	5 Pitch system (incl. hub electrics)													
E	Oil level inspection at the blade pitch gearbox					<b>Bonfiglioli:</b> Move the blade pitch gearbox to a vertical position (pinion in bottom position). Unscrew the oil level plug. The oil level must reach up to the bottom edge of the thread (obsolete if no oil escapes visibly from the gearbox). <b>Note:</b> The oil level may vary due to temperature changes. Refill volume [in liters]: 1: 2: 3:								
E						<b>Schäfer / Liebherr:</b> Move the pitch gearbox to a vertical position (pinion in top position). The oil level indicator should be filled to between 1/2 and 3/4 at room temperature (20 °C). <b>Note:</b> The oil level may vary due to temperature changes. Observe T1 019 Cost saving Liebherr gearboxes, initial filling with Fuchs Renolin Unisyn CLP 220. Refill volume [in liters]: 1: 2: 3:								
F	Blade pitch gearbox oil change		every 5 years			Oil in accordance with lubrication schedule fill to the rim approx. 3x6 liters				Oil level inspection in accordance with 5.1.				
E	Seal inspection		0	x		Seal and replace systems if necessary. Remove escaped lubricant and clean the wind turbine.								
	5.4 Inspection of pitch motor carbon brushes		every 2 years			Minimum gap brush spring to brush guide: 3 mm. If necessary replace the carbon brushes in accordance with the instructions of the system supplier (manual)		x						
E	5.5 3 x pitch motor - blade pitch gearbox	x				All (3x 4) M12-8.8 Molykote 56 / 61 19 H								
						Perform visual and tightness inspections of all bolts in the connection								
E	5.6 Battery charging circuit	x	0	x		Inspection of battery charging circuit and feedback to L+B controller (test procedure)		x						
	5.7 Plug connectors and cables	x	0	x		Visual inspection of the plug-and-socket connections and cables outside the boxes		x						
	5.8 Rotor hub lighting	x	0	x		Functional test of the rotor hub lighting Enter results under 0.3.		x						
	5.9 Condition of the hub boxes	x	0	x		Visual inspection for moisture or corrosion, cracks, general condition, check grounding of the housings		x						
	5.10 Components of the hub boxes	x	0	x		Inspection of the bolted connections of the grid and battery voltage connections for tight fit		x						

FIGURA 14: PARTE DO MANUAL DE MANUTENÇÃO (DOCUMENTO SENVION)

# 3. Políticas de difusão eólica

## 3.1. Introdução

Este capítulo expõem-se as razões que levaram ao aumento da potência eólica instalada em Portugal, os mecanismos políticos, o enquadramento no sector e as consequências do aumento de produção de origem eólica. A explosão da energia eólica teve início nos primeiros anos do novo milénio, impulsionada pela *feed-in tariff* (FIT - contrato de oferta padrão), fazendo despertar o interesse de vários investidores. Em 2001, 2002 e 2005 foram a concurso licenças de exploração de energia eólica distribuídas por todo território nacional. Hoje 26% das necessidades portuguesas de energia elétrica são satisfeitas a partir da energia eólica [2].

## 3.2. Políticas de difusão da energia eólica

Em 1998, a UE assinou o protocolo de Quioto, comprometendo-se a limitar entre 2008 e 2012 os gases de efeitos estufa em 92% referente aos níveis de 1990. O conselho Europeu aprovou o protocolo em 2001, em que cada estado membro retificou os seus mecanismos de ação em junho de 2002. Embora que desde 1986 por parte da Comissão Europeia tenham sido publicados vários artigos de discussão, nomeadamente os Green and White papers de 1997, alertando para a importância da dependência energética e mudanças climáticas, foi em 2001 que a Comissão Europeia publicou a Diretiva 2001/77/EC que inclui metas específicas a serem alcançadas na utilização de FER por todos os estados membros. Esta diretiva estabelece o consumo de 12% de energia doméstica proveniente de FER e 22,1% do consumo elétrico total [12].

Com a diretiva 2001/77/EC, Portugal estabeleceu como meta de consumo elétrico proveniente da FER 39% até 2010, embora Portugal já tivesse uma boa base de energia elétrica proveniente de FER. Em Portugal com a Resolução do Conselho de Ministros n.º 154/2001, foi aprovado o Programa E4 (Eficiência Energética e Energias Endógenas) que incluía como meta a geração de eletricidade a partir de fontes endógenas de 4600 MW em 2001 para 8800 MW em 2010 (13). Devido ao potencial já bem explorado de energia hídrica, que na data totalizava aproximadamente a parcela de produção renovável, não era suficiente para atingir as metas aprovadas. A energia eólica surgia então como mais

atraente, devido a sua maturidade e aos razoáveis recursos nacionais de vento (Figura 15). Seria então a eólica a principal responsável por atingir os objetivos definidos e a meta de potência instalada, com um aumento de 4125%, dos 80 MW instalados em 2001 para 3300 em 2010 [13].

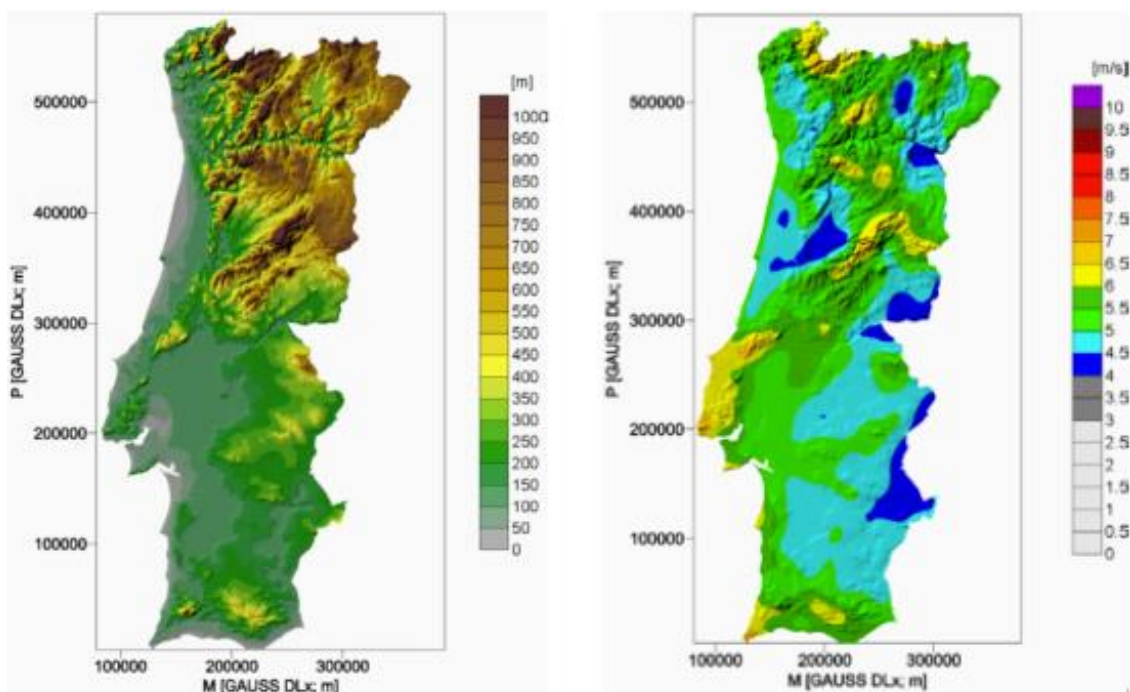


FIGURA 15: MAPA DE ELEVAÇÃO PORTUGAL CONTINENTAL (ESQUERDA) VELOCIDADE MÉDIA DO VENTO PARA 60M (DIREITA) [14]

A Comissão para as Alterações Climáticas (CAC) criada pelo Governo Português, tem a qualidade de autoridade nacional designada para os mecanismos de flexibilidade do Protocolo de Quioto, que elaborou o Programa Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC), cuja primeira versão foi apresentada para discussão pública em 2002, e posteriormente publicado integralmente em 2004, PNAC 2004.

A meta para fontes de energia renovável no âmbito do PNAC foi definida em alinhado com o Programa E4 já existente.

Em 2007, como resultado das discussões em curso na UE com o pacote climático e energético, as metas de energia renovável foram aumentadas com o PNAC 2006 (revisão do PNAC 2004), para 45% da eletricidade consumida advir de fontes renováveis de energia (FER-E) em 2010 [15]. O novo Pacote Clima e Energia resultou numa nova diretiva da UE de 2009/28/CE, que estabeleceu o que ficou conhecido como os objetivos 20-20-20. Esta nova diretiva estabeleceu metas para 2020; 20% do consumo final

energético da UE proveniente de fontes renováveis, redução de 20% na UE das emissões de gases com efeito de estufa em relação aos níveis de 1990 e uma melhoria de 20% na eficiência energética. Até 2010, cada país membro tinha de apresentar um plano nacional para atingir as suas respetivas metas. A meta para Portugal foi de 31% do consumo final bruto de energia proveniente das FER em 2020 [16]. Portugal estabeleceu o Plano Nacional de Ação para Energias Renováveis (PNAER 2020), alterado em 2013 (PNAER 2013-2020), apesar de se prever uma redução de 18% na capacidade instalada em tecnologias baseadas em FER em 2020 face ao PNAER de 2010.

O novo PNAER tem como objetivo 60% da eletricidade produzida a partir de FER, em 2020, face aos anteriores 55% e 35% do consumo final bruto, sendo 33,5% dessa de energia elétrica proveniente do vento, 5,3GW (Figura 16) [17].

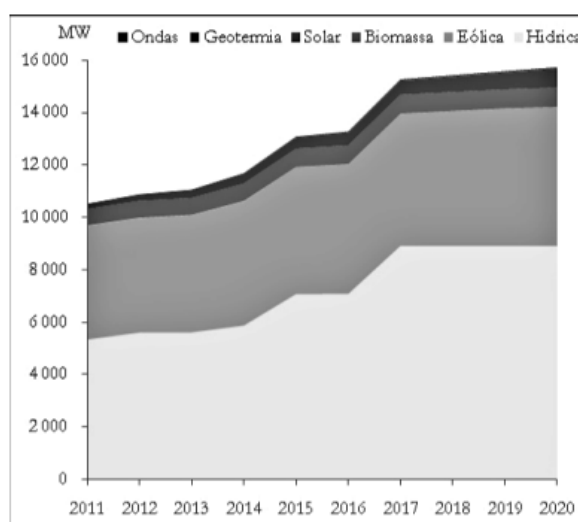


FIGURA 16: PREVISÃO DE CAPACIDADE INSTALADA DE FER PERÍODO 2011 - 2020 [18]

Os parques eólicos necessitam de uma licença de conexão a rede elétrica nacional para poderem vender a energia produzida. Entre 1988 e 2001, apenas existiam 150 MW instalados em Portugal em que os processos de licenciamento eram pouco claros, que resultou no afastamento de possíveis investidores. Em 2001, o Decreto-Lei nº 312/2001, tornou o procedimento de ligação mais transparente, com procedimentos detalhados. Mudanças na legislação de 2001 também estabeleceram que o promotor do projeto deve cobrir os custos financeiros adicionais que possam surgir devido a extensões da rede, desde o centro electroprodutor ao ponto de receção. A legislação estabelece que o operador da rede e a empresa de distribuição são responsáveis pelo planeamento e extensão ou atualização da rede.

Os pontos de interligação, até 2001, eram atribuídos com base na política de “*first come, first served*”. A partir de 2001 passaram a existir dois procedimentos para a obtenção de conexão a rede: um procedimento direto, no qual os promotores do projeto pedem uma licença de conexão quando a Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) estabelece pontos de conexão disponíveis; por concurso público em que critérios específicos aplicam-se a conceder licenças de conexão. A maioria das licenças de conexão em Portugal para a energia eólica foram licitados em concursos públicos abertos em três anos: 2001, 2002 e 2005, com 1 GW, 2 GW e 1,7 GW concedidos, respetivamente. Em particular, o último concurso público aberto em 2005, ocorrido entre 2005-2008 concedeu licenças no total de potência, a ENEOP (1 GW), Ventinvest (0,5 GW) e a outros 12 diferentes promotores (0,2 GW). Projetos eólicos correspondentes a mais de 10 GW solicitaram licenças de ligação antes de 2008 mas apenas 4,7 GW receberam uma conexão, cerca de 80% destes já foram conectados até dezembro de 2010. Os restantes 20% encontravam-se em construção ou à espera de licença ambiental no final de 2010 [19].

Mesmo sabendo que a maioria dos parques eólicos estão instalados nas regiões mais ventosas (zonas montanhosas, zonas costeiras e nomeadamente mais a norte), a projeção dos mesmos pode não ter resultado no melhor aproveitamento eólico disponível.

Enumeram-se três, as razões pelas quais durante as primeiras licenças emitidas houve um aproveitamento não otimizado do potencial eólico:

1. Sistemas de informação - escasseava a informação acerca de distribuições da velocidade do vento com alta resolução, apenas cartas gerais estavam disponíveis.
2. Sistemas geográficos - dificuldade na obtenção de terras para empreendimentos eólicos, principalmente porque:
  - Os proprietários das terras eram naturalmente céticos com a introdução de uma nova tecnologia;
  - O processo de negociação dos terrenos era, e continua a ser, muito complexo, devido ao número de parcelas necessárias a um empreendimento eólico (incluindo a extensão de rede). Sendo que muitas das parcelas podem ter vários donos, o que exige um esforço redobrado nos processos de negociação.
  - A não existência de pontos de conexões à rede elétrica nos melhores lugares. Os ramais da rede foram orientados longe das zonas

montanhosas e perto dos grandes centros de carga, mesmo em casos onde existiam pontos de conexão a rede, a capacidade de conexão restringia esses locais disponíveis.

3. Económicas, os concursos públicos exigiam dos promotores uma rápida submissão dos projetos, dificultando a análise económica dos projetos. Nomeadamente os gastos com a extensão de rede, tornando-se em alguns casos mais importante uma licença de conexão perto de ramais de interligação do que em zonas mais ventosas. Também nos concursos públicos existia uma insegurança sobre qual seria a tarifa praticada na altura da licença de exploração, devido ao processo moroso que os parques eólicos podem enfrentar. Isto é, parques em concurso em 2001 só entraram em funcionamento alguns anos após este.

Portugal teve como objetivo reduzir a dependência energética de 87% para cerca de 74% em 2020, representando € 2 bilhões em poupança. Teve também como objetivo consolidar um cluster industrial de energia eólica, a criação de 100.000 novos postos de trabalho, além dos já existentes, 35.000, associados à produção de eletricidade a partir de FER até 2020. Este cluster foi criado, e inclui cinco empresas e quatro centros especializados que, em conjunto com outras empresas nacionais e estrangeiras podem fornecer todos os serviços necessários a promoção da energia eólica em Portugal, desde o projeto, instalação e manutenção de parques.

### **3.3. Mecanismos políticos**

Enquanto a UE exige metas globais para cada Estado-Membro, cabe a cada membro em seguida selecionar uma combinação de tecnologias, fontes de energia e mecanismos políticos necessários para atingir essas metas. Na Tabela 4 apresenta-se os diferentes mecanismos atualmente a serem utilizados nos diferentes países.

TABELA 4: POLITICAS DE APOIO AS FER-E EM ALGUNS PAÍSES EUROPEUS (ELABORAÇÃO PRÓPRIA)

	<b>Tarifas <i>Feed-In</i></b>	<b>RPS (Cota obrigatória renovável)</b>	<b>Sistema de compensação de energia elétrica (Net Metering)</b>	<b>Certificados Verdes</b>	<b>Concurso</b>
Alemanha	X				
Dinamarca	X		X	X	X
França	X			X	X
Itália	X	X	X	X	X
Portugal	X	X	X		X

Portugal tem contado com a tarifa *feed-in* como um dos mecanismos fundamentais para a difusão da energia eólica. O agente comercial, Eletricidade de Portugal Serviço Universal (EDP SU) é necessário para comprar energia ao produtor independente a uma taxa estimada a cada mês para cada parque eólico. A Europa é conhecida pela promoção de energia renovável através de tarifas *feed-in*, embora o período e nível de remuneração das tarifas diferem muito entre os países. A Tabela 5 mostra uma linha de tempo da adoção de tarifários e normas em Portugal e outros países, juntamente com as Diretivas da União Europeia que definem o quadro principal para o incentivo às energias renováveis.

