



**Parques Eólicos em Fim de Vida:
Decidir a Extensão de Vida ou a Substituição**

Filipe José dos Santos Cardoso

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em

Engenharia Mecânica

Orientadores: Prof. Elsa Maria Pires Henriques
Dr. Mário Alberto Silveira Costa Vieira

Júri

Presidente: Prof. Rui Manuel dos Santos Oliveira Baptista

Orientador: Prof. Elsa Maria Pires Henriques

Vogais: Prof. Inês Esteves Ribeiro

Eng. Francisco Correia da Fonseca

Janeiro 2021

Agradecimentos

Em primeiro lugar gostaria de agradecer ao Doutor Mário Vieira, pela oportunidade que me deu para realizar esta dissertação, o seu apoio, a sua disponibilidade, a sua orientação e as suas críticas durante a concretização da mesma. De igual modo agradeço à Professora Doutora Elsa Henriques, pela disponibilidade e conselhos na realização desta dissertação.

Um grande obrigado à Associação dos Estudantes do Instituto Superior Técnico e à Comissão de Praxe de Engenharia Mecânica pelo convite à integração desses mesmos grupos que trouxeram ao de cima o melhor, e por vezes o pior, mas com quem sempre recordarei todos os momentos passados. Ainda dentro da AEIST, um obrigado particular ao pelouro da Recreativa, a todas as pessoas que fizeram esse percurso comigo e aos que gostariam de o ter feito.

Quero também agradecer ao Rotaract Club de Lisboa, à EUL, à TUIST e à TFIST, por todas as atividades com eles realizadas, bem como os muitos e preciosos momentos de convívio, alegria e música que se proporcionaram nestes meus anos académicos.

Deixo também o meu obrigado a todos os amigos que fiz desde Vila Real a Lisboa, desde Portugal à Polónia, que por mais pequena interação que tenhamos feito, deixou um impacto na pessoa que sou hoje. Um agradecimento particular ao Diogo Neves, José Loureiro, Pedro Mariano e Renato Salgado.

Por último, mas não menos importante, o meu maior obrigado à minha família, em especial aos meus pais e à minha irmã por tanto me aturarem e por todo o apoio incondicional que me deram em toda a minha vida.

Resumo

A energia eólica, como fonte renovável, tem visto a sua exploração expandir-se nas últimas décadas. Desde os anos 80 que Portugal tem investido no setor eólico tanto *onshore*, como, mais recentemente, *offshore*. Esta expansão, acompanhada da respetiva evolução tecnológica, permitiu uma diminuição da dependência energética nacional de combustíveis importados. Contudo, grande parte dos parques eólicos portugueses estão a chegar ao seu fim de vida útil para a qual foram projetados quer sobre o ponto de vista técnico quer económico. Neste seguimento, os investidores vêm-se perante uma decisão difícil a tomar: continuar o aproveitamento eólico ou terminar a exploração do parque.

A presente dissertação surge como uma ajuda à tomada dessa decisão com a criação de um modelo de apoio, focado nos aspetos económicos de implementação dos parques. Sustentado na legislação constantemente atualizada e nos recentes estudos dos mercados energético e eólico, é implementado em *MATLAB* um modelo que estima as receitas e as despesas envolvidas num projeto eólico português *onshore*, comparando diferentes cenários e obtendo assim resultados que facilitem a decisão dos investidores.

Ainda de modo a simplificar essa mesma decisão sobre o futuro de um parque, esta dissertação realiza analisa a vulnerabilidade dos resultados para mudanças no mercado, tendo em conta dois fatores: a taxa de desconto e os custos de operação e manutenção quando um parque vê a sua vida estendida. Os resultados obtidos confirmam a viabilidade económica tanto da extensão de vida como do *repowering*, apresentando-se como uma contribuição à incerteza existente nos investidores do setor eólico.

Palavras-Chave: Energia Eólica *Onshore*, Fim de Vida de Central Eólica, Extensão de Vida, *Repowering*

Abstract

Wind Energy, as a renewable source, has seen its exploitation expand over the last decades. Since the 1980s, Portugal has invested in the wind sector both onshore and, more recently, offshore. This expansion, accompanied by technological evolution, allowed a decrease in national energy dependence from foreign assets, such as oil and gas. However, most Portuguese wind farms are reaching the end of their expected life. In this segment, investors are faced with a difficult decision to make: to continue the wind exploration or to finish operating the wind farm.

This dissertation develops a contribution to help that decision with the creation of a support model, focused on the economic aspects of farm implementation. Based on the constantly updated legislation and recent studies of the energy and wind markets, a model is implemented in MATLAB that estimates the incomes and outcomes for each Portuguese onshore wind farm, comparing them and thus obtaining results that facilitate an investor decision.

Still, in order to simplify the decision about the future of a wind farm, this dissertation analyses the vulnerability of the results to market changes, considering two factors: the discount rate and the costs of operation and maintenance when a wind farm sees its life extended.

The results obtained converge to the viability of both life extension and repowering, presenting itself as a contribution to the uncertainty existing in investors from the wind sector.

Keywords: Onshore Wind Energy, Wind Farms' End of Life, Extension of Life, Repowering

Conteúdo

Agradecimentos.....	III
Resumo	V
Abstract.....	VII
Lista de Figuras	XII
Lista de Tabelas	XVI
Lista de Abreviações	XVII
Nomenclatura	XVIII
1 Introdução	1
1.1 Enquadramento	1
1.2 Objetivos.....	3
1.3 Estrutura da Dissertação	3
2 Estado da Arte.....	4
2.1 Energia Eólica.....	4
2.2 Custos do ciclo de vida de um parque eólico.....	6
2.2.1 CAPEX.....	6
2.2.2 OPEX.....	9
2.2.3 Custos de desmantelamento.....	10
2.3 Extensão de Vida e <i>Repowering</i>	10
2.4 Métodos de avaliação de projetos.....	11
2.5 Energia Eólica em Portugal	12
2.6 Enquadramento Legal	16
2.6.1 Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio.....	19
2.6.2 Decreto-Lei n.º 313/95, de 24 de novembro.....	19
2.6.3 Decreto-Lei n.º 168/99, de 18 de maio.....	20
2.6.4 Decreto-Lei n.º 312/2001, de 10 de dezembro	22
2.6.5 Decreto-Lei n.º 339-C/2001, de 29 de dezembro.....	22
2.6.6 Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro.....	23
2.6.7 Decreto-Lei n.º 225/2007, de 31 de maio.....	23
2.6.8 Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro e Decreto-Lei n.º 76/2019, de 2 de setembro	

2.6.9	Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro.....	24
2.6.10	Decreto-Lei n.º 51/2010, de 20 de maio.....	26
2.6.11	Decreto-Lei n.º 94/2014 de 24 de junho.....	26
2.6.12	Portaria n.º 102/2015, de 7 de abril; Portaria n.º 246/2018, de 3 de setembro	26
2.6.13	Portaria n.º 43/2019, de 31 de janeiro.....	27
3	Modelo Económico.....	28
3.1	Base de dados.....	28
3.2	Modelo criado	29
3.3	Horas de produção equivalente.....	32
3.4	Índice de Preços no Consumidor, sem Habitação, no Continente.....	36
3.5	Uniformização das escolhas do Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro	37
3.6	Finalização da base de dados (mês de início de funcionamento)	38
3.7	Cálculo de receitas em período de remuneração garantida	38
3.7.1	Parques com data de início de funcionamento de janeiro de 1988 até novembro de 1995, inclusive.....	39
3.7.2	Parques com data de início de funcionamento de dezembro de 1995 até fevereiro de 1999, inclusive.....	39
3.7.3	Parques com data de início de funcionamento de março de 1999 a dezembro de 2001, inclusive.....	40
3.7.4	Parques com data de início de funcionamento de janeiro de 2002 até fevereiro de 2005, inclusive.....	40
3.7.5	Parques com data de início de funcionamento de março de 2005 até agosto de 2012, inclusive.....	41
3.8	Tarifas em remuneração garantida recebidas.....	41
3.9	Fim do período de remuneração garantida	42
3.10	Preço da Eletricidade	42
3.11	Receitas para Extensão de Vida	44
3.12	Receitas em condições de <i>repowering</i>	44
3.13	Cálculo de despesas	46
3.13.1	CAPEX.....	46
3.13.2	OPEX.....	47
3.14	Cálculo do VAL.....	48
4	Resultados e Discussão.....	49