**TABELA 5: APRESENTAÇÃO CRONOLÓGICA DE ADOÇÕES DE TARIFÁRIOS EM PORTUGAL, UE E OUTROS PAÍSES  
(ELABORAÇÃO PRÓPRIA)**

<b>Diretivas União Europeia</b>	<p><b>1996.</b> Diretiva 96/92/CE para a priorização da energia renovável na rede; <i>Green Paper</i> para objetivos em 2010 das FER;</p> <p><b>1997.</b> <i>White Paper</i> para a estabelecimento das metas</p>	<p><b>2001.</b> Diretiva 2001/77/EC define como metas em 2010, 12% do consumo doméstico e 22,1% da totalidade de eletricidade consumida, proveniente das FER.</p> <p><b>2007.</b> <i>Climate and Energy Pack</i>, estabelecem os três objetivos (20-20-20)</p>	<p><b>2009.</b> Diretiva 2009/28/EC, estabelece os objetivos de 20% do consumo final e 10% do no sector dos transportes, proveniente das FER em 2020. Objetivo de Portugal definido em 31% do consumo final de energia, proveniente das FER.</p> <p><b>2010.</b> Final do prazo para apresentação dos planos estatais com respeito a diretiva de 2009.</p>
<b>Portugal</b>	<p><b>1988.</b> FIT introduzida a partir do DL 189/88, (com destaque para as mini-hídricas), período: 8 anos.</p> <p><b>1991.</b> Primeiro gerador eólico instalado.</p> <p><b>1992.</b> Primeiro parque de 2,1 MW instalado.</p> <p><b>1999.</b> Sobe o DL 168/99, a fórmula FIT sofre alterações, período: 12 anos.</p>	<p><b>2001.</b> objetivo de 39% da produção elétrica proveniente das FER em 2010;</p> <p>Lançamento do programa E4; Sobe o DL 312/2001 e 339/2001, introdução de fatores a formula FIT;</p> <p><b>2002.</b> Protocolo de Quioto é retificado.</p> <p><b>2005.</b> Sobe o DL 33A/2005, a FIT foi prolongada para um novo período de 15 anos.</p>	<p><b>2010.</b> Portugal apresenta o seu programa de energia a EU, PNAER.</p> <p><b>2013.</b> Extensão do FIT para o período de 20 anos, e possível acordo com parques já existentes para a extensão do FIT em troca de um pagamento anual ao SEN por um período de 8 anos.</p>
<b>Alemanha e Dinamarca</b>	<p><b>1990.</b> Alemanha, primeira FIT.</p> <p><b>1993.</b> Dinamarca, primeira FIT</p>	<p><b>2003.</b> Dinamarca, eliminadas as FIT, fica estabelecido um pagamento <i>premium</i> por 20 anos.</p> <p><b>2008.</b> Dinamarca, Fica estabelecido um melhoramento no pagamento <i>premium</i> que depende de vários fatores (data de conexão, potencia do aerogerador,...)</p>	<p><b>2011.</b> Alemanha, A lei de Energias Renováveis (<i>Erneurbare Energien Gesetz</i>, EEG), sofre alterações.</p> <p><b>2012.</b> Alemanha, Incorporação do pagamento <i>premium</i>.</p>
<b>Itália e UK</b>	<p><b>1992.</b> Itália, primeira FIT</p>	<p><b>2000.</b> UK, primeira restrição climática, (CCL, act 2000)</p>	<p><b>2009.</b> UK, obrigação para uma determinada cota de FER na rede.</p> <p><b>2010.</b> UK, primeira FIT</p> <p><b>2012.</b> Itália, capitalização estatal de 7,2 bilhões para projetos renováveis não solares.</p> <p><b>2013.</b> Itália, primeira FIT para parques eólicos superiores a 5 MW.</p>
<b>Outros Países</b>	<p><b>1978.</b> US, primeira FIT</p> <p><b>1992.</b> Suíça, primeira FIT</p> <p><b>1993.</b> Índia, primeira FIT</p> <p><b>1994.</b> Grécia e Espanha, primeira FIT</p> <p><b>1999.</b> Noruega e Eslovénia, primeira FIT</p>	<p><b>2000.</b> França, primeira FIT</p> <p><b>2007.</b> 51 Estados, primeira FIT</p> <p><b>2008.</b> 64 Estados, primeira FIT</p>	<p><b>2009.</b> 75 Estados, primeira FIT</p>

Quando comparados os países em termos de períodos e condições, as tarifas *feed-in* portuguesas existentes para parques eólicos *onshore* são particularmente generosas. Outros países, como a Alemanha e a Itália, estão em transição para a integração do

mercado de incentivos, tais como prémios flexíveis e bônus de gestão. Estes são incentivos concedidos no topo de preço de mercado, para conceder segurança financeira para o investidor, ao mesmo tempo que energias renováveis estão diretamente incorporadas no mercado da eletricidade. Em vez disso, Portugal tem continuado a perseguir uma estratégia que se baseia em tarifas *feed-in*. Por exemplo, como recentemente, em 2013, uma nova lei ratifica as tarifas *feed-in* como o instrumento de política fundamental para o incentivo à produção de energia eólica [20].

O regime do tarifário *feed-in* em Portugal foi projetado desde o início para não incorporar qualquer risco financeiro para o produtor de energia eólica. As tarifas *feed-in* são pagas com base nos MWh de eletricidade produzida, e variou dos 65 aos 139 euro/MWh ao longo dos últimos 20 anos. Desde 2001, o valor médio da tarifa *feed-in* nacional foi permanecendo relativamente constante em cerca de 79 euro/MWh. Atualmente, a tarifa é garantida por 20 anos de produção ou até que atinja os 44GWh da geração de eletricidade por MW instalado [20].

As tarifas foram implementadas pela primeira vez em 1988. Entre 1988 e 2001, o valor das tarifas eram independentes da tecnologia ou fonte de produção, isto é, todas as fontes de geração de eletricidade receberam o mesmo por MWh produzido. Além disso, até 2001, não havia nenhum procedimento específico de pedido de licença de conexão para a rede. Desde a sua criação em 1988, os pagamentos do tarifário para os produtores de energia são definidos no direito português de acordo com uma fórmula que é calculado para cada produtor e para cada mês.

Houve alterações a esta fórmula, no período e na remuneração, em 1999, 2001, 2005 e 2013. Uma transição fundamental em 1999 foi que a tarifa paga ao produtor eólico foi definida como a soma de três fatores; chamados fixos (PF), variáveis (PV) e fatores ambientais (PA). Além destes, em 2001, um fator de diferenciação de tecnologia (Z) foi introduzido. A tarifa atual é calculada pela fórmula:

$$\text{Pagamento}_m = T * [PF + PV + (PA * Z)] * \text{inflação} * \text{trans} \quad (1)$$

Onde o  $\text{Pagamento}_m$  (em euros), é o pagamento ao produtor de energia no mês  $m$ ;  $PF$  é um valor fixo, independente da eletricidade produzida (em euros);  $PV$  é uma parcela variável do pagamento, que é uma função da quantidade de energia gerada pelo parque

eólico;  $PA$  é uma constante de fator ambiental (em euros);  $Z$  é um fator com diferentes valores para diferentes FER e/ou tecnologias;  $T$  é um fator de regime horário dependente da hora do dia em que é produzida a eletricidade (não-dimensional); *inflação* é um ajuste de inflação (não-dimensional); e *trans* (transporte de energia pela rede) são custos evitados de transporte e de distribuição decorrentes da utilização da energia eólica a nível local (não-dimensional).

A Tabela 6 abaixo mostra os valores atuais de remuneração para produtores de energia eólica, em euros. A figura expõe os valores de cada fator de acordo com os principais Decretos-lei na legislação Portuguesa, mostra também a tarifa média por MWh pago para cada uma das sete tecnologias de energia renovável, de 2000 a 2010.

TABELA 6: VALORES ILUSTRATIVOS DA FORMULA EM VIGOR DAS TARIFAS GARANTIDAS NA LEGISLAÇÃO PORTUGUESA (ELABORAÇÃO PRÓPRIA)

<b>Fator</b>	<b>Unidades</b>	<b>Valor</b>
<i>PF</i>	€/KW	Entre 2 e 5,5
<i>PV</i>	€/KWh	0.34
<i>Z*PA</i>	€/KWh	0.33
<i>T</i>	Não-adimensional	Entre 0.625 e 1.25
<i>Trans</i>	Não-adimensional	Entre 1.015 e 1.036

Tal como mostra a Figura 17, os pagamentos anuais cresceram ao longo do tempo, atingindo um impressionante número de mais 800 milhões de euros até 2010. Como uma medida comparativa, o PIB nacional em 2010 foi de 200 biliões de euros.

A discrepância entre os valores estimados e os pagamentos reais é provável que seja devida a  $T$  e *trans*, fatores que correspondem ao tempo do dia em que a energia foi produzida, e os custos de transmissão evitados, respetivamente.

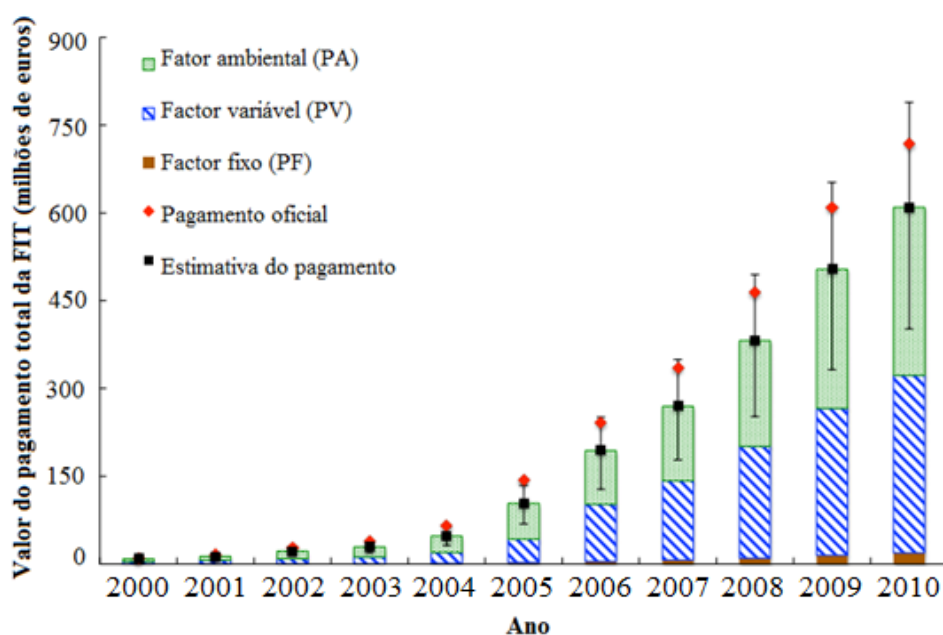


FIGURA 17: ESTIMATIVA DOS PAGAMENTOS AOS PROMOTORES EÓLICOS E PAGAMENTOS DECLARADOS (21)

Não há parques até à data que tenham sido desativados, não obstante ao facto de alguns desses parques eólicos estarem em operação há mais de 20 anos. Todos os parques que estão atualmente em operação recebem FIT's desde que foram ligados a rede. Os parques mais antigos, que foram conectados em 1992 e 1993, espera-se que continuem a receber a FIT, pelo menos até dezembro de 2019. Os parques eólicos mais recentes receberão a tarifa até dezembro 2036. As discussões para alterar o valor das remunerações de energia eólica para valores inferiores não têm sido bem-sucedidas, no final de 2013 uma proposta para incluir um imposto sobre a produção de energias renováveis teve objeções graves decorrentes de acordos anteriores com o acionista Chinês da EDP [22].

Portugal é o país com o período mais longo de FIT estabelecido até hoje, e sem instrumentos políticos que possam transferir qualquer risco de mercado para o produtor. Em comparação com outros países líderes, a política de apoio a produção de energia elétrica a partir das FER, poderá ser revista seguindo a maturidade das tecnologias, nomeadamente a eólica, como tem sido feito por muitos outros países da UE.

### 3.4. Principais intervenientes no mercado energético

Em Portugal o principal mediador, *key player*, é a Eletricidade de Portugal Serviço Universal, ou EDP SU, trata-se do agente comercial que compra energia elétrica aos produtores eólicos e outros produtores de eletricidade provenientes das FER, e em contrapartida paga a estes o valor da tarifa *feed-in*.

Outros agentes comerciais compram eletricidade a partir de produtores de energia tradicionais, através de Contratos de Aquisição de Energia (CAE), contratos de manutenção de equilíbrio (CME) ou diretamente no mercado. Todo o comércio de eletricidade vai para o Mercado Ibérico da Energia Elétrica (MIBEL) - mercado elétrico espanhol e português, incluindo energia renovável e não renovável, e é negociado através de comerciais, tais como EDPSU, AUDA, Gnel e UFCO.

A tarifa *feed-in* é fornecida a todos os produtores de energia eólica sendo financiada, em parte, através da redistribuição dos seus custos por todos os consumidores de eletricidade.

Na Figura 18 ilustra-se os promotores eólicos com potências instaladas até finais de 2010. Com destaque para ENEOP2, a EDP Renováveis, e Iberwind que contam com 45% do total da capacidade eólica instalada.

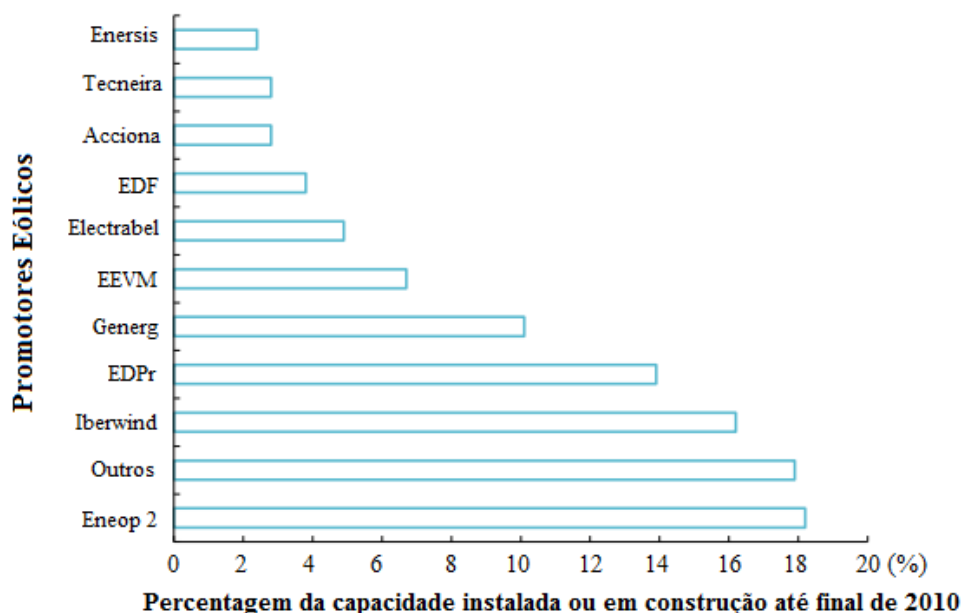


FIGURA 18: PROMOTORES DE PARQUES EÓLICOS POR PERCENTAGEM DE CAPACIDADE INSTALADA ATÉ 2010 [6]

A maioria dos Promotores são empresas multinacionais e grandes grupos económicos com atividades em outros setores ambientais e energéticos.

A Figura 19 mostra um esquema dos agentes envolvidos no mecanismo da FIT em Portugal. EDP SU é o agente operador, que é obrigado a comprar toda a eletricidade a partir dos produtores eólicos e todos os outros produtores de energia renovável na tarifa *feed-in* em vigor para cada produtor.

Mais tarde, a EDP SU negocia no Mercado Ibérico de Eletricidade a eletricidade comprada aos produtores. Os agentes comerciais que operam diretamente no mercado irão vender a eletricidade a outros agentes comerciais ou aos consumidores finais, com diferentes taxas e ao abrigo de contratos liberalizados que ainda incluem tarifas reguladas.

Assim, a EDP SU opera tanto como um comprador como vendedor de energia eólica, bem como agente comercial ao abrigo de contratos com os consumidores finais. A taxa para os consumidores oferecida pelos agentes comerciais de último recurso inclui uma tarifa de energia, tarifa de distribuição e transmissão, tarifa de "uso global do sistema" e uma tarifa de comercialização. O pagamento de apoio as energias renováveis está incluído no "uso global do sistema". O pagamento para apoiar as energias renováveis não é igual a todos os consumidores, e é diferenciado de acordo com a conexão do nível de tensão, e é inferior aos consumidores em níveis de alta tensão (ou seja, indústrias e grandes pontos de consumo como linhas de metro e outros serviços públicos).

Com o tempo, houve um défice financeiro acumulado pelo Governo Português, em parte devido a uma falha na conceção do regime de tarifa *feed-in*. Os agentes de comercialização de energia (EDP SU) vendem energia no mercado abaixo do valor da tarifa *feed-in* representando um custo económico líquido para o Sistema Elétrico. Em média, o custo económico associado a este é de aproximadamente 30 euros por MWh [22].

Parte desta diferença é então compensado pelos contribuintes. No entanto, a quantidade cobrada aos contribuintes tem sido geralmente abaixo da quantidade necessária requerida para apoiar plenamente a diferença entre o valor das tarifas e o preço de mercado, sob a justificativa de que de outra forma, os custos seriam muito elevados para os utilizadores finais de energia elétrica.

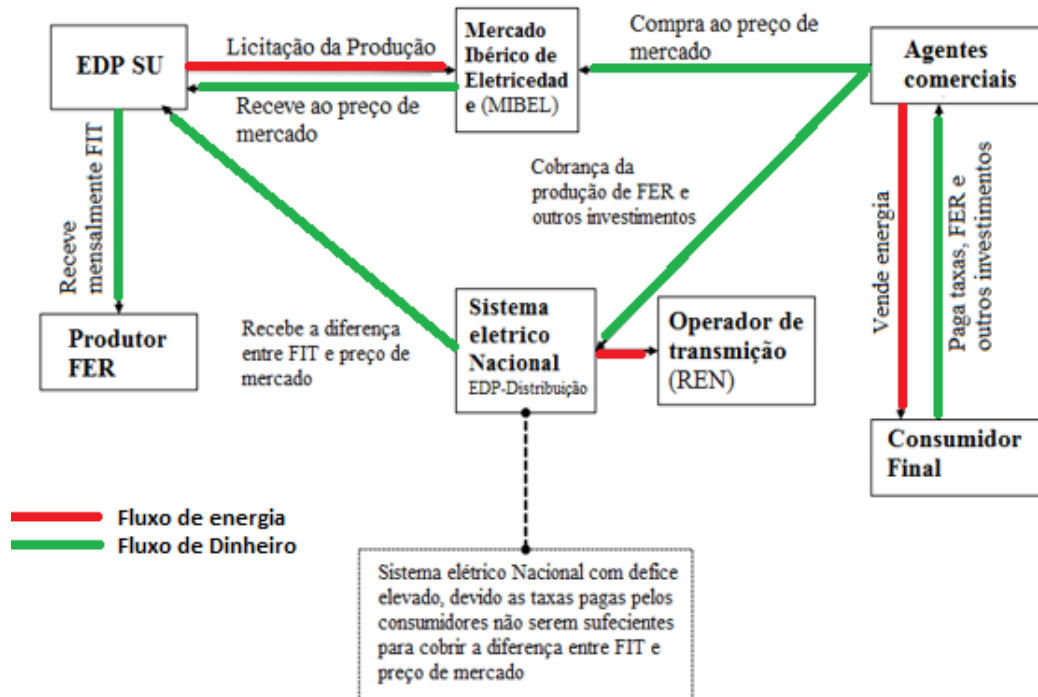


FIGURA 19: PRINCIPAIS INTERVENIENTES NO MERCADO TARIFÁRIO PORTUGUÊS (ELABORAÇÃO PRÓPRIA)

Na última avaliação do Programa de Assistência Português, a EU enumerou como reforma estrutural fundamental no mercado de energia "os pacotes de reformas destinadas a reduzir as rendas excessivas e cortar a dívida tarifária de energia elétrica " [23]. Na avaliação do XI Programa Português, a meta de eliminar a dívida tarifária em 2020 foi considerada, o que supõe um aumento dos preços da eletricidade em cerca de 2% ao ano. Além disso, espera-se que outras medidas sejam elaborados pelas autoridades portuguesas.

Como parte do programa de redução da dívida, Portugal redesenha a sua política de tarifa *feed-in*. Em Fevereiro de 2013, estabeleceu que os produtores eólicos devem pagar ao sistema elétrico cerca de 5500 euros por MW instalado ao ano, entre 2013 e 2020, em troca de uma tarifa de estendida por um período de 5 ou 7 anos [20]. Esta reforma não representa uma redução líquida, mas em vez disso adia os custos futuros, e sendo por isso provável que no final sejam os consumidores finais a suportar estes custos.

O défice até finais de 2015, era de 5,2 mil milhões de euros. Deste total, 2,2 mil milhões de euros são créditos da EDP (que o grupo receberá ao longo dos anos por via das tarifas pagas pelos consumidores de eletricidade) e 3 mil milhões são créditos que já foram cedidos a outras entidades (investidores que compraram à EDP os direitos ao recebimento, com juros, dessa dívida tarifária). A Entidade Reguladora dos Serviços

Energéticos (ERSE), na sua proposta de tarifas para 2016, já antecipou uma redução de dívida, que no próximo ano deverá baixar para 4,9 mil milhões de euros, como resultado da geração de excedentes do tarifário ao longo de 2016 [24].

### **3.5. Conclusão**

Portugal reduziu a geração de energia elétrica de origem fóssil de 64% em 1994 para cerca de 53% em 2012. O plano nacional de energia atual é adicionar mais gás natural, cogeração e aumentar a capacidade produtiva de energia renovável, incluindo 4 GW de energia hidroelétrica reversível e 2 GW de energia eólica, e também a eliminação gradual das duas centrais a carvão até 2017.

A capacidade de ligação à rede com a Espanha é limitada a 2.000 MW, mas deverá ser reforçada para os 3.000 MW [25]. Não existem outras conexões com o resto da Europa, nem se espera que isso venha a acontecer no curto prazo, o que limita a quantidade de eletricidade que Portugal pode negociar.

Uma das principais considerações a ter em conta com o aumento da produção de energia eólica são os efeitos do preço de mercado sobre a eletricidade.

Portugal alcançou a maior percentagem de produção energética renovável, principalmente através da implementação e continuidade dos tarifários *feed-in*. No entanto, o país está agora numa encruzilhada sobre como continuar a manter esta posição de liderança como produtor de eletricidade "verde", enquanto que ao mesmo tempo tenta superar os desafios de um país que passou por uma tremenda recessão, e onde os preços da eletricidade são muito elevados quando comparados ao resto da União Europeia.

# 4. Enquadramento legal Nacional

## 4.1. Introdução

Entre os finais dos anos 20 e inícios dos anos 30 do século XX, a questão energética sugia como fulcral no panorama nacional. Debatida nas elites académicas, nos meios empresariais e nos organismos estatais. Até à data, o consumo energético assentava numa dependência de combustíveis fósseis, com escassos recursos deste tipo a energia elétrica era cara para o consumidor, agravando o défice comercial e balança de pagamentos. A necessidade de dotar o país duma rede elétrica, massificando o seu uso e baixando os custos aos consumidores era necessário para o desenvolvimento económico e social.

O debate em torno da questão energética e da Rede Nacional, que se prolongou por toda a década 30, cujos resultados se deram com a publicação da Lei da Electrificação Nacional, em 31 de dezembro de 1944, a Lei n.º 2002.

Esta Lei veio reformular a base de energia primária, dando relevâncias aos recursos naturais, à energia hídrica e limitando como reserva a energia térmica. As instalações destinadas a produção, transporte e distribuição são consideradas de utilidade pública e objeto de concessão por parte do estado, com financiamento limitado a 50%, sendo o resto do capital das empresas concessionários e municípios.

A atuação do Estado Português no que respeita às energias renováveis teve novo impulso nas recomendações e metas divulgadas pela CE e pelos compromissos do Protocolo de Quioto. Portugal estabeleceu objetivos internos para as FER, os quais, embora compatíveis com os compromissos internacionais, se adaptam à estratégia energética e às necessidades nacionais. A difusão gradual das FER para a produção de eletricidade tem vindo a ser acompanhada por uma evolução jurídica, cujo objetivo é a criação de um contexto legal e regulatório que se molde às necessidades concretas com que o país se vai deparando.

## 4.2. Alterações legislativas

### 4.2.1. Decreto-Lei nº 189/88

O DL 189/88 veio reunir toda a legislação em vigor até a data, DL 20/81, Lei 21/82 e a Portaria 149/86 afetos à produção a partir de FER, mas que tinham restrições à produção energética independente.

Dando especial ênfase às mini-hídricas detidas por pequenos produtores que até então recebiam remunerações diminutas que dificultavam a cobertura dos investimentos iniciais, o DL 189/88 veio também alargar a qualidade de produtor independente a todos os interessados, pessoas individuais, coletivas, privadas ou públicas que pretendam produzir e distribuir energia elétrica, desde que respeitando as normas do decreto que entrou em vigor em 27 de maio de 1988.

O diploma divide-se em oito capítulos, disposições gerais, meios, requisitos técnicos e de segurança, faturação de energia pelo produtor, incentivos, distribuição autónoma de energia e disposições finais. O Limite produtivo de 10 MW (excluindo cogeração), a obrigatoriedade de utilização de FER e a Imparcialidade (embora de forma difusa, que trata a possibilidade de concurso público, quando mais que um interessado em determinado ponto de conexão) são os principais pontos de referência no primeiro capítulo. Este decreto foi o primeiro a introduzir a tarifa *feed-in* por um período de 8 anos, cuja remuneração é feita mensalmente e determinada pela seguinte fórmula:

$$R_m = (0,8 * TP * p') + Adicional \quad (2)$$

Em que:

$R_m$  – Remuneração mensal;

TP - é a taxa mensal de potência da tarifa do nível de tensão imediatamente superior ao da interligação;

$p'$  - é o mínimo de dois valores de potencia  $P_1$  e  $P_2$  em que:

$$P_1 = \frac{E_p}{T_p} \quad (3)$$

$$P_2 = \frac{(E_p + E_c)}{(T_p + T_c)} \quad (4)$$

Sendo:

$E_p$ ,  $E_c$  - é a energia fornecida pelo produtor em nos períodos de horas de ponta e cheia respetivamente (KWh);

$T_p$ ,  $T_c$  - a duração mensal dos períodos tarifários de horas de ponta e cheia respetivamente (horas).

Adicional - valor de encargo do estado, igual ao eventual subsídio de fuelóleo atribuído às centrais que alimentam a rede.

No que respeita a conexão à rede a informação contida no Decreto é quase inexistente e muito vaga.

#### **4.2.2. Decreto-Lei nº 313/95**

O DL 313/95 faz uma leve revisão de alguns pontos do DL 189/88, alterando-se os limites de potência instalada estabelecidos no artigo 1º para sem limite, com exceção dos aproveitamentos hidroelétricos.

A aprovação de licenças é da responsabilidade da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) que irá conferir uma licença de exploração da rede para projetos de potências iguais ou superiores a 10 MW e uma entidade regional irá conferir as licenças das instalações com potência inferior. A informação e normas de conexão a rede são neste diploma remetidas para a DGEG.

Anteriormente a este Decreto, em julho de 1995, haviam sido aprovados um conjunto de diplomas que deram um novo enquadramento jurídico ao SEN (Sistema Elétrico Nacional).

#### **4.2.3. Decreto-Lei nº 168/99**

O DL nº 168/99, de 18 de maio, altera o DL 189/88 com a redação dada no DL 313/95, introduzindo um padrão mais complexo para o aproveitamento das FER. Com este diploma pretendeu-se mais uma vez impulsionar a utilização de fontes endógenas de energia, bem como uma aproximação entre as políticas energéticas e ambientais.

Este DL introduziu uma nova fórmula de cálculo da remuneração, sendo que esta remuneração tinha total independência dos preços da eletricidade convencional. Aumentando o período de pagamento garantido para 12 anos, garantindo também a compra remunerada para lá desse período, tendo como limite o final da licença de conexão.

A nova fórmula e período podem abranger os parques eólicos e hídricas em funcionamento e reguladas pela antiga tarifa.

Novo modelo de cálculo:

$$VRD_m = KMHO_m * [PF(VRD)_m + PV(VRD)_m + PA(VRD)_m] * \frac{IPC_{m-1}}{IPC_{ref}} * \frac{1}{(1 - LEV)} \quad (6)$$

Em que:

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

$KMHO_m$  - Coeficiente facultativo que modula os valores de  $PF(VRD)_m$  de  $PV(VRD)_m$  e de  $PA(VRD)_m$ , em função do horário em que a energia tenha sido fornecida;

$PF(VRD)_m$  - Parcela fixa da remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês  $m$ ;

$PV(VRD)_m$  - Parcela variável da remuneração aplicável a centrais renováveis;

$PA(VRD)_m$  - Parcela ambiental da remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês  $m$ ;

$IPC_{(m-1)}$  - Índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês  $m-1$ ;

$IPC_{ref}$  - Índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês de início de atividade da central;

$LEV$  - Perdas nas redes de transporte e de distribuição, evitadas pela central renovável.

Este Decreto-Lei traduz-se na intenção do Estado de compensar os promotores que investem em unidades de produção renovável, premiando-os não só pelos custos evitados com a construção de unidades de produção convencionais, mas também pelos benefícios ambientais decorrentes.

Os investidores viram o risco de investimento ainda mais reduzido, pois o Estado passa a garantir a obrigatoriedade de compra da energia produzida pelas FER.

Neste decreto, o procedimento de pedido do ponto de interligação ao SEP (Sistema Elétrico de Serviço Público) e licença de exploração são mais claros em comparação com os decretos anteriores. Em que o promotor deve:

- Proceder ao pedido de informação à DGEG sobre quais os pontos de interligação disponíveis;
- Sendo que posteriormente a solução encontrada para o ponto de interligação deva ser a economicamente mais viável. Caso o Promotor e Gestor da rede pública entrem em discordância, o promotor com o respetivo projeto e demais disposições aplicáveis, reclama a DGEG o seu parecer, que determinara a solução final do ponto de interligação;
- Acordado o ponto de interligação, este fica reservado, caducando ao final de 120 dias. Durante esse período de 120 dias, o promotor deve solicitar uma licença exploração;
- Aprovada a licença de exploração, o produtor tem 18 meses para começar a construção. Aquando finalizada a construção o promotor deve solicitar a DGEG a licença de exploração para poder começar a exploração.