4.1	Resultados Obtidos	49
4.1.1	Período de vida normal de um parque	49
4.1.2	Extensão de vida de um parque	52
4.2	Discussão dos Resultados	55
4.3	Casos de estudo particulares	57
4.3.1	Parque com início de produção em 1997	57
4.3.2	Parque com início de produção em 2018.....	59
4.4	Taxa Interna de Retorno.....	61
5	Análise de Sensibilidade	63
5.1	Impacto da taxa de desconto	63
5.2	Impacto do OPEX em extensão de vida	66
6	Conclusões e Trabalhos Futuros	71
6.1	Conclusões	71
6.2	Trabalhos futuros.....	72
	Referências	73
	Anexo A – Base de dados dos parques eólico <i>onshore</i> em Portugal Continental – Ordenados por Distrito	78
	Anexo B – Código <i>MATLAB</i> criado para o modelo	87

Lista de Figuras

Figura 1.1 - Evolução da potência instalada nos centros electroprodutores de Portugal Continental [5]	2
Figura 1.2 - Evolução da produção e consumo de energia elétrica em Portugal Continental [6]	2
Figura 2.1 - Turbina de Charles Brush, Cleveland, Ohio [9]	4
Figura 2.2 - Turbinas de Poul la Cour, Askov, Dinamarca [10]	4
Figura 2.3 - Capacidade global cumulativa de energia eólica instalada (1980-2019), em MW [14]	5
Figura 2.4 - Capacidade total instalada de energia eólica na Europa [13]	5
Figura 2.5 - Evolução da potência instalada nos centros electroprodutores eólicos de Portugal Continental [5]	6
Figura 2.6 - Ciclo de vida de um parque eólico, adaptado de [15]	6
Figura 2.7 - Distribuição de custos, descontados, de um projeto eólico onshore (2018) [16]	7
Figura 2.8 - Preço das turbinas eólicas nos Estados Unidos [18]	8
Figura 2.9 - Variação dos fatores de variação dos preços das turbinas [20]	8
Figura 2.10 - Distribuição do OPEX [23]	9
Figura 2.11 - Variação anual do OPEX [24]	9
Figura 2.12 - Distribuição geográfica dos parques eólicos em Portugal Continental, com base nos dados recolhidos da e2p - Energias Endógenas de Portugal [38]	13
Figura 2.13 - Número de parques eólico, em Portugal Continental controlados por entidade, com base nos dados recolhidos da e2p - Energias Endógenas de Portugal [38]	13
Figura 2.14 - Quota da capacidade eólica, de Portugal Continental, possuída por entidade, com base nos dados recolhidos da e2p - Energias Endógenas de Portugal [38]	14
Figura 2.15 - Número de turbinas instaladas, em Portugal Continental, por fabricante, com base nos dados recolhidos da e2p - Energias Endógenas de Portugal [38]	14
Figura 2.16 - Turbina eólica E-82 (ENERCON) no Parque Eólico do Alto da Coutada [38]	15
Figura 2.17 - Distribuição dos parques eólicos de Portugal Continental por ano de início de funcionamento, com base nos dados recolhidos da e2p - Energias Endógenas de Portugal [38]	15
Figura 2.18 - Distribuição dos parques eólicos de Portugal Continental consoante a idade, com base nos dados recolhidos da e2p - Energias Endógenas de Portugal [38]	16
Figura 2.19 - Cronograma da legislação portuguesa referente a tarifas remuneratórias	18
Figura 3.1 - Representação das hipóteses estudadas para a vida de uma central eólica	29
Figura 3.2 - Esquematização do modelo para achar o ano ótimo de repowering em condições de vida normal	30
Figura 3.3 - Esquematização do modelo para achar o ano ótimo de repowering em condições de extensão de vida	31
Figura 3.4 - Divisão do país por zona geográfica em 2005 [56]	33
Figura 3.5 - Divisão do país por zona geográfica em 2009 [60]	33
Figura 3.6 - Divisão do país por zona geográfica em 2014 [65]	33
Figura 3.7 - Horas de produção equivalente da Zona 1 em 2005 [56]	34
Figura 3.8 - Horas de produção equivalente da Zona 1 em 2005 obtidas com o WebPlotDigitizer	34

Figura 3.9 - Distribuição das horas de produção equivalente entre dezembro de 2004 e dezembro de 2008, com base em dados recolhidos da DGEG [56]–[59].....	35
Figura 3.10 - Distribuição das horas de produção equivalente entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013, com base em dados recolhidos da DGEG [60]–[64].....	35
Figura 3.11 - Distribuição das horas de produção equivalente entre janeiro de 2014 e dezembro de 2019, com base em dados recolhidos da DGEG [65]–[70].....	35
Figura 3.12 - Variação anual de $IPC_m - 1IPC_{ref}$ para o mês de maio entre 1999 e 2019.....	37
Figura 3.13 - Distribuição dos parques eólicos por mês de início de funcionamento.....	38
Figura 3.14 - Possíveis variações do coeficiente Z consoante o total de horas de produção equivalente no mês “m” e no mês “m-1”.....	40
Figura 3.15 - Tarifa média anual obtida no modelo criado em comparação com um estudo académico [75].....	42
Figura 3.16 - Média dos preços SPOT de eletricidade [76].....	42
Figura 3.17 - Estimativa de produção e procura de energia elétrica até 2050 [77].....	43
Figura 3.18 - Estimativa do preço e volume de vendas da energia eólica entre 2020 e 2050 [77].....	44
Figura 3.19 - Evolução da capacidade por turbina nos parques eólicos portugueses, e capacidade global de cada parque, com base nos dados recolhidos da e2p - Energias Endógenas de Portugal [38].....	45
Figura 3.20 - Estimativas linear e exponencial para a capacidade por turbina até 2050.....	45
Figura 3.21 - Evolução do CAPEX nos Estados Unidos e Dinamarca entre 1980 e 2003 em [80].....	46
Figura 3.22 - Estimativas do CAPEX para os anos de 2030 e 2050 [21].....	47
Figura 3.23 - Variação do CAPEX com o ano de início de funcionamento de um parque eólico.....	47
Figura 3.24 - Variação do OPEX anual.....	48
Figura 4.1 - VAL obtido por parque ao fim de 20 anos de funcionamento (vida normal).....	50
Figura 4.2 - VAL máximo obtido com repowering mantendo a capacidade do parque inicial, durante a vida normal.....	51
Figura 4.3 - VAL máximo obtido com repowering mantendo o número de turbinas do parque inicial, durante a vida normal.....	52
Figura 4.4 –Evolução do aumento de capacidade instalada devido à realização de repowering mantendo o número de turbinas do parque inicial, durante a vida normal.....	52
Figura 4.5 - VAL obtido por parque ao fim de 25 anos de funcionamento (extensão de vida).....	53
Figura 4.6 - VAL máximo obtido com repowering mantendo a capacidade do parque inicial, durante a extensão de vida.....	53
Figura 4.7 - VAL máximo obtido com repowering mantendo o número de turbinas do parque inicial, durante a extensão de vida.....	54
Figura 4.8 - Evolução do aumento de capacidade instalada devido à realização de realização de repowering mantendo o número de turbinas do parque inicial, durante a vida normal.....	55
Figura 4.9 - VAL anual do parque eólico com início de produção em 1997, em vida normal e extensão de vida.....	57
Figura 4.10 - VAL ao fim de 25 anos após o ano de substituição do parque eólico com início de produção em 1997, sofrendo repowering.....	58