#### **4.2.4. Decreto-Lei nº 312/2001 e 339-C/2001**

O DL 339-C/2001, de 29 de dezembro de 2001, não substituindo o DL 168/99, procedeu a alterações pontuais, sendo as mais significativas deste diploma a incorporação:

- Pagamento de uma renda de 2,5% (valor total) sobre o pagamento mensal aos municípios abrangidos (apenas para os parques eólicos);
- De uma nova variável na fórmula de cálculo da remuneração, designado de coeficiente Z que traduz o recurso endógeno e a tecnologia utilizada na instalação licenciada.

Assim, a fórmula passa a ser a seguinte:

$$VRD_m = KMHO_m * [PF(VRD)_m + PV(VRD)_m + PA(VRD)_m * Z] * \frac{IPC_{m-1}}{IPC_{ref}} * \frac{1}{(1 - LEV)} \quad (7)$$

A incapacidade das redes do SEP, que inviabilizavam muitas vezes a receção de energia dos centros electroprodutores provenientes do SEI (Sistema eléctrico independente), a falta de transparência e a informação escassa que possibilitassem uma resposta adequada aos pedidos de entrega de energia eléctrica eram problemas que atrasavam a difusão da energia eólica. Problemas estes que viriam a ser tratados no Decreto de Lei 312/2001 de 10 de dezembro.

O presente decreto, propõe normas que permitem a transparência e equidade na atribuição das capacidades de receção da rede; um planeamento do reforço das redes pelos operadores do SEP; a disponibilização de informação que irá permitir aos promotores uma informação atualizada que enquadra as suas opções de investimento.

Os custos de extensão e atualização da rede passam a ser suportados pelos promotores e pelo operador da rede, e em que esse custo irá ser taxado ao consumidor final. A empresa que tem a concessão para a operação da rede (operador de rede) e a empresa de distribuição são responsáveis por planear a extensão e atualização da rede, que será apresentado e aprovado pelo regulador (ERSE).

O presente decreto expõe duas modalidades para a obtenção da licença de interligação;

- (i) Atribuição do ponto de receção por concurso com critérios característicos, determinado por despacho do Ministro da economia, sob proposta da DGEG.
- (ii) Apresentação de pedido para atribuição do ponto de receção.

O pedido de informação prévia formulado à DGEG no 1º mês de cada quadrimestre consoante a apresentação das caracterizações sumárias do projeto.

A DGEG presta informações aos promotores, relativas ao ponto de receção, competindo depois aos promotores formular o pedido de atribuição do ponto de receção num prazo de 70 dias a 12 meses para projetos implantados em zonas sensíveis.

A DGEG num prazo de 30 dias a partir da data de receção do pedido de atribuição do ponto de receção, toma a decisão sobre a atribuição do ponto de receção.

#### 4.2.5. Decreto-Lei n.º 33 A/2005

Os custos associados à estratégia energética nacional definida nas anteriores políticas originaram um valor extremamente elevado, colocando problemas sérios no quadro económico e orçamental, denominada por “dívida tarifária”.

Com o objetivo de adequar a estratégia de promoção da produção de energia elétrica a partir de fontes de energia renováveis à necessidade de reduzir os custos, foi aprovado o Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro, que atualizou a remuneração da energia elétrica renovável produzida pelas novas instalações e estabeleceu, tanto para estas como para as instalações existentes, um novo período de 15 anos ou um total de produção de 33 GWh por MW instalado.

A aplicabilidade da remuneração garantida durante um prazo considerado suficiente para a recuperação dos investimentos realizados é para a obtenção de um retorno económico mínimo, e após esse período a eletricidade produzida e entregue à rede passa a ser remunerada pelos preços de mercado e pelas receitas obtidas pela venda de certificados verdes.

Como os custos dos apoios às FER são taxados aos consumidores finais de eletricidade, esta medida permite ao Estado moderar os encargos para aqueles, não havendo interferência com os compromissos internacionais e nacionais.

A fórmula de remuneração foi sujeita a uma alteração pela Retificação n.º 29/2005, passando a vigorar a seguinte expressão:

$$\text{VRD}_m = [KMHO_m * [PF(VRD)_m + PV(VRD)_m] + PA(VRD)_m * Z] * \frac{IPC_{m-1}}{IPC_{ref}} * \frac{1}{(1 - LEV)} \quad (8)$$

#### **4.2.6. Decreto-Lei nº 225/2007**

Em conformidade com a Estratégia Nacional para a Energia, aprovada pela Resolução do Conselho de Ministros nº 169/2005, fixou-se metas mais ambiciosas para o aumento de capacidade de FER.

O DL 225/2007, de 31 de maio, introduziu algumas retificações ao DL 33 A/2005, com o objetivo de dinamizar a atividade. Este diploma, através da eliminação das barreiras burocráticas envolvidas no processo de licenciamento, facilita o aumento da capacidade instalada das unidades de produção renováveis.

Para a energia eólica é permitido o aumento de capacidade instalada de 20%, porém, o excedente de energia comparado com o primeiro licenciamento é remunerado ao preço de mercado. O sobre equipamento das centrais eólicas licenciadas ou em licenciamento é encarado como uma via de desenvolvimento desta energia renovável, da qual deriva a minimização dos impactos ambientais e os tempos de licenciamento e de construção através da utilização das infraestruturas existentes.

São simplificados os procedimentos ambientais, introduzindo alguns melhoramentos no licenciamento da instalação das centrais renováveis sem prejuízo para o ambiente. Nesse sentido, o presente decreto-lei uniformiza o procedimento legal, que até agora era disperso por vários decretos, clarificando a obrigatoriedade, já existente, de elaboração de estudos de incidências ambientais previamente ao licenciamento de projetos.

“O licenciamento de projetos de centros electroprodutores que utilizem fontes de energia renováveis, que não se encontrem abrangidos pelo Decreto-Lei nº 69/2000, de 3 de Maio, com a redação dada pelo Decreto-Lei nº 197/2005, de 8 de Novembro, e cuja localização esteja prevista em áreas da Reserva Ecológica Nacional, Sítios da Rede Natura 2000 ou da Rede Nacional de Áreas Protegidas, é sempre precedido de um procedimento de avaliação de incidências ambientais, a realizar pela Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional (CCDR) territorialmente competente, com base num estudo de incidências ambientais apresentado pelo promotor tendo em consideração as políticas energéticas e ambientais vigentes.” [28]

A fórmula remuneratória voltou a ser escrita da seguinte forma:

$$VRD_m = KMHO_m * [PF(VRD)_m + PV(VRD)_m + PA(VRD)_m * Z] * \frac{IPC_{m-1}}{IPC_{ref}} * \frac{1}{(1 - LEV)} \quad (7)$$

#### 4.2.7. Projetos abrangidos pelo Decreto-Lei nº 197/2005

No caso geral, isto é, para projetos não situados em zonas sensíveis, parques com 20 ou mais torres ou localizados a menos de 2 km de outros parques similares. No caso de áreas sensíveis, para parques com 10 ou mais torres ou a menos de 2 km de projetos similares. A Figura 20 mostra as áreas classificadas no âmbito da Rede Natura 2000 abrangidas pelo PSRN2000 (Plano Setorial da Rede Natura 2000).

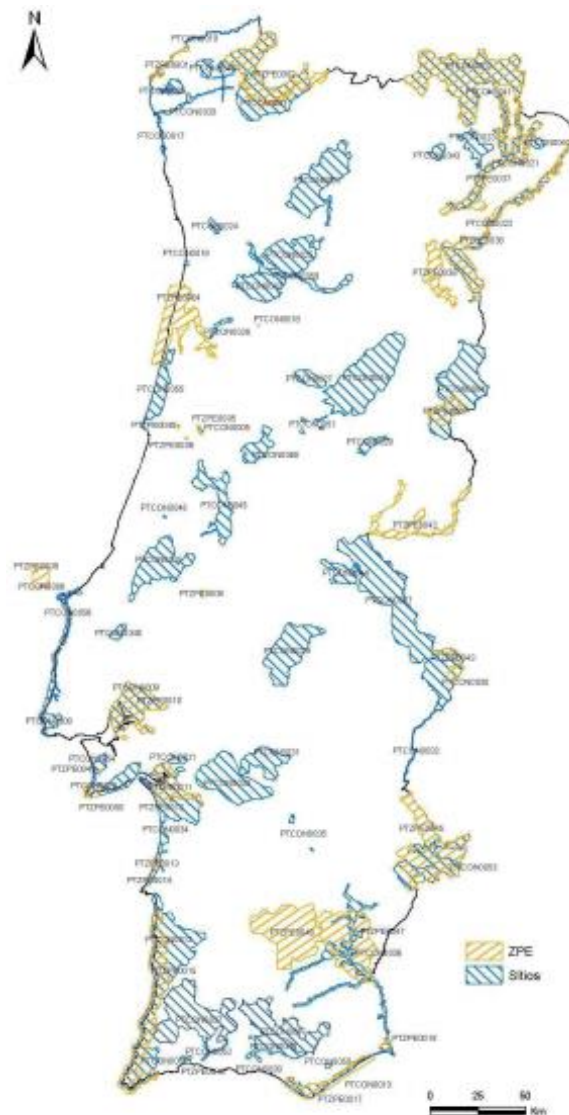


FIGURA 20: ÁREAS CLASSIFICADAS NO ÂMBITO DA REDE NATURA 2000 [26]

#### **4.2.8. Decreto-Lei 51/2010**

O presente decreto-lei mantém a possibilidade de sobre equipamento até ao limite de 20% da capacidade previamente atribuída. Obriga à instalação, em todos os aerogeradores, de equipamentos destinados a suportar cavas de tensão e fornecimento de energia reativa durante essas cavas para reforçar a segurança da RESP e a qualidade de serviço. Sob pena de o Operador da Rede a que a central eólica se encontra ligada poder suspender a injeção de eletricidade proveniente de aerogeradores não dotados do equipamento.

O sobre equipamento está sujeito a mera comunicação prévia à DGEG, expeto nos casos em que seja obrigatória a realização de avaliação de impacte ambiental ou avaliação de incidência ambiental.

Sendo que não estão sujeitos a avaliação de impacte ambiental ou a avaliação de incidência ambiental, os seguintes casos:

- (i) Quando, em áreas não sensíveis, o sobre equipamento não implique a instalação de 20 ou mais torres e a distância de outro parque similar não passe a ser inferior a 2 km;
- (ii) Quando, em áreas sensíveis, o sobre equipamento não implique a instalação de 10 ou mais torres e a distância de outro parque similar não passe a ser inferior a 2 km.

O regime remuneratório vigente no DL 225/2007 e no 51/2010 é apresentado na Figura 21;

## Remuneração de Sobre equipamento

Exemplo parque 10 MW, Sobre equipamento de 2 MW

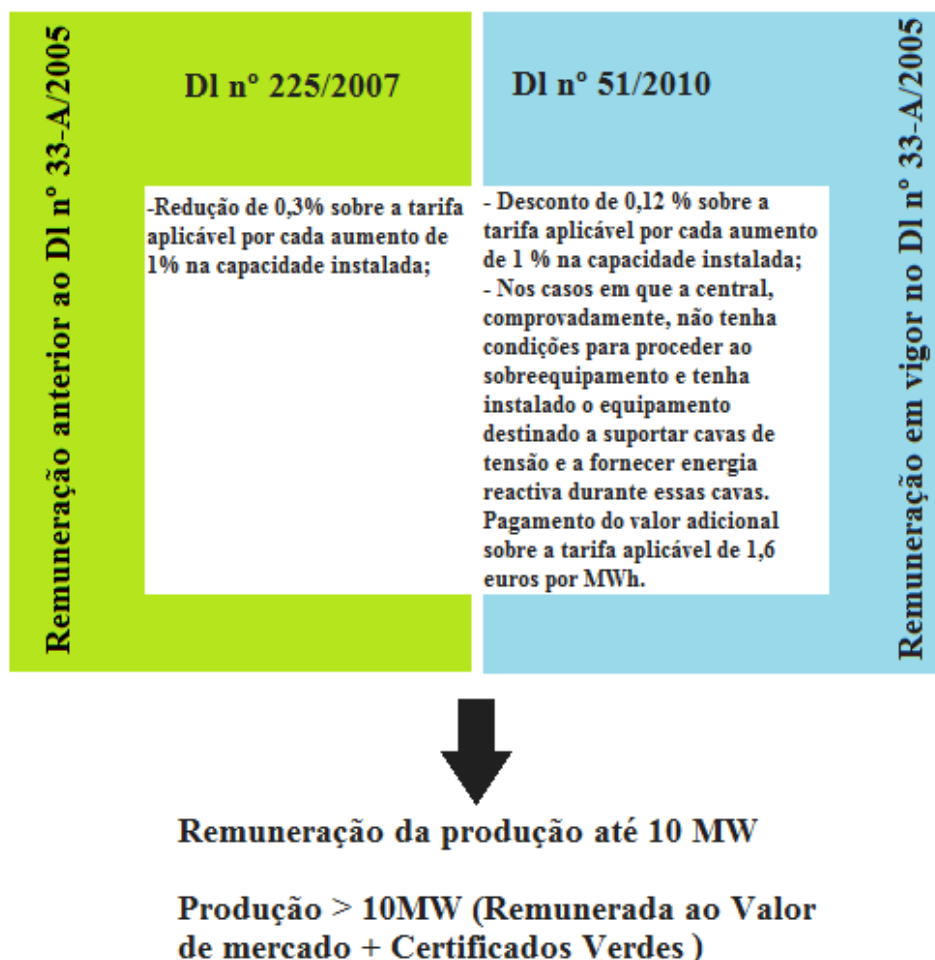


FIGURA 21: REGIME REMUNERATÓRIO VIGENTE NO DL Nº 225/2007 E NO Nº 51/2010 (ELABORAÇÃO PRÓPRIA)

### 4.2.9. Decreto-Lei n.º 35/2013

O presente decreto-lei prevê a possibilidade de adesão por parte dos Promotores de parques eólicos a um de quatro regimes remuneratórios alternativos (Figura 22), para além dos períodos de remuneração garantida.

Sendo que três desses implicam um pagamento compensatório anual destinado a contribuir para a sustentabilidade do SEN, permitindo, assim, preservar a estabilidade remuneratória dos centros electroprodutores eólicos, ao mesmo tempo que minimiza a fatura energética, resultantes do apoio à produção de eletricidade a partir de fontes eólicas.

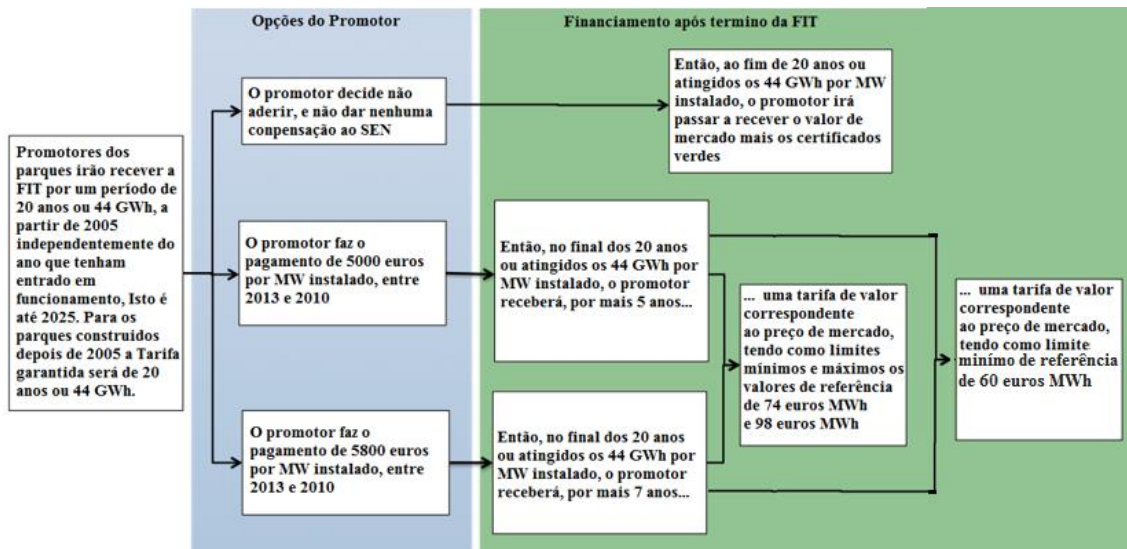


FIGURA 22: QUADRO DE ALTERNATIVAS REMUNERATÓRIAS (ELABORAÇÃO PRÓPRIA)

A partir de junho de 2021, os valores de referência mencionados aos limites mínimos e máximos dos regimes remuneratórios, devem ser atualizados anualmente, de acordo com a taxa de inflação.

Durante o período adicional de cinco ou sete a energia elétrica produzida a partir da potência é adquirida e remunerada pelas tarifas aplicáveis.

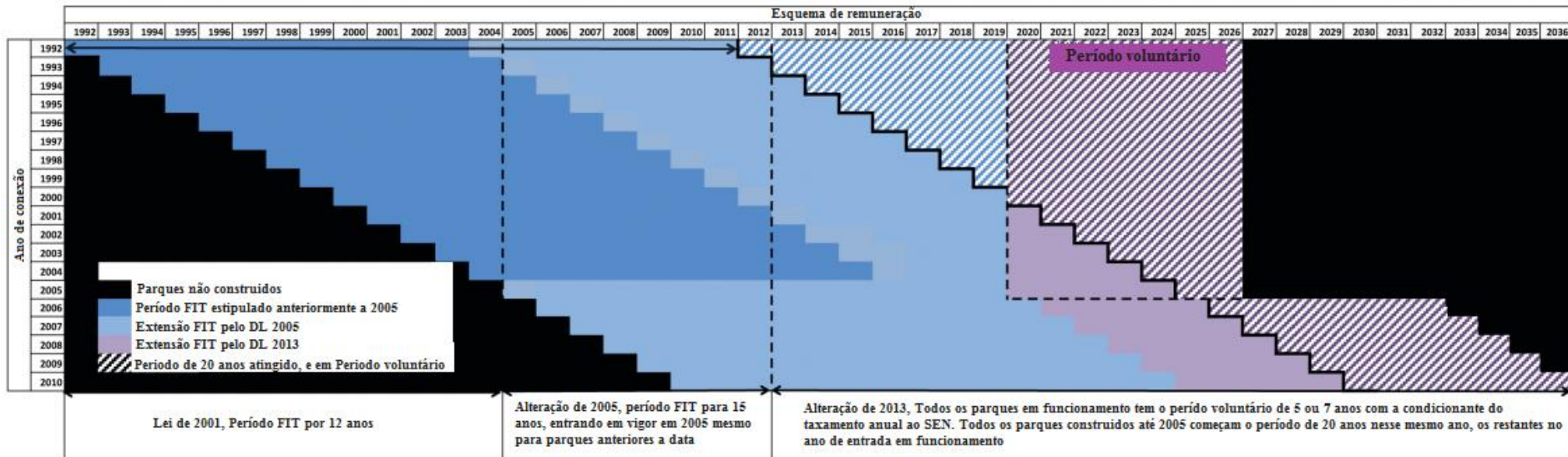


FIGURA 23: ESQUEMA CRONOLÓGICO DE REMUNERAÇÕES DE 1992 – 2036 (ELABORAÇÃO PRÓPRIA)

#### **4.2.10. Portaria n.º 243/2013**

A Portaria n.º 243/2013, de 2 de agosto, estabelece o regime jurídico de reserva de capacidade de injeção na RESP (Rede Elétrica de Serviço Público) e do licenciamento da atividade de produção de eletricidade no âmbito do regime especial de remuneração garantida.

As produções elétricas com remuneração garantida estão sujeitas a licença de produção, sendo que essa atribuição da licença de produção depende da prévia obtenção pelo requerente de uma reserva de capacidade de injeção e receção de potência em determinado ponto, mediante a atribuição de um ponto de receção.

É da competência do membro do Governo responsável pela área da energia, a concessão da licença de produção dos centros electroprodutores com capacidade máxima instalada superior a 10 MW, nomeadamente a escolha e promoção de concursos ou outros procedimentos similares que observem os princípios da igualdade, concorrência e transparência, garantindo a participação de todos os interessados.

A concessão da licença com capacidade máxima instalada igual ou inferior a 10 MW é da competência da DGEG.

O Procedimento de atribuição de ponto de receção, baseia-se no leilão em que o promotor propõe uma redução à remuneração mediante um desconto à tarifa que lhe vier a ser aplicável à data do licenciamento e início da exploração.

A reserva de capacidade de injeção na RESP é atribuída mediante pedido do promotor selecionado na sequência do procedimento concursal, e após o concurso celebram um contrato de atribuição de capacidade de injeção de potência na RESP.

No prazo fixado no Contrato, o adjudicatário apresenta o pedido de atribuição de ponto de receção à DGEG que solicita ao operador da rede, à que se ligará o centro electroprodutor, para indicar as condições técnicas de ligação à rede.

Tendo o promotor do projeto definido com o operador da rede as normas e condições técnicas do ponto de receção, o titular dispõe de um prazo de 4 meses, contados a partir da referida decisão, para requerer a licença de produção. Esse período poderá ser aumentado para 14 meses, no caso de ser necessário o procedimento de avaliação de

impacte ambiental ou procedimento de avaliação de incidências ambientais. Posteriormente a decisão proferida sobre o pedido de atribuição da licença deve ser dada a conhecer ao operador da rede e publicada no sítio da Internet da DGEG.

O titular de licença de produção deve concluir os trabalhos de instalação do centro electroprodutor e iniciar a exploração no prazo fixado na licença de produção, podendo iniciar posteriormente a ligação à rede.

Em anexo, estão disponíveis as normas de interligação com a rede elétrica.

#### **4.2.11. Decreto-Lei n.º 94/2014**

O presente Decreto altera a solução remuneratória aplicável ao sobre equipamento em centrais eólicas, passando a energia adicional e a energia do sobre equipamento a ser remuneradas por tarifa que é fixada em 60 euros por MWh, mantendo-se inalterada a solução autorizado ao abrigo do Decreto-lei n.º 51/2010. A tarifa prevista neste DL aplica-se até ao final do período remuneratório em vigor no parque eólico.

O promotor deve instalar um sistema de telecontagem para a faturação da energia do sobre equipamento, sem prejuízo da existência de um sistema de telecontagem global do centro electroprodutor.

#### **4.2.12. Portaria n.º 102/2015**

A presente Portaria estabelece os procedimentos de sobre equipamento de parques eólicos, pedidos de autorização, os termos da dispensa da telecontagem, avaliação da viabilidade técnica, procedimento para a separação jurídica e são definidas também as regras para a dispensa da telecontagem e respetivo cálculo da estimativa de contagem de energia.

O titular do centro electroprodutor que pretenda iniciar a injeção de energia adicional deve comunicar tal intenção ao Gestor Técnico Global do Sistema (GTGS) e caso o centro electroprodutor se encontre ligado à Rede Nacional de Distribuição, ao respetivo operador da rede, dando igualmente conhecimento à DGEG.

A avaliação da viabilidade técnica, nos parques eólicos ligados à Rede Nacional de Transporte, é feita pelo Gestor Técnico Global de Sistema, e nos ligados à Rede Nacional de Distribuição, pelo respetivo operador da rede.

Sempre que a rede não possua condições técnicas para receber a totalidade da potência adicional ligada numa dada zona de rede, por razões relacionadas com a segurança ou fiabilidade da rede ou com a qualidade de serviço, a avaliação técnica é desfavorável.

Deverão então ser tomadas medidas ou obras que devam ser realizadas pelo titular do centro electroprodutor para viabilizar a injeção de energia adicional. Caso o titular do centro electroprodutor não se conforme com a posição desfavorável final tomada pelo GTGS ou pelo ORD (Operador da Rede de Distribuição), pode reclamar para a DGEG.

Uma vez estabelecida a viabilidade técnica da injeção de energia adicional, o operador da rede, procede aos trabalhos de regulação e/ou inspeção dos sistemas de proteção, medição e de telecontagem da interligação com a rede, por forma a assegurar a injeção da energia adicional pelo centro electroprodutor.

A Declaração de Impacte Ambiental (DIA), a Declaração de Incidências Ambientais (DIncA), ou outras licenças, autorizações, pareceres ou declarações de aceitação de entidades competentes são requisitos para a autorização da instalação do sobre equipamento.

O sistema de telecontagem individualizada que faz a contagem da energia adicional, pode ser dispensado desde que se demonstre que a instalação dos equipamentos necessários tenha um custo desproporcional quando comparado com o custo do investimento do sobre equipamento. Sendo nesse caso, calculada a energia adicional por fórmulas que tem como variáveis a produção da instalação primária.

### **4.3. Sistema Elétrico Nacional (SEN)**

O Sistema Elétrico Nacional sofreu a sua primeira grande reestruturação em 1995 com o estabelecimento por lei da coexistência de um sistema elétrico de serviço público e de um sistema elétrico independente, organizado com princípios orientados para uma lógica de mercado. Em 2005 foi aprovada, pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, a estratégia nacional para a energia, onde foi estabelecida a consolidação da liberalização iniciada em 1995, através da promoção da concorrência nos mercados energéticos. No

Decreto-Lei n.º 29/2006 e posteriormente nos DL 172/2006 e DL 264/2007, foram estabelecidas novas bases de organização e funcionamento do SEN, bem como as regras gerais do exercício das atividades de produção, transporte, distribuição, comercialização e organização dos mercados de eletricidade. Cumpriu-se assim a transposição para a legislação portuguesa dos princípios que tinham como finalidade a criação de um mercado livre e concorrencial de energia da Diretiva n.º 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho. É estabelecido um sistema elétrico nacional integrado, onde, mediante atribuição de licença, as atividades de produção e comercialização são praticadas em regime de livre concorrência, e as atividades de transporte e distribuição são praticadas mediante a atribuição de concessões de serviço público. A Figura mostra de forma esquemática e simplificada a organização geral do SEN estabelecida no DL 29/2006.

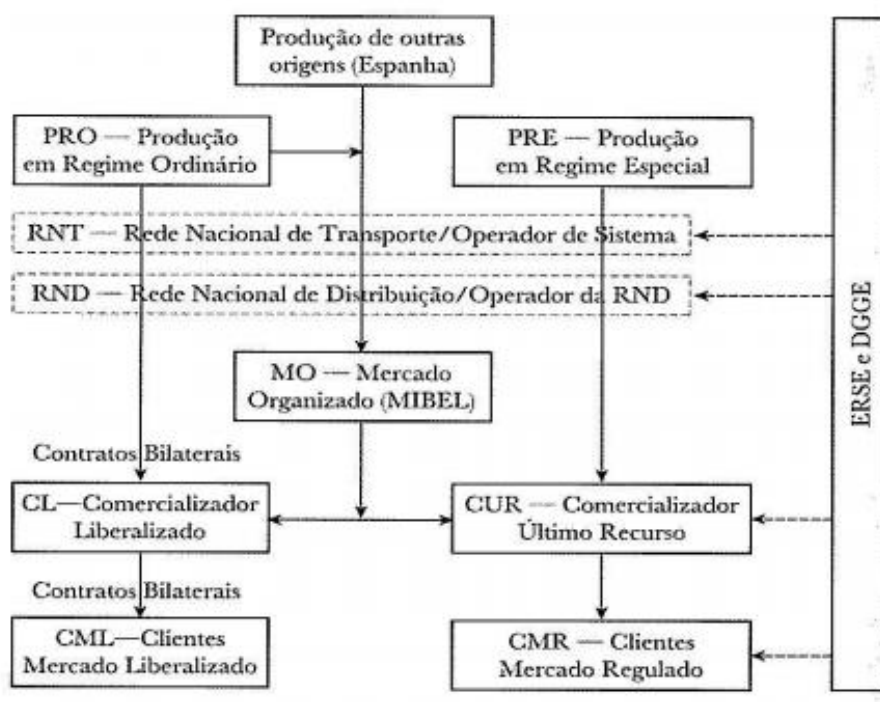


FIGURA 24: ORGANIZAÇÃO GERAL DO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL [27]

#### 4.4. Certificados Verdes

O conceito de Certificado Verde baseia-se no princípio de que a energia elétrica produzida a partir de fontes de energia renováveis é remunerada por dois produtos diferentes. A própria energia elétrica, que poderá ser vendida no mercado de energia elétrica (MIBEL), e um conjunto de benefícios ambientais e sociais que tomam a forma de certificados

verdes, os quais poderão ser transacionados em mercado próprio, gerando assim receitas adicionais à da venda de energia elétrica para os produtores de FER-E.

Em Portugal este sistema de remuneração nunca entrou em funcionamento e a informação relativa a ele é muito escassa, o valor de certificados verdes (Figura 25), é usado para diminuir a fatura energética portuguesa e é negociado pela REN (Rede Elétrica Nacional).

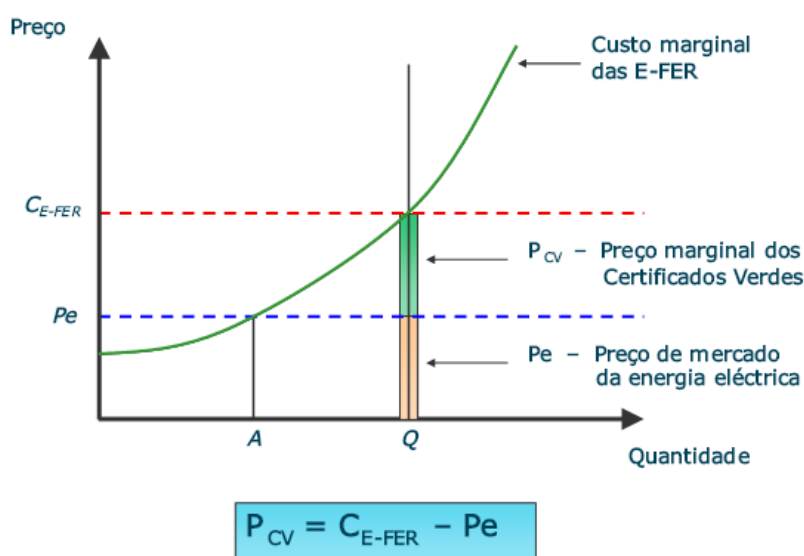


FIGURA 25: FÓRMULA DE CÁLCULO DE CERTIFICADOS VERDES [27]

#### 4.5. Conclusão

Em Portugal, os valores de remuneração garantida são definidos de acordo com uma fórmula estabelecida pela legislação. O montante é calculado mensalmente pelo regulador de energia (ERSE) para cada produtor independente de acordo com vários fatores, como a inflação, os custos evitados e benefícios ambientais. As políticas portuguesas e legislação associada têm vindo a mudar ao longo do tempo, a Figura 26 mostra as quatro principais leis onde as remunerações auferidas pelos promotores sofreram alterações.

Como mostra a Figura, a remuneração média diminuiu de 1992 a 1999. Posteriormente em 1999, os valores FIT passaram a incluir benefícios ambientais que surgem do evitar da construção de novas centrais energéticas de combustíveis fósseis. Desde 1999 até hoje, a fórmula FIT assume que a intensidade de carbono é de 370g de CO<sub>2</sub> por kWh e que as externalidades associadas com CO<sub>2</sub> são avaliadas em cerca de 16 euros por tonelada de CO<sub>2</sub>.

Em 2001, o fator Z foi adicionado a fórmula, isto é, antes de 2001, um quilowatt-hora gerado a partir de energia hídrica recebia o mesmo pagamento como um quilowatt-hora gerado a partir de energia eólica.