Figura 4.11 - VAL anual do parque eólico com início de produção em 1996, em vida normal e extensão de vida	58
Figura 4.12 - VAL ao fim de 25 anos após o ano de substituição do parque eólico com início de produção em 1996, sofrendo repowering.....	58
Figura 4.13 - VAL anual do parque eólico com início de produção em 2018 (caso de estudo), em vida normal e extensão de vida	59
Figura 4.14 - VAL ao fim de 25 anos após o ano de substituição do parque eólico com início de produção em 2018 (caso de estudo), sofrendo repowering.....	60
Figura 4.15 - VAL anual do parque eólico com início de produção em 2018 (parque de comparação), em vida normal e extensão de vida.....	60
Figura 4.16 - VAL ao fim de 25 anos após o ano de substituição do parque eólico com início de produção em 2018 (parque de comparação), sofrendo repowering	60
Figura 4.17 - Taxa Interna de Retorno dos parques eólicos após 20 anos de funcionamento (vida normal).....	62
Figura 4.18 - Taxa Interna de Retorno dos parques eólico após 25 anos de funcionamento (extensão de vida).....	62
Figura 5.1 - Variação do VAL anual com a taxa de desconto em condições de vida normal e extensão de vida (Parque eólico com início de funcionamento de 1996)	63
Figura 5.2 - Variação do VAL após 25 anos de funcionamento do parque depois de sofrer repowering, mantendo a capacidade do parque inicial, com a taxa de desconto em condições de vida normal e extensão de vida (Parque eólico com início de funcionamento o de 1996).....	64
Figura 5.3 - Variação do VAL após 25 anos de funcionamento do parque depois de sofrer repowering, mantendo o número de turbinas do parque inicial, com a taxa de desconto em condições de vida normal e extensão de vida (Parque eólico com início de funcionamento de 1996).....	64
Figura 5.4 - Variação do VAL mínimo obtido com a taxa de desconto	65
Figura 5.5 - Variação do VAL máximo obtido com a taxa de desconto	65
Figura 5.6 – Variação do VAL médio obtido com a taxa de desconto	65
Figura 5.7 - Variação do número de projetos eólicos com VAL negativo com a taxa de desconto.....	66
Figura 5.8 - Variação do VAL anual em extensão de vida com o OPEX (Parque eólico com início de funcionamento de 1996).....	67
Figura 5.9 - Variação do VAL após 25 anos de funcionamento do parque depois de sofrer repowering, mantendo a capacidade do parque inicial em extensão de vida com o OPEX (Parque eólico com início de funcionamento de 1996).....	67
Figura 5.10 - Variação do VAL após 25 anos de funcionamento do parque depois de sofrer repowering, mantendo o número de turbinas do parque inicial em extensão de vida com o OPEX (Parque eólico com início de funcionamento de 1996)	68
Figura 5.11 - Variação do VAL mínimo obtido com o OPEX	68
Figura 5.12 - Variação do VAL máximo obtido com o OPEX.....	69
Figura 5.13 - Variação do VAL médio obtido com o OPEX	69
Figura 5.14 - Variação do número de projetos eólicos com VAL negativo com o OPEX	69

Lista de Tabelas

Tabela 2-1 - Variação do Coeficiente Z com as horas de funcionamento anuais de uma central eólica, adaptado de [45].....	23
Tabela 2-2 - Valores de referência, adaptado de [50].....	25
Tabela 2-3 - Variação de valores aplicados nas Equações (14) e (16)	26
Tabela 3-1 - Taxa de câmbio USD-EUR [55].....	31
Tabela 3-2 - Fator de atualização para Euro de 2019 [35]	32
Tabela 3-3 - Fator de correção anual.....	37
Tabela 3-4 - Compensação anual devida ao SEN.....	37
Tabela 3-5 - Valores limites da tarifa remuneratória para os anos adicionais	38
Tabela 3-6 - Preço anual do fuelóleo [74]	39

Lista de Abreviações

APREN	Associação Portuguesa de Energias Renováveis
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
EDP	Energias de Portugal
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EUR	Euro
INEGI	Instituto de Ciência e Inovação em Engenharia Mecânica e Engenharia Industrial
INE	Instituto Nacional de Estatística
IPC	Índice de preços no consumidor
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
OPEX	<i>Operational Expenditure</i>
PTE	Escudo Português
REC	Receita
SEN	Sistema Elétrico Nacional
TIR	Taxa Interna de Retorno
USD	Dólar dos Estados Unidos
VAL	Valor Atual Líquido

Nomenclatura

\$	Dólar dos Estados Unidos
€	Euro
CCR_{ref}	Montante unitário das emissões de dióxido de carbono da central de referência
CF	<i>Cash Flow</i>
$COEF_{pot}$	Coefficiente adimensional que traduz a contribuição da central renovável, para a garantia de potência proporcionada pela rede pública
E_c	Energia mensal fornecida pelo produtor nos períodos de horas cheia
E_p	Energia mensal fornecida pelo produtor nos períodos de horas de ponta
$ECE(U)_{ref}$	Valor unitário de referência com o intuito de valorização unitária do dióxido de carbono que seria emitido pelos novos meios de produção cuja construção é evitada pela central
ECR_{pc}	Energia produzida pela central renovável nas horas cheias e de ponta
ECR_v	Energia produzida pela central renovável nas horas de vazio
ECR_m	Energia produzida pela central renovável nas horas cheias e de ponta
g	grama
GW	GigaWatt
GWh	GigaWatt-hora
kg	quilograma
KMHO	Coefficiente que modula os valores de $PF(VRD)$, de $PV(VRD)$ e de $PA(VRD)$
$KMHO_{pc}$	Fator que representa a modulação correspondente a horas cheias e de ponta
$KMHO_v$	Fator que representa a modulação correspondente a horas de vazio
K_n	Fator de correção
kW	quiloWatt
kWh	quiloWatt-hora
LEV	Perdas nas redes de transporte e distribuição, evitadas pela central renovável
m	metro
M€	Milhões de Euros
MW	MegaWatt
MWh	MegaWatt-hora
$PA(VRD)$	Parcela ambiental da remuneração aplicável a centrais renováveis
P_f	Subsídio de fuelóleo atribuído às centrais que alimentam a rede pública
$PF(U)_{ref}$	Valor unitário de referência para $PF(VRD)_m$

PF(VRD)	Parcela fixa da remuneração aplicável a centrais renováveis
POT _{med}	Potência média disponibilizada pela central renovável à rede pública
PV(VRD)	Parcela variável da remuneração aplicável a centrais renováveis
r	Taxa de desconto
T _c	Duração mensal dos períodos tarifários de horas de cheia
T _p	Duração mensal dos períodos tarifários de horas de ponta
TP	Taxa mensal de potência da tarifa do nível de tensão imediatamente superior ao da interligação
TWh	TeraWatt-hora
VRD	Valor da remuneração aplicável a centrais renováveis
Z	Coefficiente adimensional que diferencia o recurso renovável e a tecnologia usada na central renovável

1 Introdução

1.1 Enquadramento

As energias renováveis, em particular a energia eólica, são cada vez mais utilizadas na produção de energia elétrica, não só pelo reduzido impacto ambiental e climático que proporcionam face às alternativas derivadas dos hidrocarbonetos, mas também pelo contínuo progresso tecnológico que tem permitido grandes reduções de custo na sua implementação e exploração.

No entanto, aquando do surgimento de soluções para produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis, a sua extração apresentava custos associados superiores face a outras fontes de energia não renovável, como por exemplo os combustíveis fósseis. Apesar da produção de energia elétrica por fontes renováveis já existir há muitos anos, era assumido que os combustíveis fósseis, graças ao seu baixo custo de extração, fossem a escolha privilegiada [1]. Porém, em 1973, com o aumento dramático do preço do petróleo [2], as energias renováveis viram a sua oportunidade de expansão no mercado.

Desde então, as energias renováveis têm vindo a tomar um papel relevante não só em termos energéticos, como também ambientais, já que reduzem fortemente as emissões de gases poluentes em comparação com a utilização de fontes não renováveis [1].

De modo a promover a utilização das energias renováveis e, conseqüentemente, a redução das emissões de poluentes atmosféricos, foi criada a Diretiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho onde ficaram estabelecidas quotas nacionais para a energia produzida a partir de fontes renováveis e igualmente para a sua quota no consumo final bruto de energia [3]. Nessa Diretiva, foi imposto a Portugal o objetivo de que até 2020 30% da energia consumida seja proveniente de fontes renováveis [3]. Este objetivo foi atingido, sendo colocada recentemente uma nova meta para o ano de 2030. Esta meta fixa o valor do contributo das energias renováveis no consumo final bruto de energia em 47% [4].

Desde os anos 80, Portugal tem vindo a adotar medidas de incentivo ao uso de energias renováveis endógenas, bem como de introdução das mesmas no mercado elétrico. Os efeitos destas medidas podem ser observados tanto na posição de Portugal na adoção da Diretiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, como no aumento da potência instalada de origem renovável e do seu contributo percentual para a produção energética nacional, demonstrados nas Figura 1.1 e Figura 1.2 respetivamente.