Esta mudança originou um aumento de cerca de 20%.

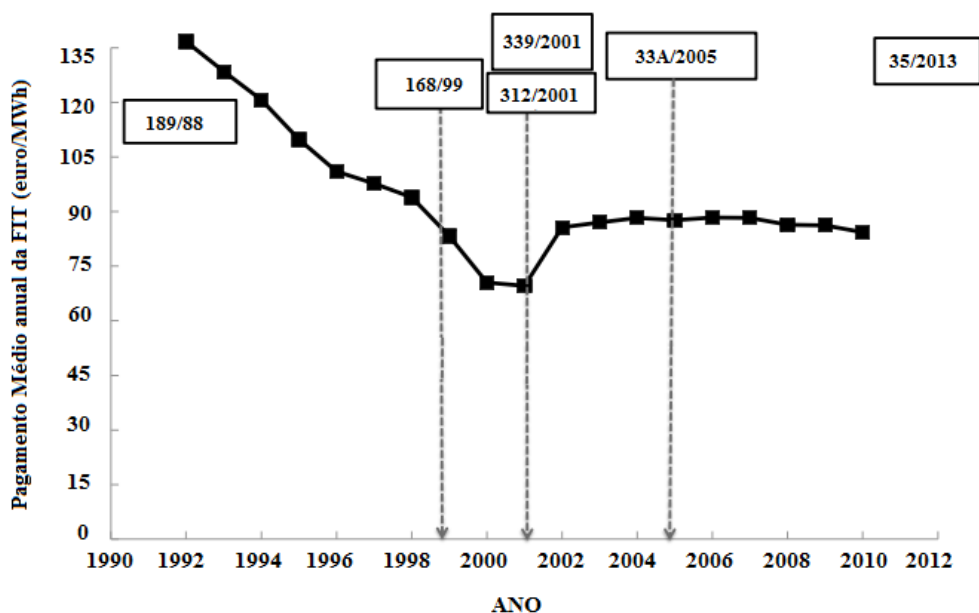


FIGURA 26: PAGAMENTO MÉDIO DA FIT ENTRE 1992 - 2010 EM EUROS/MWH [19]

Em 2005, a tarifa remuneratória para a eólica foi estabelecida em 15 anos ou até produzir 33 GWh por MW de capacidade instalada. Também na legislação de 2005 foi definido que todos os projetos ligados antes de 2005 tinham direito a um período de 15 anos adicional, a partir de fevereiro 2005, independentemente do número de anos de funcionamento. Portanto, até janeiro de 2020, serão apenas alguns parques e apenas os que não aderiram a extensão de tarifa que irão ficar sem a remuneração FIT.

O Decreto-Lei em 2005 estabeleceu que, após o período de 15 anos, os parques eólicos iriam começar a receber o ponto médio anual preço de mercado da eletricidade mais o valor dos certificados verdes no caso de esses certificados estarem disponíveis. Se um esquema de certificados verdes não estiver disponível quando o período terminar, o período remuneratório é prorrogado por mais cinco anos.

A nova legislação em 2013 que visa reduzir o déficit do sistema elétrico, inclui um pagamento anual ao regulador, e em troca os promotores tem um aumento do período remuneratório. Este período de extensão começa em 2020 para parques abrangidos pela legislação de 2005. Os parques conectados a partir de 2005 ou abrangidos pela legislação

de 2013, irão continuar a receber a tarifa por 20 anos ou 44 GWh por MW instalado a partir do ano de conexão ou a partir de 2005 no caso da entrada em exploração ser anterior a essa data. Os promotores que aderiram a este pagamento, veem o período alargado no mínimo até 2025, período este similar a prorrogação considerada em 2005 no caso dos certificados verdes não estarem disponíveis. Cenário que parece ser muito provável de acontecer o que leva a querer que uma nova legislação entre em vigor nesta data e que as tarifas sejam novamente alargadas, mas tal como em 2013 sejam impostas taxas aos promotores que possibilitem ao SEN abater a dívida tarifária.

Portugal face as metas para 2030 ainda tem um défice de potência instalada de 2GW, meta que pretende alcançar com as políticas de sobre potência e instalação de novos parques. Com a não alteração das tarifas remuneratórias desde 2005, com o limite de 40 GWh por MW (produção suficiente a rentabilidade do parque) ou um período de 20 anos (similar ao tempo médio de vida de um aerogerador), é consciente dizer que as tarifas FIT encontraram o seu ponto de estabilidade. No entanto, e para parques que já estão em funcionamento anteriormente a 2005, a possibilidade do período alargado de 20 anos (ou 25 até 27 de período voluntário), trás a perspectiva de substituição de máquinas para os promotores. Nos próximos anos poderemos então ter a continuidade das tarifas e períodos atuais, mas com alterações que venham ao encontro de tais perspectivas na ótica não só do promotor mas também do SEN, tanto para promotores que tenham parques em funcionamento anteriormente a 2005, mas também para parques posteriores a essa data.

# 5. Estudo de viabilidade económica

## 5.1. Introdução

As políticas adequadas e níveis de incentivo para promover as energias renováveis face as metas definidas com os objetivos 20/20/20 e 2030 têm sido discutidas na EU e nos estados membros. Estas discussões também estão em curso em Portugal, nomeadamente no que diz respeito ao nível e duração das FIT que devem ser fornecidas aos produtores independentes de energia. As políticas de promoção levaram a um crescimento da capacidade eólica instalada em Portugal, mas surgem dúvidas sobre a sua relação custo-eficácia.

Neste capítulo, será caso de estudo de viabilidade económica, um projeto de substituição de aerogeradores, com base em cenários das recentes mudanças legislatórias e perspetivas de cenários remuneratórios futuros.

## 5.2. Formulação Tarifária

As tarifas *feed-in* são baseadas nos preços de produção, e são o instrumento de apoio à FER-E mais antigo e mais utilizado globalmente. Os dois elementos básicos que caracterizam as tarifas *feed-in* são a obrigatoriedade de compra e a remuneração fixa garantida ao produtor por kWh de FER-E.

Na implementação das FIT são abordados três critérios; a eficiência, em que os objetivos a serem alcançados são definidos de forma a atingir objetivos considerados como satisfatórios. Para além da eficiência, para que haja difusão das FER, os modelos de apoio também devem ser eficazes pois só assim é que existe um aumento da capacidade instalada. A equidade deve ser considerada para que o modelo de apoio seja mais justo, distribuindo os ganhos de eficiência pelos produtores de FER-E e pelos consumidores finais de eletricidade, e também repartindo os custos.

Dos três critérios de avaliação (eficácia, eficiência e equidade) a eficiência é o que maiores críticas suscita. Este facto levou à necessidade de otimização dos modelos FIT ao longo dos anos, através da introdução de determinados parâmetros de *design*, como as

variantes tarifárias, cujo objetivo é promover a maximização da eficiência sem negligenciar a eficácia e promovendo a equidade.

### 5.2.1. Tarifa *Feed-in*

A tarifa *feed-in* em vigor neste momento foi definida no Decreto-Lei n.º 35/2013, e é a seguinte:

$$VRD_m = KMHO_m * [PF(VRD)_m + PV(VRD)_m + PA(VRD)_m * Z] * \frac{IPC_{m-1}}{IPC_{ref}} * \frac{1}{(1 - LEV)} \quad (7)$$

#### 5.2.1.1. Coeficiente $KMHO_m$

O coeficiente  $KMHO_m$  modula a remuneração em função do período horário do fornecimento de energia. Este fator varia consoante se está em horas de ponta e cheias, ou em horas de vazio.

Este fator é apenas obrigatório no caso de centrais hídricas e opcional para as restantes FER cabendo ao produtor decidir, no ato de licenciamento, se opta ou não por esta modulação tarifária. Sempre que a escolha não recaia sobre esta modulação tarifária, o coeficiente tem o valor de 1. A fórmula de cálculo do coeficiente  $KMHO$  é:

$$KMHO = \frac{KMHO_{pc} * ECR_{pc,m} + KMHO_v * ECR_{v,m}}{ECR_m} \quad (9)$$

Em que:

$KMHO_{pc}$  - Modulação para o período temporal que engloba as horas cheias e de ponta, cujo valor é de 1,25 para todas as centrais renováveis exceto para as centrais hídricas cujo valor é 1,15;

$ECR_{pc,m}$  - Energias produzida pela unidade de produção, nas horas de ponta e cheias, para o mês  $m$ , expressa em kWh;

$KMHO_v$  - Modulação para as horas de vazio, cujo valor é de 0,65 para todas as unidades renováveis exceto as centrais hídricas cujo valor é 0,80;

$ECR_{v,m}$  - Energia produzida pela unidade de produção, nas horas de vazio, para o mês  $m$ , expressa em kWh;

$ECR_m$  - Eletricidade total produzida no mês  $m$ , expressa em kWh;

Considera-se que:

- No período de hora de inverno, as horas vazias ocorrem entre as 0 e as 8 e entre as 22 e as 24 horas, sendo as restantes horas do dia consideradas horas cheias e de ponta;

- No período de hora legal de verão, as horas vazias ocorrem entre as 0 e as 9 e entre as 23 e as 24 horas, sendo as restantes horas do dia consideradas horas cheias e de ponta.

### 5.2.1.2. Parcela fixa

A parcela fixa da fórmula de remuneração é o resultado do produto de três fatores:

- Um valor de referência unitário;
- Um coeficiente de potência;
- A potência média fornecida à rede num determinado mês.

A parcela fixa é calculada pela seguinte fórmula:

$$PF(VRD)_m = PF(U)_{ref} * COEF_{pot,m} * POT_{med,m} \quad (10)$$

$PF(U)_{ref}$  – Valor mensal do custo unitário de investimento em novas unidades de produção de eletricidade cuja construção é evitada por uma central renovável que garanta um nível de potência equivalente ao assegurado pela construção das primeiras. De acordo com o DL 35/2013, o valor mensal é de 5,44 euros por kWh/mês e é homogêneo para todas as centrais renováveis, independentemente da tecnologia utilizada;

$POT_{med,m}$  - Potência média que a rede pública tem ao seu dispor, providenciada pela unidade de produção renovável, para um determinado mês, e expressa em kW; sendo um mínimo de:

$$POT_{med,m} = \min \left( POT_{dec}; \frac{ECR_m}{24 * NDM_m} \right) \quad (11)$$

$POT_{dec}$  - é a potência da central, declarada pelo produtor no ato de licenciamento, expressa em KWh;

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

Observando a condição da qual resulta  $COEF_{pot,m}$ :

$$COEF_{pot,m} = \frac{NHP_{ref,m}}{NHO_{ref,m}} = \frac{ECR_m/POT_{dec}}{0,80 * 24 * NDM_m} = \frac{ECR_m}{576 * POT_{dec}} \quad (12)$$

Em que:

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

$NHO_{ref,m}$  - Número de horas que servem de referência para o cálculo, no mês  $m$ , de  $COEF_{pot,m}$ , o qual é avaliado pelo produto  $0,80 * 24 * NDM_m$  (número de dias do mês  $m$ , o qual, toma o valor de 30);

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

Pela análise das parcelas é possível verificar que com a inclusão de COEF pretende-se aferir qual a quantidade de FER-E alimentada na rede por uma unidade de produção, num determinado mês, tendo em conta a capacidade instalada da mesma. Portanto, a parcela fixa baseia-se no valor de referência do investimento, bem como pelos resultados de produção da central produtora, num determinado período.

### 5.2.1.3. Parcela variável

A parcela variável da fórmula de remuneração resulta do produto de dois fatores:

- Um valor de referência unitário;
- A totalidade de eletricidade injetada na rede num determinado mês;

Pela seguinte expressão:

$$PV(VRD)_m = PV(U)_{ref} * ECR_m \quad (13)$$

Em que:

$PV(U)_{ref}$  - Custos derivados da operação e da manutenção necessários à exploração dos novos meios de produção convencionais, cuja construção é impedida pela unidade de produção renovável. Esta parcela tem o valor fixo de 0,036 euros por kWh, que é válido pelo mesmo período da aplicação da remuneração definida por VDR.

#### 5.2.1.4. Parcela ambiental

A parcela ambiental da remuneração dos produtores de FER-E, é o produto de três fatores, tal como se pode constatar pela expressão seguinte:

$$PA(VRD)_m = ECE(U)_{ref} * CCR_{ref} * ECR_m \quad (14)$$

Em que:

$ECE(U)_{ref}$  - Valor unitário de referência para as emissões de dióxido de carbono evitadas pela unidade renovável. Este valor representa o valor unitário de CO<sub>2</sub> que seria emitido por uma central de produção convencional e cuja construção é evitada. Assume o valor fixo de 0,00002 euros por grama para todas as centrais renováveis, e tem a validade igual ao período de aplicação da remuneração definida por VDR.

$CCR_{ref}$  - Montante unitário das emissões de CO<sub>2</sub> da central de referência, o qual toma o valor fixo de 370 gramas por kWh, e tem a validade igual ao período de aplicação da remuneração definida por VDR.

#### 5.2.1.5. Fator de atualização

Atualiza as parcelas referidas nas secções anteriores e que constam da fórmula final de remuneração da FER-E, por se tratar de um modelo dinâmico.

A atualização da fórmula é obtida através de um quociente que tem por base o Índice de Preços no Consumidor (IPC), o que significa que há uma adequação da remuneração da FER-E ao aumento dos custos de produção. Pela seguinte expressão:

$$\frac{IPC_{(m-1)}}{IPC_{ref}} \quad (15)$$

Em que:

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

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

Para o cálculo da remuneração final, acede-se ao IPC consultando os dados do Instituto Nacional de Estatística (INE).

#### **5.2.1.6. LEV**

Habitualmente, as centrais renováveis encontram-se dispersas e instaladas em regiões relativamente próximas dos centros de consumo de eletricidade, ao contrário das centrais de produção de eletricidade convencional que são mais centralizadas e conseqüentemente distantes de muitas zonas de consumo. A proximidade das zonas de consumo traduz-se numa minimização das perdas nas redes de transmissão e de distribuição, o que tem a vantagem de não aumentar os custos de produção e de não causar danos para o ambiente.

O coeficiente LEV internaliza os benefícios decorrentes da redução de perdas pelas centrais renováveis ao nível das redes de transmissão e de distribuição. Embora altere o valor final da remuneração, não se trata de um fator de atualização propriamente dito. Assume os valores de 0,015 para unidades cuja potência seja igual ou superior a 5MW e um valor de 0,035 caso se trate de centrais produtoras com uma potência inferior a 5MW. Este parâmetro surge na fórmula da remuneração final sob a forma do seguinte quociente:

$$\frac{1}{1 - LEV} \quad (16)$$

#### **5.2.1.7. Coeficiente Z**

Para além das parcelas referidas anteriormente, o nível tarifário auferido pelos produtores de FER-E em Portugal depende ainda do coeficiente adimensional Z. Este coeficiente tem como objetivo ilustrar as especificidades do recurso renovável e da tecnologia utilizada.

Muito embora na legislação apenas estejam fixados os valores de Z, é importante mencionar que é calculado através da análise económica e financeira dos projetos, com uma taxa interna de rentabilidade de 7 a 8%, de acordo com a tecnologia utilizada. O

objetivo é ter um retorno do investimento o mais próximo possível de 25% para todas as centrais independentemente do tipo de renovável.

Para centrais eólicas toma os seguintes valores, com  $POT_{dec}$ , inferior ou igual a 10 MW, toma o valor de 4,5 sendo que acima de 10 MW e com o limite de 30 MW se subtrai 0,075 por cada MW aos 4,5 iniciais. Nos casos de  $POT_{dec}$  superior a 30 MW o valor é definido em portaria do ministro que tutela a DGGE.