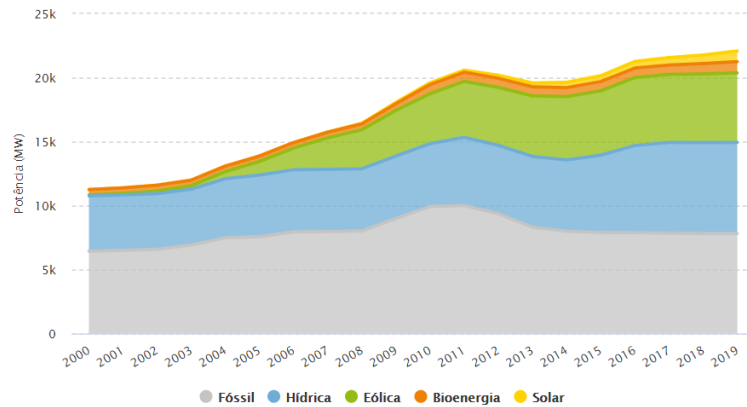


Figura 1.1 - Evolução da potência instalada nos centros electroprodutores de Portugal Continental [5]

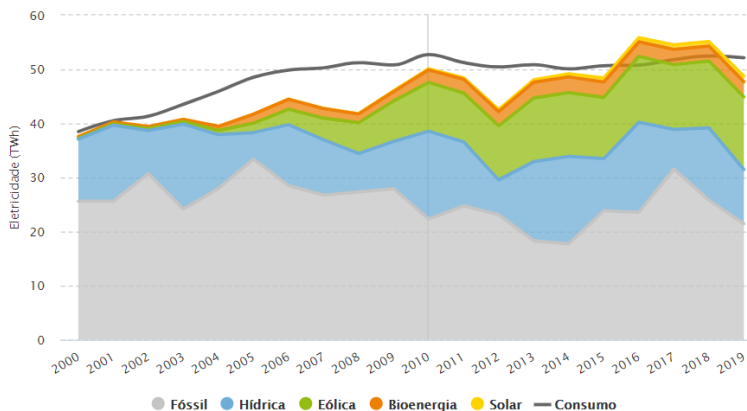


Figura 1.2 - Evolução da produção e consumo de energia elétrica em Portugal Continental [6]

Em ambas as figuras, é possível destacar que a Energia Eólica em 2019, segundo os dados da Associação Portuguesa de Energias Renováveis (APREN), representa cerca de 25% da potência instalada nos centros electroprodutores de Portugal Continental e aproximadamente 27.5% da energia elétrica produzida em Portugal Continental.

Todavia, por muito que a energia eólica seja uma fonte de energia inesgotável, o espaço disponível para a sua extração não o é. Como tal vê-se necessária a contínua análise dos espaços já ocupados para esse fim. Denota-se aqui que Portugal tem um grande número de centrais eólicas com mais de 15 anos de idade ou, pelo menos, a chegar a essa idade. Sendo que as turbinas eólicas possuem uma vida expectável de 20 anos, os produtores eólicos vêem-se perante uma fase de decisão face ao futuro dessas centrais: por um lado, a continuação de exploração denominada de extensão de vida, por outro o desmantelamento do parque. Este desmantelamento não implica o abandono completo do parque nem de todo o investimento já efetuado. Surge aqui a possibilidade de substituição dos equipamentos, doravante designado de *repowering* [7].

Esta dissertação surge na sequência da tomada de consciência da incerteza do futuro dos parques eólicos portugueses. Numa era em que os recursos renováveis estão em flagrante progressão e na base da melhoria da qualidade de vida, é fundamental refletir sobre a sua rentabilidade, no ponto de vista do investidor, e o seu uso positivo para o bem de todos, nomeadamente dos consumidores.

1.2 Objetivos

Na presente dissertação pretende-se desenvolver um modelo de apoio à decisão económica para um parque eólico *onshore* em fim de vida, sendo assim comparada a rentabilidade entre diversas hipóteses. Serão analisadas para este fim três situações distintas: o parque ter um funcionamento normal de 20 anos, a extensão de vida do parque por um máximo de 5 anos, e a realização de *repowering* em qualquer período da vida da central, incluindo durante a extensão de vida.

Para atingir esse objetivo foi necessário modelar as receitas e despesas dos parques eólicos portugueses tendo em conta a legislação portuguesa referente a centrais eólicas.

1.3 Estrutura da Dissertação

A **Introdução** apresenta o tema da dissertação, a motivação que levou à escolha desta temática, os objetivos e a estrutura do trabalho aqui apresentado.

No capítulo seguinte, **Estado da Arte**, expõem-se, numa componente teórica do tema abordado, o conceito de energia eólica numa abordagem histórica, o ciclo de vida e custos envolvidos num parque eólico, bem como a sua possível extensão de vida ou eventual *repowering*. Segue-se uma breve componente financeira onde se apresentam os métodos usados nesta dissertação para avaliar um projeto de um parque eólico. Esta parte debruça-se, também, na descrição do enquadramento do tema em Portugal, finalizando com a abordagem legislativa nacional das políticas energéticas, desde a sua aplicação inicial ao presente, no setor das energias renováveis. O estudo da legislação permite realçar as metodologias de cálculo de tarifas remuneratórias utilizadas no modelo criado neste trabalho.

No capítulo do **Modelo Económico** é descrito o modelo criado para esta dissertação, assim como os passos necessários para a sua implementação numa realidade nacional existente e que se apresenta como uma ferramenta de apoio à decisão sobre o destino a dar a um parque eólico em fim de vida, com base em resultados técnico-económicos.

Definido o modelo, o capítulo seguinte, **Resultados e Discussão**, apresenta os resultados obtidos na sequência dos cálculos realizados no modelo criado, bem como uma reflexão sobre os mesmos. São também focos de análise dois parques eólicos que, após a aplicação do modelo, se destacaram pelos seus resultados atípicos e que mereceram um estudo paralelo.

Por fim, é na **Análise de Sensibilidade** que, aplicado o modelo defendido nesta dissertação, se demonstra o impacto nos resultados de duas variáveis do modelo, consideradas sensíveis na análise de fim de vida de um parque eólico.

A **Conclusão** expõe os dados finais relativos à aplicação do modelo, considerações pessoais acerca do trabalho efetuado e da realidade nacional. São ainda apresentadas sugestões de continuidade do presente estudo das centrais eólicas portuguesas.

2 Estado da Arte

2.1 Energia Eólica

A energia do vento é utilizada desde a antiguidade pelo ser humano. Foi muito utilizada, nos processos de moer o grão de cereais ou como um meio de bombeamento das águas. Foi também usada nos meios de transportes onde o vento servia como meio de impulso das velas das embarcações que exploravam os mares [8].

Apesar de ser uma fonte de energia renovável, a sua exploração sempre teve um custo mais elevado em comparação com soluções mais baratas baseadas em combustíveis fósseis que, desde o século XIX, têm sido preferenciadas [2].

Contudo, mais recentemente o vento tem vindo a ser utilizado como meio de produção de energia elétrica. A primeira turbina eólica para geração de energia elétrica (Figura 2.1) foi desenvolvida pelo americano Charles Brush nos anos 1887-1888. Tinha um diâmetro de rotor de 17 m e 144 pás feitas de madeira. Esta primeira turbina trabalhou durante 20 anos acoplada a um gerador de 12 kW [9].

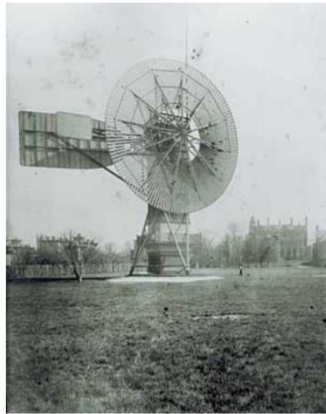


Figura 2.1 - Turbina de Charles Brush, Cleveland, Ohio [9]

Mais tarde, o dinamarquês Poul la Cour continuou a explorar as turbinas eólicas “*contruindo mais de 100 turbinas entre 1891 e 1918*” [1]. A Figura 2.2 apresenta duas turbinas de teste criadas por Poul la Cour. Em 1918 a Dinamarca obteve uma soma de potência instalada de 3 MW, cobrindo 3% da sua eletricidade consumida na altura [10]. Devido à sua contribuição no campo da energia eólica foi criado o prémio *Poul la Cour Prize*, por forma a distinguir alguém com um feito extraordinário no sector eólico [11].



Figura 2.2 - Turbinas de Poul la Cour, Askov, Dinamarca [10]

Atualmente as turbinas eólicas já ultrapassam as capacidades, possivelmente nunca pensadas na sua fase inicial, evoluindo desde os 12 kW iniciais até valores 100 vezes ou até 1000 vezes superiores, como é o caso da turbina eólica offshore *Haliade-X 12MW*, considerada uma das turbinas mais potentes atualmente no mercado [12].

Em 2019, e como demonstrado na Figura 2.3, foi atingido um total global de capacidade eólica instalada de 650 758 MW. Segundo os dados da *WindEurope* (Figura 2.4), 204 814 MW da capacidade eólica global correspondem à capacidade eólica europeia, dos quais 5 429 MW representam a capacidade eólica de Portugal Continental [13] (aproximadamente 0.8% da capacidade global e 2.7% da capacidade europeia, Figura 2.5). Portugal posiciona-se em décimo lugar dos países europeus com mais potência eólica instalada.

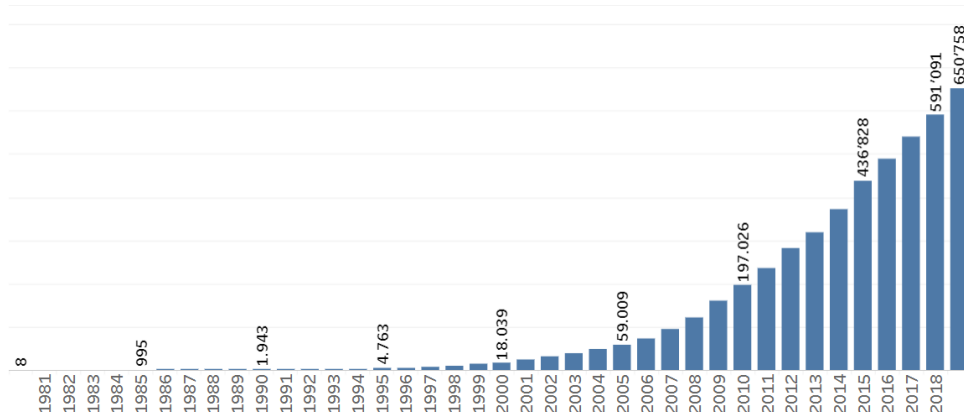


Figura 2.3 - Capacidade global cumulativa de energia eólica instalada (1980-2019), em MW [14]

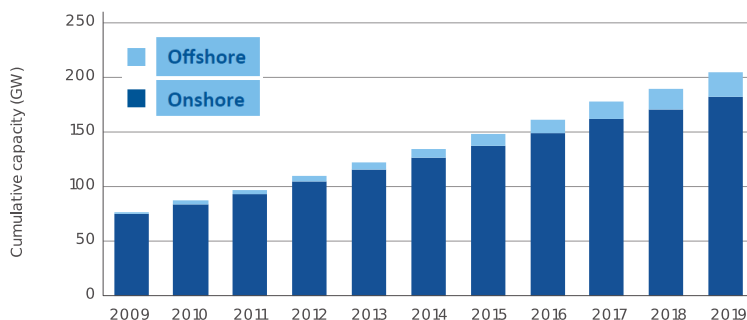


Figura 2.4 - Capacidade total instalada de energia eólica na Europa [13]

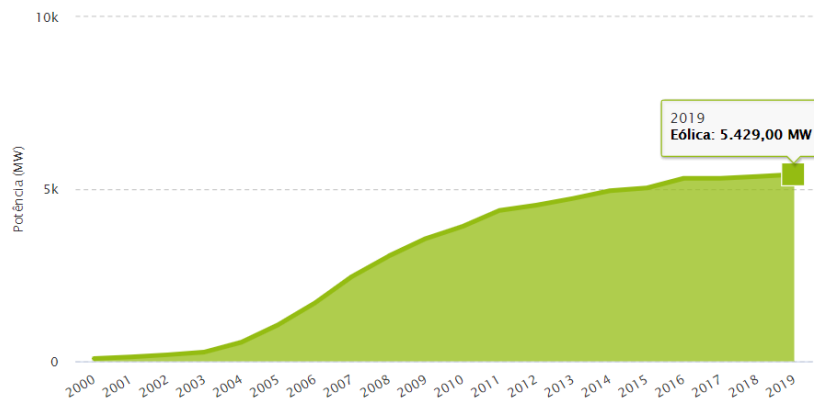


Figura 2.5 - Evolução da potência instalada nos centros electroprodutores eólicos de Portugal Continental [5]

2.2 Custos do ciclo de vida de um parque eólico

Um parque eólico segue um processo para a sua construção, funcionamento e desmantelamento chamado de ciclo de vida. Esse processo pode ser dividido, conforme representado na Figura 2.6, em quatro pontos.

- Manufatura dos componentes: onde está incluída a extração de matéria prima, construção dos equipamentos, como por exemplo as torres eólicas, equipamento elétrico, entre outros, bem como preparação do terreno e das fundações;
- Transporte e instalação: tal como o nome indica refere o transporte dos materiais previamente adquiridos até ao local de instalação e a instalação da central eólica. Nesta etapa também está envolvida a construção de acessos aos locais desejados;
- Operação e manutenção: durante o funcionamento do parque é necessário existir um controlo dos equipamentos para evitar falhas que ponham em perigo o parque eólico e todos os seus envolventes; pessoais, ambientais, sociais e económicos;
- Desmantelamentos: após o fim de vida de um parque eólico é necessário remover os equipamentos do local, sendo este o último estágio de um parque eólico.

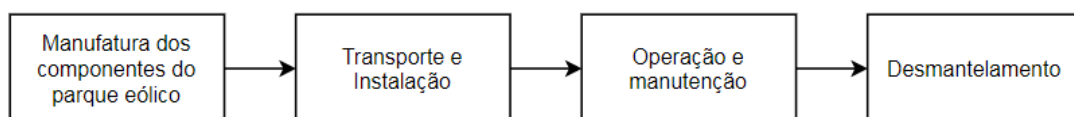


Figura 2.6 - Ciclo de vida de um parque eólico, adaptado de [15]

Cada ponto do ciclo de vida de um parque eólico tem os seus custos envolvidos, podendo ser divididos em três tipos de custos: custos de investimento (CAPEX), custos de operação e manutenção (OPEX) e custos de desmantelamento.

2.2.1 CAPEX

CAPEX, do inglês *Capital Expenditure*, representa o investimento inicial de um projeto. O CAPEX representa cerca de 80 a 90 % dos custos, descontados, do ciclo de vida de uma central eólica *onshore*

[15]. Incluídos no CAPEX encontram-se custos relacionados maioritariamente com a construção do parque, como os custos das turbinas, custos das fundações, acessos ao local de construção, entre outros [16].

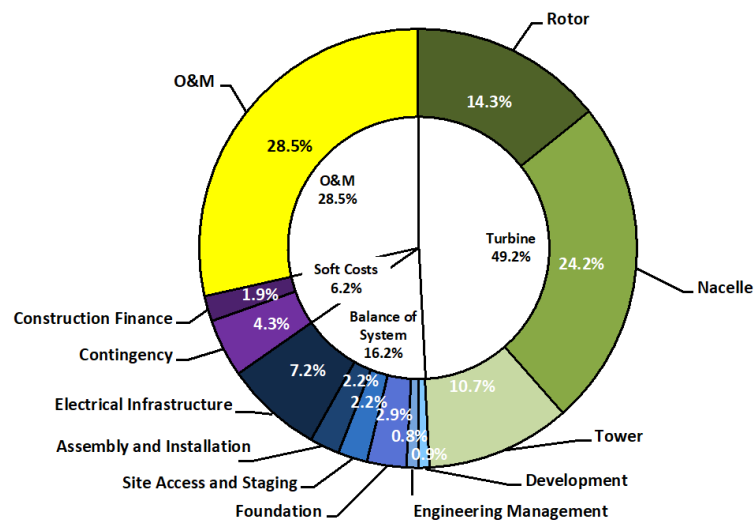


Figura 2.7 - Distribuição de custos, descontados, de um projeto eólico *onshore* (2018) [16]

A Figura 2.7 representa os diversos custos envolvidos num projeto de uma central eólica, em que o CAPEX é representado em três parcelas: *turbine*, *balance of system* e *soft costs*. É possível também verificar o impacto que os custos das turbinas implicam no CAPEX e, conseqüentemente, no projeto em questão, atingindo geralmente cerca de 70% do CAPEX.

A *International Renewable Energy Agency* (IRENA) identificou o desenvolvimento tecnológico, a aquisição competitiva e o aumento da experiência no sector, como três fatores fundamentais para a necessária redução de custos dos projetos eólicos [17], por forma a melhorar a margem de manobra dos investidores.

No entanto, a descida de custos nem sempre se verificou. Mark Bolinger e Ryan Wiser têm realizado anualmente estudos dos custos envolvidos em projetos eólicos, com particular foco no preço das turbinas. A Figura 2.8 revela os resultados desses estudos [18].