### 5.3. Alterações a fórmula remuneratória

TABELA 7: ALTERAÇÕES A FÓRMULA REMUNERATÓRIA (ELABORAÇÃO PRÓPRIA)

Fator	DL 168/99	DL 339-C/2001	DL 33-A/2005, DL 225/2007, DL 35/2013
<b>Z</b>	Não existe	Nº horas equivalente a $Pot_{max}$	$Pot_{dec} \leq 10MW$ $Z=4,5$
		0-2000, $Z=1,7$	$10MW \geq Pot_{dec} \leq 30MW$
		2000-2200, $Z=1,3$	$Z=4,5-0,075*(Pot_{dec}-10)$
		2200-2400, $Z=0,95$	
		2400-2600, $Z=0,65$	$Pot_{dec} \geq 30MW$
		2600-8760, $Z=0,4$	Definido em portaria
<b>PF</b>	$PF(U)_{ref} = 1090$	Em vigor no DL	$PF(U)_{ref} = 5,44$
	PTE/kW	168/999	euros/KWh
<b>PV</b>	$PV(U)_{ref} = 5$ PTE/kWh (1 euro = 200,5 PTE) 5 PTE = 0,025 euros	Em vigor no DL 168/999	$PV(U)_{ref} = 0,036$ euros/KWh
	$ECE(U)_{ref} = 0,015$	Em vigor no DL	$ECE(U)_{ref} = 0,00002$
<b>PA</b>	PTE/g	168/999	euros/g
	$\equiv 0,000075$ euros/g		

### 5.4. Parque em estudo

A empresa UNIT ENERGY – Energias Renováveis, S.A., cuja atividade consiste na promoção, construção e exploração de parques eólicos, pretende substituir os aerogeradores do Parque Eólico de Picos Verdes II, constituído por 7 aerogeradores e com uma potência declarada de 10,29 MW. A energia produzida no Parque Eólico é



## **5.5. Caso em estudo**

### **5.5.1. Considerações iniciais**

A Unit Energy tenciona neste momento acelerar o processo de substituição dos aerogeradores do parque de Picos Verdes II, que neste momento contam já com 13 anos de produtividade. Embora os aerogeradores tenham um tempo de vida estimado em 20 anos, são duas as principais razões para a substituição antecipada.

- i) Eficiência; As máquinas em funcionamento começam a entrar num período crítico em surgem problemas e avarias devido ao desgaste de elementos. Começa a ser um elemento a ter em conta quando comparadas com a maior eficiência e produtividade de máquinas novas.
- ii) Período de remuneração; O período da remuneração garantida, a que o parque está abrangido, é de mais 16 anos ou 44 GW por MW instalado. Isto é, em 2013 o promotor do parque optou pelo período de remuneração em vigor no DL 35/2013, de 20 anos ou 44 GW por MW instalado, mais 7 anos de remuneração ao preço de mercado com limites de 74 euros/MWh e 98 euros/MWh.

Devido aos processos de licenciamento ambiental, negociação com o fornecedor dos aerogeradores, estudo para um novo arranjo mais eficiente para a localização das novas máquinas, e licenciamento da substituição, calcula-se que o parque no mínimo só entrará em funcionamento em 2018.

O valor de IPC foi considerado unitário devido ao seu valor de atualização também ser aproximadamente 1.

### **5.5.2. Cenários em estudo**

O projeto em estudo terá a análise de três cenários:

- a) Instalação de 5 máquinas perfazendo os 10MW de potência, remuneradas segundo a legislação em vigor e legislação hipotética.
- b) Instalação de 5 máquinas perfazendo os 10 MW, mais uma de 2MW, remuneradas segundo a legislação em vigor e hipotética, acrescida da remuneração de sobre potência, respetivamente.

- c) Instalação de 5 máquinas perfazendo os 10MW de potência, remuneradas segundo a legislação em vigor até 2032.

### 5.5.3. Encargos do projeto

Existem dois tipos de encargos nestes projetos, encargos iniciais com a instalação e encargos mensais ao longo do tempo de vida útil do projeto (figura 28).

Os encargos iniciais são relativos a substituição de máquinas em que por cada MW instalado se prevê um custo de 1,1 milhões de euros. Relativamente aos custos com a rede nomeadamente os novos cabos subterrados que ligam os transformadores a subestação prevê-se um custo total de 1,5 milhões de euros. Os encargos mensais são relativos ao pagamento mensal ao SEN que não serão por toda a vida do projeto e irão variar consoante o cenário e a análise de sensibilidade. Os custos de manutenção são também mensais e por MW, este valor representa a média para o projeto pois os custos vão aumentando consoante o desgaste da máquina.

Encargos iniciais			
Máquinas	1100000	euros por MW	com sobre potência 1700000 euros
Rede	1500000	euros	
Burocráticos	50000	euros	
Encargos mensais			
Manutenção	6000	euros por MW	Até 2020
Pagamento mensal a Rede	5800	euros por MW	

FIGURA 28: TABELA DE ENCARGOS (ELABORAÇÃO PRÓPRIA)

## 5.6. Resultados

### 5.6.1. Cenário a)

Instalação de 5 máquinas perfazendo os 10MW de potência, remuneradas segundo a legislação em vigor.

Na figura 29 é apresentada a linha temporal remuneratória do projeto, a sua exploração será iniciada em 2018 e remunerada pelo tarifário FIT até 2025. Posteriormente até 2032 será remunerado pelos valores limite (74 – 98 euros por MWh) do período adicional. Até 2038 será remunerado pela alteração legislatória teorizada no decorrer do

trabalho, que irá equilibrar a rentabilidade dos promotores com um novo pagamento ao SEN, que por esta via vê a sua dívida tarifária diminuída.



FIGURA 29: LINHA TEMPORAL DE REMUNERAÇÃO (ELABORAÇÃO PRÓPRIA)

Na figura 30 temos a média da produção mensal, estimada para o Parque, elaborada com recurso aos valores anuais de produção do parque de Raposeiras, composto por uma MM92 e uma 3xM situadas na mesma zona do parque em estudo, e também ele gerido pela Unit.

Energia ativa (KWh por MW)					
Mês	Vazio	Ponta	Cheia	Super vazio	Total
Janeiro	75576	50154	119828	48600	294158
Fevereiro	88940	60404	159330	57992	366666
Março	101114	56270	147572	72310	377266
Abril	67914	47364	115042	43478	273798
Maio	91422	58914	130532	63828	344696
Junho	71656	43092	101060	45600	261408
Julho	141330	86600	224956	94424	547310
Agosto	115010	69428	174990	77788	437216
Setembro	82032	55956	127780	54474	320242
Outubro	53020	33504	75114	34778	196416
Novembro	67466	39112	95558	46186	248322
Dezembro	62944	37744	95178	41148	237014
				Média 10M	3072000
				Por 2 MW	614400
				Anos para atingir a produção de 44 GWh	11,93576 12 anos

FIGURA 30: MÉDIA DA PRODUÇÃO MENSAL (ELABORAÇÃO PRÓPRIA)

Na Figura 31 temos os resultados obtidos na avaliação económica do projeto, com os valores do Valor atual líquido (VAL), da Taxa interna de rentabilidade (TIR) e do VAL por unidade.

Na análise de sensibilidade foram variados os valores de produtividade média, variação referente as condições meteorológicas e/ou avarias. Foi feita também a variação do novo pagamento ao SEN e a variação da média remuneratória em período voluntário, sendo que neste caso, se deve considerar na variação o pagamento já efetuado anteriormente de 5800 euros.

VAL =	14 775 530,10	variação da produtividade		Variação do novo pagamento ao		Variação da R.P. voluntário	
TIR =	13,865%	0	13,865%	0	13,865%	0	13,865%
VAL / Unid. Inv. =	1,18	-20%	8,60%	-20%	14,238%	-10,0%	13,07%
		-15%	9,98%	-15%	14,145%	-7,5%	13,27%
		-10%	11,32%	-10%	14,052%	-5,0%	13,48%
		-5%	12,61%	-5%	13,958%	-2,5%	13,67%
		0%	13,87%	0%	13,865%	0,0%	13,87%
		5%	15,10%	5%	13,772%	2,5%	14,05%
		10%	16,30%	10%	13,678%	5,0%	14,24%
		15%	17,49%	15%	13,585%	7,5%	14,42%
		20%	18,66%	20%	13,491%	10,0%	14,59%

13,865%	0	-20%	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%	20%
0	13,87%	14,24%	14,14%	14,05%	13,96%	13,87%	13,77%	13,68%	13,58%	13,49%
-20%	8,60%	9,03%	8,92%	8,81%	8,71%	8,60%	8,49%	8,38%	8,27%	8,16%
-15%	9,98%	10,39%	10,29%	10,19%	10,08%	9,98%	9,88%	9,78%	9,67%	9,57%
-10%	11,32%	11,71%	11,61%	11,51%	11,41%	11,32%	11,22%	11,12%	11,02%	10,92%
-5%	12,61%	12,99%	12,89%	12,80%	12,70%	12,61%	12,51%	12,42%	12,32%	12,22%
0%	13,87%	14,24%	14,14%	14,05%	13,96%	13,87%	13,77%	13,68%	13,58%	13,49%
5%	15,10%	15,46%	15,37%	15,28%	15,19%	15,10%	15,00%	14,91%	14,82%	14,73%
10%	16,30%	16,67%	16,58%	16,49%	16,39%	16,30%	16,21%	16,12%	16,03%	15,94%
15%	17,49%	17,85%	17,76%	17,67%	17,58%	17,49%	17,40%	17,31%	17,22%	17,13%
20%	18,66%	19,03%	18,94%	18,84%	18,75%	18,66%	18,57%	18,48%	18,39%	18,30%

FIGURA 31: ANÁLISE DE RESULTADOS E ANÁLISE DE SENSIBILIDADE, CENÁRIO A) (ELABORAÇÃO PRÓPRIA)

### 5.6.2. Cenário b)

Instalação de 5 máquinas perfazendo os 10 MW, mais uma de 2MW, remuneradas segundo a legislação em vigor, acrescida da remuneração de sobre potência, respetivamente.

Caso em tudo semelhante ao cenário a), apenas com a alteração de uma nova máquina remunera a 60 euros por MWh.

VAL =	12 724 023,62	variação da produtividade	0	11,760%	Varição do novo pagamento ao	0	11,760%	Varição da R.P. voluntário	0	11,760%
TIR =	11,760%	-20%	6,32%	-20%	12,176%	-20%	12,176%	-10,0%	10,92%	
VAL / Unid. Inv. =	0,86	-15%	7,77%	-15%	12,073%	-15%	12,073%	-7,5%	11,14%	
		-10%	9,15%	-10%	11,969%	-10%	11,969%	-5,0%	11,35%	
		-5%	10,48%	-5%	11,864%	-5%	11,864%	-2,5%	11,56%	
		0%	11,76%	0%	11,760%	0%	11,760%	0,0%	11,76%	
		5%	13,01%	5%	11,655%	5%	11,655%	2,5%	11,96%	
		10%	14,23%	10%	11,550%	10%	11,550%	5,0%	12,15%	
		15%	15,42%	15%	11,444%	15%	11,444%	7,5%	12,33%	
		20%	16,59%	20%	11,338%	20%	11,338%	10,0%	12,52%	

11,760%	0	-20%	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%	20%
0	11,76%	12,18%	12,07%	11,97%	11,86%	11,76%	11,65%	11,55%	11,44%	11,34%
-20%	6,32%	6,83%	6,71%	6,58%	6,45%	6,32%	6,18%	6,05%	5,91%	5,78%
-15%	7,77%	8,25%	8,13%	8,01%	7,89%	7,77%	7,65%	7,52%	7,40%	7,27%
-10%	9,15%	9,60%	9,49%	9,38%	9,26%	9,15%	9,04%	8,92%	8,80%	8,69%
-5%	10,48%	10,91%	10,80%	10,69%	10,59%	10,48%	10,37%	10,26%	10,15%	10,04%
0%	11,76%	12,18%	12,07%	11,97%	11,86%	11,76%	11,65%	11,55%	11,44%	11,34%
5%	13,01%	13,41%	13,31%	13,21%	13,11%	13,01%	12,91%	12,80%	12,70%	12,60%
10%	14,23%	14,62%	14,52%	14,42%	14,32%	14,23%	14,13%	14,03%	13,93%	13,83%
15%	15,42%	15,81%	15,71%	15,61%	15,52%	15,42%	15,32%	15,22%	15,12%	15,03%
20%	16,59%	16,98%	16,88%	16,79%	16,69%	16,59%	16,49%	16,40%	16,30%	16,20%

FIGURA 32: ANÁLISE DE RESULTADOS E ANÁLISE DE SENSIBILIDADE, CENÁRIO B) (ELABORAÇÃO PRÓPRIA)

### 5.6.3. Cenário c)

Instalação de 5 máquinas perfazendo os 10MW de potência, remuneradas segundo a legislação em vigor até 2032.

Neste caso o estudo económico só foi feito até a data limite de períodos remuneratórios em vigor para o parque de Picos Verdes II, Dezembro de 2031.

VAL =	10 956 776,79	Varição da produtividade	0	13,340%	
TIR =	13,340%	-20%	7,90%	-15%	9,31%
VAL / Unid. Inv. =	0,87	-10%	10,69%	-5%	12,03%
		0%	13,34%	5%	14,63%
		10%	15,89%	15%	17,13%
		20%	18,36%		

FIGURA 33: ANÁLISE DE RESULTADOS E ANÁLISE DE SENSIBILIDADE, CENÁRIO B) (ELABORAÇÃO PRÓPRIA)

## 5.7. Conclusões

A primeira conclusão após uma breve análise aos valores obtidos é que mesmo no cenário c em que foi feito o estudo para 13 anos de operação do parque, o valor da TIR é bastante bom (13,34%) e mesmo no pior dos cenários a TIR não deixa de ter um valor razoável para que o projeto seja rentável.

No cenário a, temos um valor de TIR ainda mais rentável podendo mesmo chegar aos 19% com condições favoráveis das variáveis.

No cenário b temos como comparação o anterior cenário, vemos que a instalação de mais um aerogerador remunerado a 60 euros por MWh, irá baixar o valor da TIR, no entanto este cenário não é sinónimo da não rentabilidade deste aerogerador.

Os valores obtidos poderão ainda sofrer alterações positivas devido ao valor do IPC ter sido considerado 1. Este valor nos primeiros anos em pouco alteraria o valor remuneratório, no entanto nos últimos anos e caso a tarifa remuneratória estivesse em vigor, o valor de IPC irá ser  $>1$ .

Concluindo, o projeto é viável de ser concretizado e com poucos riscos associados, no entanto a incógnita de sabermos ao certo qual o valor da rentabilidade para o final de vida do projeto, deixa em aberto o estudo de caso até nova legislação que altere os períodos e/ou formulas de remuneração.