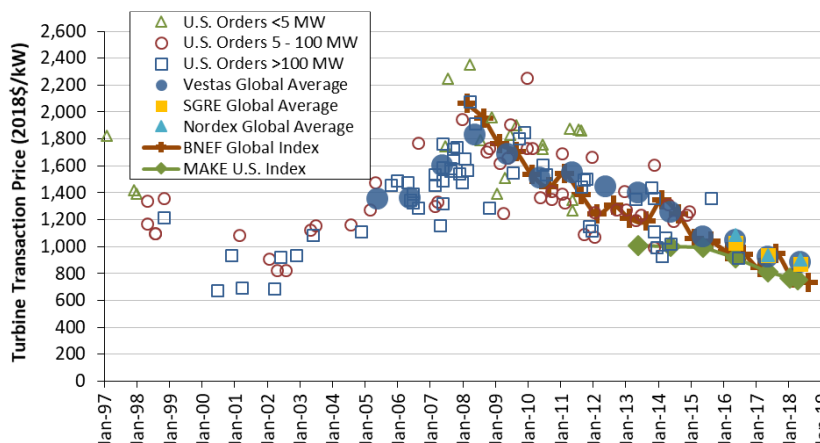


Figura 2.8 - Preço das turbinas eólicas nos Estados Unidos [18]

A Figura 2.8 apresenta uma curva atípica de um processo de aprendizagem, uma vez que com o tempo e aumento de experiência e competitividade espera-se que os custos diminuam [19]. Entre 1997 e 2002 houve um decréscimo espetacular nos custos, contudo, segue-se a 2002 um período em que os custos subiram de valor até ao ano de 2008 onde os mesmos voltaram a entrar num período de decréscimo. Nos anos entre 2002 e 2008 Bolinger e Wiser estimaram que haveria um decréscimo de 30% nos custos. No entanto, o que efetivamente aconteceu foi um crescimento superior a 30%. Num estudo de 2011 concluíram que a razão deste comportamento invulgar era devido a sete possíveis fatores, catalogados em dois principais: fatores endógenos (o custo de trabalho, provisões de garantia, lucratividade dos fabricantes de turbinas e o projeto da turbina), e fatores exógenos (os preços da matéria-prima, o preço da energia e as taxas de câmbio) [20]. A Figura 2.9 apresenta a variação individual de cada fator, bem como o impacto cumulativo desses fatores.

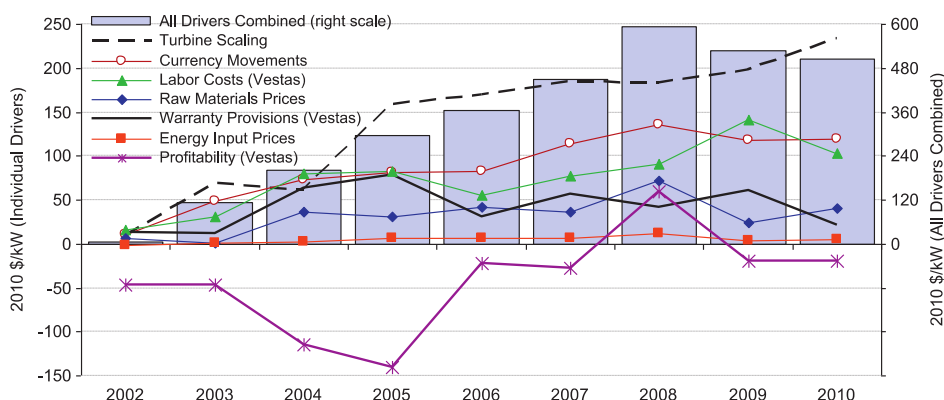


Figura 2.9 - Variação dos fatores de variação dos preços das turbinas [20]

Após 2008 o CAPEX manteve-se em decréscimo sendo esperada essa tendência para anos futuros [21].

2.2.2 OPEX

OPEX, do inglês *Operational Expenditure*, reporta-se aos custos de operação e manutenção. Estes custos, de acordo com a Figura 2.7 (parcela denominada de *O&M*), representam pouco mais de um quarto dos custos totais de um projeto eólico *onshore*. O OPEX engloba “os custos de operação, manutenção, administrativos, arrendamento, seguros e royalties” [22]. A Figura 2.10 representa os diversos elementos integrados no OPEX.

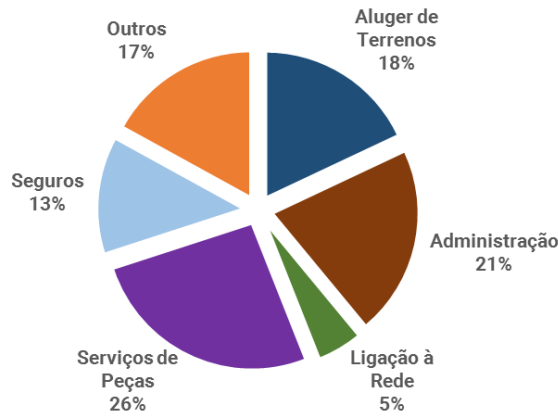


Figura 2.10 - Distribuição do OPEX [23]

De acordo com a IRENA, o OPEX tem vindo a diminuir desde o ano de 2008, com expectativa de assim seguir nos próximos anos [21], diminuição esta impulsionada pelos mesmos fatores expressos previamente como motivos para uma redução de custos de um projeto eólico. Para além destes, considera-se ainda o aumento do número de entidades especializadas nas atividades de operação e manutenção, aumentando a competitividade no mercado, levando a uma diminuição dos custos associados [21]. Na Figura 2.11, usando a título de exemplo a variação do OPEX na Alemanha, onde estes custos são geralmente superiores comparativamente com os restantes países europeus [21], observa-se uma tendência relativamente linear na variação do OPEX tendo o seu valor reduzido de 75 USD/kW por ano, em 2008, até 55 USD/kW por ano, em 2016. Uma variação de 20 USD/kW numa questão de 8 anos.

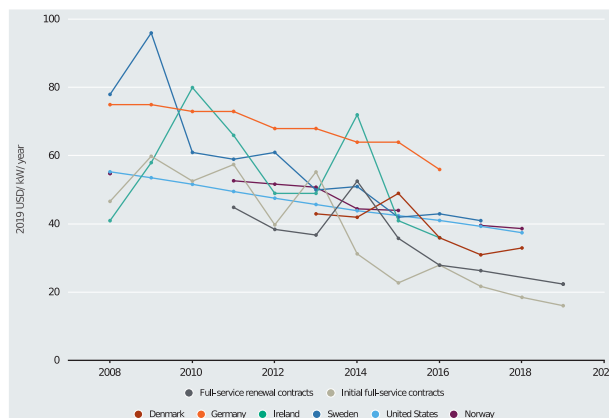


Figura 2.11 - Variação anual do OPEX [24]

Apesar de tudo, o OPEX não apresenta uma uniformidade no seu valor podendo variar com a idade da turbina e com os contratos realizados, sendo a sua projeção por vezes difícil de estimar [25].

2.2.3 Custos de desmantelamento

Os custos envolvidos no desmantelamento de um parque são geralmente de pequena ordem quando comparados com os previamente descritos, como tal, na maioria dos estudos eólicos *onshore*, tendem a ser omitidos [15].

2.3 Extensão de Vida e Repowering

Atualmente considera-se que um parque eólico possui uma vida útil de 20 anos [26]. Como tal, os investidores precisam de estudar as condições presentes dos seus parques de modo a decidirem sobre o seu futuro.

Após uma duração de vida espectável de 20 anos a entidade que controla um parque eólico vê-se perante uma escolha a fazer, tendo em conta os fatores de carácter económico, político e ainda legislativo, “*e também os aspetos técnicos associados ao equipamento, tanto da turbina como das estruturas de suporte.*” [7]. Está em causa essencialmente, por um lado, a hipótese do desmantelamento do parque, e por outro, a continuação de operação do parque estendendo a vida do mesmo. A extensão de vida de um parque eólico constitui-se como a continuação do funcionamento do parque para lá do período de vida inicialmente previsto. Um dos grandes benefícios da extensão de vida face ao *repowering* baseia-se nos incentivos monetários, visto que a extensão de vida permite a continuação da aplicação dos mesmos, quando existentes [27]. No entanto, existem regulamentos a ser cumpridos antes da validação da extensão de vida. Várias empresas atuam no setor de investigação de centrais eólicas de modo a averiguar a sua segurança para a extensão de vida, como é o caso da DNV GL que disponibiliza um documento que normaliza o processo de investigação do estado de um parque eólico [28], bem como normas de aquisição certificados, que permitem ao investidor estender a vida dos seus equipamentos [29].

Ainda assim, a extensão de vida tem os seus riscos associados, dos quais: o risco humano, uma vez que o equipamento tende a deteriorar-se podendo por em perigo os trabalhadores; os possíveis aumentos dos custos associados à operação e manutenção dos equipamentos, visto ser necessário um maior controlo dos componentes de modo a evitar falhas; a possível necessidade de um maior número de inspeções; e, para além disso, tendo em conta a idade dos equipamentos existe a possibilidade de os mesmos já não se encontrarem em mercado, dificultando o apoio técnico [30].

Com o desmantelamento do parque eólico projetado inicialmente, surge então uma nova oportunidade. O *repowering* apresenta uma solução diferente da extensão de vida, desmantelando o parque inicial substituindo assim os componentes, que se poderia denominar de um parque novo. Contudo, os processos de licenciamento não são tão dificultados como na situação de um novo parque. De acordo com relatórios da *WindEurope* [13], [31], surgem na Europa projetos de *repowering* apenas em 2015, pelo que se pode considerar esta prática como recente.

Quando se discute a hipótese de *repowering*, esta pode aplicar-se ao parque eólico na sua totalidade ou parcialmente [7]. O *repowering* pode ser concretizado de diversas formas sendo as mais comuns:

- A substituição das turbinas originais por turbinas semelhantes embora esta opção seja pouco inovadora uma vez que o equipamento se mantém igual, podendo até se encontrar desatualizado face ao mercado;
- A substituição por equipamentos novos mantendo a capacidade do parque eólico inicial, o que face à maior eficiência dos novos equipamentos resulta numa possível diminuição no número de turbinas;
- A substituição por equipamentos novos mantendo o mesmo número de turbinas do parque eólico inicial, possibilitando assim um aumento da capacidade eólica instalada [7].

Uma das grandes vantagens do *repowering* está relacionada com a informação retirada da central eólica anterior [32] permitindo assim colocar as turbinas em locais de melhor aproveitamento eólico [27]. No entanto, a fraca, ou, por vezes, inexistente, legislação relativa ao *repowering* eólico, e a perda de benefícios monetários de que a central eólica pudesse usufruir anteriormente, tornam-se por vezes entraves a esta prática [32].

É claro que a escolha de extensão de vida não invalida a possibilidade de se proceder ao *repowering*, sendo também esta situação um dos estudos desta dissertação.

2.4 Métodos de avaliação de projetos

Diversos são os métodos existentes para avaliar um projeto em termos de rentabilidade e projeções futuras. Para esta dissertação são utilizados dois métodos: o Valor Atual Líquido (VAL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR).

De acordo com P. Belli et. al. [33], “O valor líquido atual de um fluxo de custos e benefícios é um número que resulta do desconto dos valores do fluxo a uma determinada taxa de desconto.” Quer isto dizer que quando se subtraem os *cash flows* negativos e se adicionam os *cash flows* positivos se obtém o VAL, tendo em conta que os *cash flows* têm de ser atualizados para o seu valor presente. Por outras palavras, o VAL tem de ter em consideração o *time value of money*. Como tal o VAL é dependente da taxa de desconto.

$$VAL = -CF_0 + \sum_{i=1}^n \frac{CF_i}{(1+r)^i} \quad (1)$$

Onde:

- i – Índice do ano;
- CF_0 – *Cash Flow* inicial (investimento inicial);
- CF_i – *Cash Flow* no ano i ;
- r – Taxa de desconto.

Quando o VAL obtido tem um resultado positivo, quer dizer que os ganhos se elevam aos custos, sendo então um projeto aceitável de realizar. Do ponto de vista do investidor representa um lucro no final do tempo de vida do projeto. Por outro lado, se o VAL apresenta um resultado negativo o investidor perderá dinheiro, sendo que o projeto não deveria ser aceite [34].

A utilização do VAL representa assim uma metodologia de análise de rentabilidade de um projeto, e possível comparação entre projetos com condições semelhantes.

Uma metodologia diferente e ao mesmo tempo complementar é a TIR. Anteriormente foi dito que o VAL varia com a taxa de desconto, o objetivo de usar a TIR é descobrir a taxa de retorno para a qual o VAL toma um valor de zero. Posteriormente, o resultado obtido deverá ser comparado com a taxa de retorno esperada pelos investidores, quando o valor da TIR é superior ao valor da taxa de retorno esperada o projeto deverá ser realizado [33].

$$-CF_0 + \sum_{i=1}^n \frac{CF_i}{(1 + TIR)^i} = 0 \quad (2)$$

2.5 Energia Eólica em Portugal

Foi em 1985 que se iniciou a primeira experiência de produção de energia elétrica através de energia eólica em Lourel, começando assim a exploração eólica em Portugal. Segue-se a criação de três projetos pioneiros em Portugal: o primeiro parque eólico português em 1986 na Ilha de Porto Santo, na Região Autónoma da Madeira; o primeiro parque eólico da Região Autónoma dos Açores em 1988 no Figueiral, Ilha de Santa Maria; e o primeiro parque eólico continental em 1989 com localização em Sines. Após estes parques pioneiros, muitos lhes seguiram. Alguns foram, entretanto, desativados, mas outros mantêm-se em funcionamento e com maiores capacidades do que as inicialmente prevista [35]. Apesar do esforço contínuo para o melhor aproveitamento das energias renováveis, especialmente após o Protocolo de Quioto assinado em 11 de dezembro de 1997, rapidamente se percebeu que os custos de exploração eram um entrave para novos investimentos eólicos. Como tal e assim como outros países, Portugal adotou, entre outros mecanismos, um sistema de incentivo à produção de energia elétrica de fontes renováveis de modo a captar a atenção de produtores, tornando estes projetos mais atraentes.

A criação de incentivos monetários permitiu expandir a energia elétrica produzida por meios renováveis. Tanto que, em 2016, Portugal conseguiu cobrir o consumo interno de eletricidade com energia elétrica fornecida apenas por energias de fonte renovável por um período de quatro dias [36]. Esta situação repetiu-se em 2018, durante aproximadamente três dias, com especial destaque para a energia elétrica produzida pelas centrais eólicas que abasteceram 65% desse consumo [37].

Atualmente, de acordo com dados provenientes de e2p- Energias Endógenas de Portugal, uma parceria realizada entre a APREN e o Instituto de Ciência e Inovação em Engenharia Mecânica e engenharia Industrial (INEGI) [38], encontram-se 234 parques eólicos ativos em Portugal Continental. Estes parques eólicos distribuem-se por todo Portugal Continental, embora a grande maioria esteja atualmente instalada nas zonas Centro e Norte, como se pode observar na Figura 2.12.

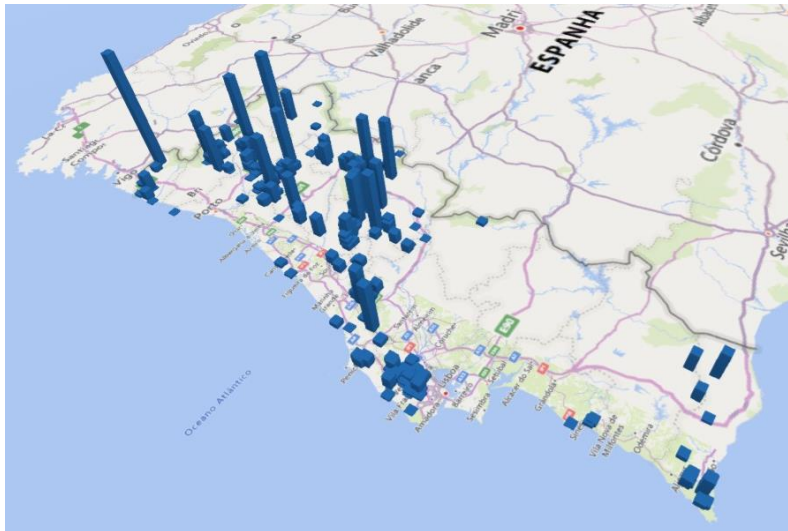


Figura 2.12 - Distribuição geográfica dos parques eólicos em Portugal Continental, com base nos dados recolhidos da e2p - Energias Endógenas de Portugal [38]

Os parques eólicos são controlados por diversos grupos, mais exatamente 43. Destes, a Energias de Portugal Renováveis (EDPR) controla o maior número com 56 parques eólicos. A Figura 2.13 representa a distribuição do número de parques que cada entidade controla, em que a categoria “Outros” engloba 38 entidades com menos de 10 parques eólicos. Para além de liderar no número de parques que controla, a EDP Renováveis também lidera o mercado num total de 25% da capacidade eólica instalada em Portugal Continental, a mesma percentagem que as 38 entidades com menos quota apresentam cumulativamente. Junto com a EDP Renováveis, a FINERGE e a Iberwind controlam metade da capacidade continental Portuguesa (Figura 2.14).