# Bibliografia

[1] Direito das Energias Renováveis, 2014, Cláudia Alexandra Dias Soares, Suzana Tavares da Silva

[2] Caracterização da rede nacional de transporte para efeitos de acesso à rede, em:  
<http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/CaracterizacaoRNT/Caracteriza%C3%A7%C3%A3o%20da%20RNT%2031-12-2013.pdf>

[3] The World Bank DataBank, em:  
<http://databank.worldbank.org/data/home.aspx>

[4] International Energy Statistics. U.S. Energy Information Administration, em:  
<http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid=2&pid=2&aid=12>

[5] Renewables 2013. Global Status Report, em:  
[http://www.ren21.net/Portals/0/documents/Resources/GSR/2013/GSR2013\\_lowres.pdf](http://www.ren21.net/Portals/0/documents/Resources/GSR/2013/GSR2013_lowres.pdf)

[6] Parques eólicos em Portugal. Instituto de Engenharia Mecânica e Gestão Industrial, em:

<http://www.inegi.up.pt/>

[7] ENEOP - Eólicas de Portugal, em:

<http://www.eneop.pt>

[8] Site Senvion wind energy solutions, em:

<https://www.senvion.com/global/en/>

[9] Company presentation Senvion GmbH, em:

<http://www.ruzgarsempozyumu.org/wp-content/uploads/2015/08/9A005.pdf>

[10] Instalação O&M em parques eólicos, 2006, Liliana Pinho Figueiredo, em:

<https://www.google.pt/webhp?sourceid=chrome-instant&ion=1&espv=2&ie=UTF-8#q=liliana%20pinho%20figueiredo>

[11] Manual MM92. Não disponível (Documento Senvion)

[12] Directive 2001/77/EC of the European Parliament and of the Council of 27 September, em:

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:32001L0077>

[13] Ministério da economia, 2001. Programa E4, em:

[http://www.aguaquentesolar.com/publicacoes/14/Programa\\_E4.pdf](http://www.aguaquentesolar.com/publicacoes/14/Programa_E4.pdf)

[14] Simões, T., 2004. Base de dados do potencial energético do vento em Portugal, em: [http://www.researchgate.net/publication/259580577\\_Base\\_de\\_Dados\\_do\\_Potencial\\_energtico\\_do\\_Vento\\_em\\_Portugal\\_Metodologia\\_e\\_Desenvolvimento](http://www.researchgate.net/publication/259580577_Base_de_Dados_do_Potencial_energtico_do_Vento_em_Portugal_Metodologia_e_Desenvolvimento)

[15] Diário da República, 2008. Resolução do Conselho de Ministros No. 1/2008, em: <http://www.dre.pt/pdf1sdip/2008/01/00300/0010600141.PDF>

[16] Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April, em:

<http://eurlex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:32009L0028>

[17] EU Commission, 2010. Energy: National Renewable Energy Action Plans, em: [http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency\\_platform/action\\_plan\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/action_plan_en.htm)

[18] Diário da República, 2010, em:

<http://dre.pt/pdf1sdip/2013/02/04200/0115401165.pdf>

[19] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, em:

<http://www.erse.pt/pt/Paginas/home.aspx>

[20] Diário da República, 2013, em:

<http://dre.pt/pdf1sdip/2013/02/04200/0115401165.pdf>

[21] Retrospective and Prospective Analysis of Policy Incentives For Wind Power in Portugal, em:

<http://repository.cmu.edu/dissertations/446/>

[22] Dinheiro Vivo, 2013. EDP reage a imposto, em :

<http://www.dinheirovivo.pt/Empresas/Artigo/CIECO281449.html>.

[23] EU Commission, 2014. Energy: National Renewable Energy, em:

[http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency\\_platform/action\\_plan\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/action_plan_en.htm)

[24] JN, 2015 Dívida da eletricidade: aqui mora um consenso político, em:

<http://expresso.sapo.pt/politica/2015-10-25-Divida-da-eletricidade-aqui-mora-um-consenso-politico>

[25] Site da DGEG, em:

<http://www.dgeg.pt/>

[26] Site do ministério do ambiente e do ordenamento do território, em:

<http://www.portugal.gov.pt/pt/ministerios/mamb.aspx>

[27] Julio Neves 2012, Integração da produção eólica em mercado: Estratégia de licitação no mercado diário e serviços de sistema, em:

<http://repositorio.ipl.pt/bitstream/10400.21/2131/1/Disserta%C3%A7%C3%A3o.pdf>

[28] Diário da República, 2005, em:

<http://www.dre.pt/pdf1s%5C2005%5C02%5C033A01%5C00020009.pdf>

[29] Diário da República, 1999, em:

<http://www.dre.pt/pdf1s%5C1999%5C05%5C115A00%5C26192628.pdf>

[30] Diário da República, 1988, em:

<https://dre.tretas.org/dre/100783/>

[31] Diário da República, 2001a, em:

<http://www.dre.pt/cgi/dr1s.exe>

[32] Diário da República, 2001b, em:

<http://www.erse.pt/pt/legislacao/Legislacao/Attachments/935/resBBA6123307CA431090E5E11F89D8240D.pdf>.

# Anexos

## Regulamento da Rede de Distribuição

A frequência da RD tem um valor nominal de 50 Hz, e tensão nominal da RD é a seguinte:

- Para redes AT: 60 kV;
- Para redes de MT: 10 kV, 15 kV e 30 kV;
- Para redes de BT: 230/400 V.

### Capítulo 2, ponto 2.4.4

- I) O produtor deve equipar a sua instalação de produção com proteções, ao nível da interligação, que assegurem a separação rápida da RD.
  - II) A religação da instalação de produção à RD, depois de desligada, só pode ser feita:
  - III) Três minutos após a reposição do serviço na RD;
- Depois de a tensão da RD ter atingido, pelo menos, 80% do seu valor normal;
  - Com intervalos de quinze segundos entre as religações dos diferentes geradores.

### Capítulo 4, ponto 4.3.2

- I) A queda de tensão transitória da RD devida à ligação de geradores assíncronos não deve ser superior a 2%, no caso de aerogeradores.
  - II) O número de ligações de aerogeradores à RD não pode exceder uma por minuto.
  - III) Na ligação à RD de MT e AT, a potência de cada gerador assíncrono não pode.
  - IV) A ligação de um gerador assíncrono à RD deve ser feita:
- Depois de atingidos 90% da velocidade síncrona, no caso de a potência do gerador não exceder 500 kVA;
  - Depois de atingidos 95% da velocidade síncrona, no caso de a potência do gerador exceder 500 kVA.

### **Capítulo 4, ponto 4.3.3**

- I) O regime de neutro da instalação de produção deve ser compatível com o regime de neutro existente na RD.
- II) Nas instalações de produção ligadas à RD de MT e AT, a ligação é obrigatoriamente feita por meio de transformadores em que um dos enrolamentos esteja em triângulo, devendo o neutro do lado da rede, se existir, ficar isolado.
- III) Os grupos de geradores devem ser capazes de fornecer a sua potência nominal na faixa de frequências entre 48,5 Hz e 51,5 Hz, devendo ser possível fazer o paralelo dos grupos, pelo menos manualmente, entre 48,0 Hz e 51,5 Hz

### **Capítulo 4, ponto 4.3.4**

- I) Os grupos geradores devem estar preparados para suportar incidentes sem saírem do paralelo, nas seguintes condições:
  - Desvios de frequência entre 47,5 Hz e 51,5 Hz;
  - Abaixamentos de tensão, aos terminais do enrolamento do lado da rede de RT do transformador de grupo, até 80% da sua tensão nominal;
  - Componente inversa da corrente, até 5% da corrente nominal;
  - Curtos-Circuitos na rede, com duração de eliminação inferior ou igual a 150ms.

### **Capítulo 4, ponto 4.3.5**

- I) Os produtores devem, nos períodos de horas cheias e de ponta, fazer acompanhar o fornecimento de energia ativa de uma quantidade de energia reativa correspondente, no mínimo, a 40 % da energia ativa fornecida.
- II) Os produtores não devem, nos períodos de vazio, fornecer energia reativa à rede.

### **Capítulo 4, ponto 4.3.6**

- I) Cada grupo de geradores deve ser capaz de funcionamento estável, em qualquer ponto da sua característica P-Q. Deve garantir ainda um funcionamento à potência ativa máxima para fatores de 1 a 0,85 (indutivo) e de 1 a 0,95 (capacitivo).

### Capítulo 4, ponto 4.3.8

- I) Cava de tensão de alimentação – Diminuição brusca da tensão de alimentação para um valor situado entre 90% e 1% da tensão declarada (ou da tensão de referência deslizante), seguida do restabelecimento da tensão depois de um curto lapso de tempo. Por convenção, uma cava de tensão dura de 10ms a 1 min.

(Despacho n.º 5255/2006 – 2.ª série, Capítulo IV, ponto 3.6)

- II) Distorção harmónica – Deformação da onda de tensão (ou da corrente) sinusoidal à frequência industrial provocada, designadamente, por cargas não lineares.
- III) Em condições normais de exploração, 95% dos valores eficazes médios de dez minutos de cada tensão não devem exceder os níveis de referência a seguir indicados por cada período de medição de uma semana.
- IV) A distorção harmónica total em percentagem, não deverá ser superior a 4% para as redes MAT e a 8% para as redes de AT.

(Despacho n.º 5255/2006 – 2.ª série, Capítulo IV, ponto 3.4)

Harmónicas ímpares não múltiplas de três			Harmónicas ímpares múltiplas de três			Harmónicas pares		
Ordem (h)	Tensão harmónica (em percentagem)		Ordem (h)	Tensão harmónica (em percentagem)		Ordem (h)	Tensão harmónica (em percentagem)	
	AT	MAT		AT	MAT		AT	MAT
5	4,5	3,0	3	3,0	2,0	2	1,6	1,5
7	3,0	2,0	9	1,1	1,0	4	1,0	1,0
11	2,5	1,5	15	0,3	0,3	6	0,5	0,5
13	2,0	1,5	21	0,2	0,2	8	0,4	0,4
17	1,3	1,0	> 21	0,2	0,2	10	0,4	0,4
19	1,1	1,0				12	0,2	0,2
23	1,0	0,7				>12	0,2	0,2
25	1,0	0,7						
>25	0,2+0,5*25/h							

FIGURA 34: NÍVEIS DE REFERÊNCIA (DR, 2005)

- V) Tremulação (flicker) – Impressão da instabilidade da sensação visual provocada por um estímulo luminoso, cuja luminância ou repartição espectral flutua no tempo.
- VI) Os índices de severidade da tremulação devem ser inferiores, com probabilidade de 95% por cada período de medição de uma semana.

(Despacho n.º 5255/2006 – 2.ª série, Capítulo IV, ponto 3.3)

VII) Os centros produtores eólicos devem suportar incidentes, sem se desligarem da rede, nas seguintes condições:

- Desvios de frequência entre 47,5 e 51,5 Hz;
- Componente inversa da corrente, até 5% da corrente nominal.

VIII) Os centros produtores eólicos devem permanecer ligados à rede para cavas de tensão decorrentes de defeitos trifásicos, bifásicos ou monofásicos sempre que a tensão do lado da rede do transformador de interligação do centro produtor eólico esteja acima da curva apresentada na Figura 2, não podendo consumir potência ativa ou reativa durante o defeito e na fase de recuperação da tensão.

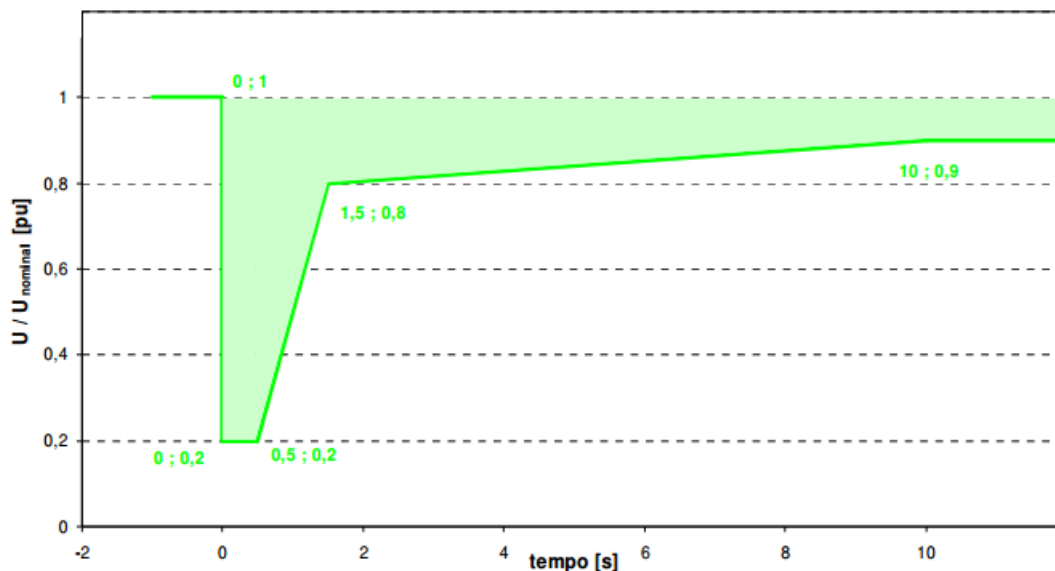


FIGURA 35: CURVA TENSÃO-TEMPO DA CAPACIDADE EXIGIDA AOS CENTROS PRODUTORES EÓLICOS PARA SUPTAREM CAVAS DE TENSÃO (DR, 2005)

- Após a eliminação do defeito e início da recuperação da tensão do lado da rede do transformador de interligação do centro produtor eólico, a potência ativa produzida deve recuperar de acordo com uma taxa de crescimento por segundo não inferior a 5% da sua potência nominal.
- Os centros produtores eólicos devem fornecer potência reativa durante cavas de tensão, de acordo com a Figura 3, proporcionando desta forma suporte para a tensão na rede.

III) O cumprimento desta curva de produção mínima de potência reativa durante afundamentos de tensão pelos centros de produção eólica deve iniciar-se com um atraso máximo de 40 ms após a deteção da cava de tensão.

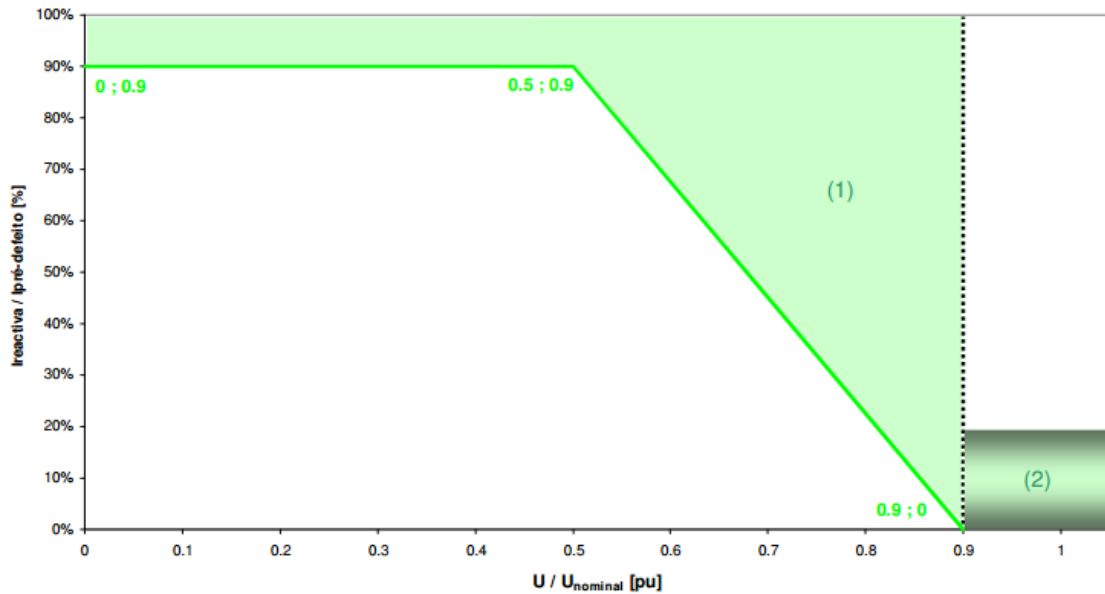


FIGURA 36: CURVA DE FORNECIMENTO DE REATIVA PELOS CENTROS PRODUTORES EÓLICOS DURANTE CAVAS DE TENSÃO (DR, 2005)

(1) Zona correspondente ao regime de funcionamento em defeito e recuperação. O centro produtor eólico, na sequência de um defeito que provoque cavas de tensão superiores a 10%, deve cumprir a curva de produção mínima de potência reativa com um atraso máximo de 40ms após a deteção da cava de tensão.

(2) Zona correspondente ao regime de funcionamento normal (ao entrar nesta zona de funcionamento o centro produtor eólico deve regressar ao regime decorrente das regras de reativa em vigor)