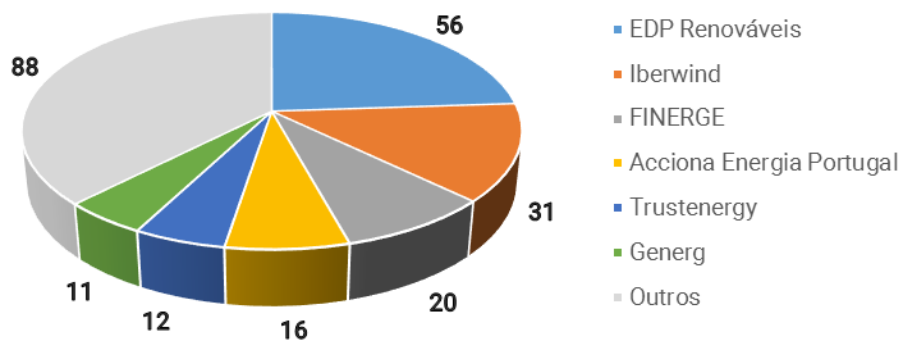


Figura 2.13 - Número de parques eólico, em Portugal Continental controlados por entidade, com base nos dados recolhidos da e2p - Energias Endógenas de Portugal [38]

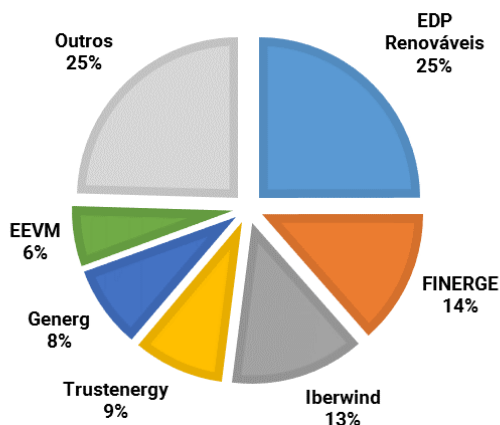


Figura 2.14 - Quota da capacidade eólica, de Portugal Continental, possuída por entidade, com base nos dados recolhidos da e2p - Energias Endógenas de Portugal [38]

Relativamente aos fabricantes das turbinas eólicas presentemente instaladas em Portugal Continental, podem identificar-se 14 empresas diferentes. A Figura 2.15 indica o número de turbinas atualmente em funcionamento de cada fabricante. Percebe-se que a ENERCON construiu uma grande quantidade das turbinas eólicas instaladas em Portugal. Não é então de espantar que a turbina mais utilizada nos parques eólicos portugueses é a turbina E-82 produzida pela ENERCON [39], existindo 848 exemplares. O parque que atualmente possui mais turbinas instaladas é o Parque Eólico do Alto da Coutada (Figura 2.16), no distrito de Vila Real, em que um sub-parque possui 50 turbinas eólicas E-82, e o outro sub-parque possui 22 das mesmas turbinas.

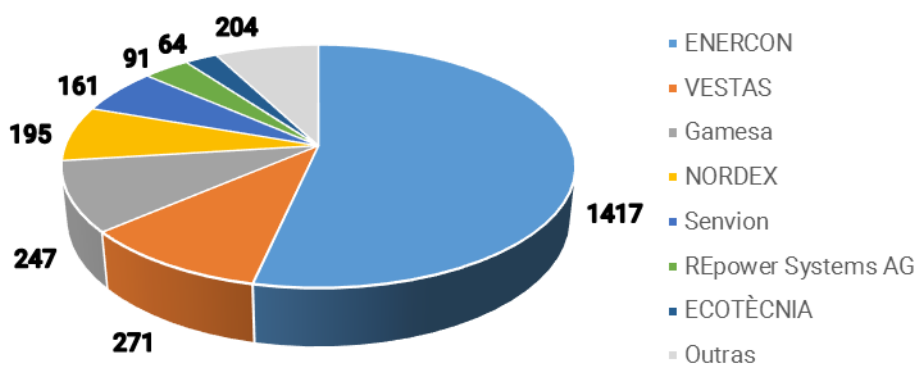


Figura 2.15 - Número de turbinas instaladas, em Portugal Continental, por fabricante, com base nos dados recolhidos da e2p - Energias Endógenas de Portugal [38]



Figura 2.16 - Turbina eólica E-82 (ENERCON) no Parque Eólico do Alto da Coutada [38]

Dos dados da e2p – Energias Endógenas de Portugal é também possível extrair informação relativamente ao ano em que os parques eólicos começam a produzir energia elétrica. Com base nessa informação obtém-se ainda a idade dos parques eólicos, sendo este um fator importante para iniciar processos de decisão envolvendo o fim de vida dos parques. A Figura 2.17 apresenta o número de parques eólicos por ano de início de funcionamento, datando os parques atualmente ativos, desde o ano de 1992. Por sua vez a Figura 2.18 extrapola a idade desses mesmos parques.

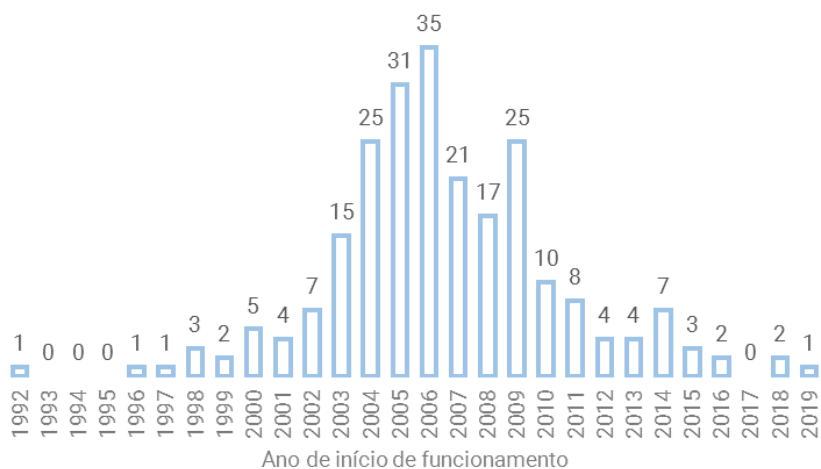


Figura 2.17 - Distribuição dos parques eólicos de Portugal Continental por ano de início de funcionamento, com base nos dados recolhidos da e2p - Energias Endógenas de Portugal [38]

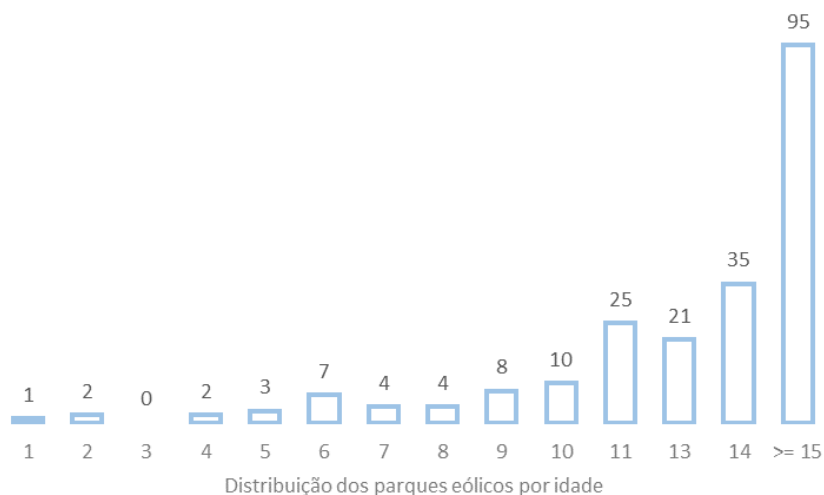


Figura 2.18 - Distribuição dos parques eólicos de Portugal Continental consoante a idade, com base nos dados recolhidos da e2p - Energias Endógenas de Portugal [38]

Para além do desenvolvimento eólico *onshore*, Portugal destaca-se também por um projeto pioneiro *offshore*, o Projeto *WindFloat*, sendo este “a primeira instalação eólica marítima em todo o mundo que não exigiu o uso de equipamentos pesados de elevação em alto-mar. Esta é a primeira turbina eólica marítima nas águas abertas do Atlântico e a primeira implantação de uma estrutura semi-submersível que suporta uma turbina eólica multi-megawatt.” [40]

Foi instalado um protótipo na costa norte portuguesa (Póvoa de Varzim) com uma turbina eólica de 2 MW, que funcionou entre 2011 e 2016. O seu sucesso levou à implementação do Projeto *WindFloat Atlantic*, sendo a primeira turbina eólica instalada em 2019. Atualmente o projeto conta com 3 turbinas de 8,4 MW cada [40].

Para existir todo o desenvolvimento eólico, tanto *onshore* como *offshore*, houve necessidade de criar apoios aos investidores do setor eólico, regulamentados em legislação.

2.6 Enquadramento Legal

Um dos pontos fulcrais do modelo criado nesta dissertação, explicado no capítulo seguinte, passa pelo cálculo das receitas individuais dos parques eólicos em Portugal. Pensando em produção de energia, poder-se ia pressupor que toda a energia elétrica seria vendida, por exemplo no Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), ao preço de mercado. Contudo, nos primeiros anos do desenvolvimento eólico português, para além do mercado elétrico ser um monopólio, as energias não-renováveis faziam com que os preços da eletricidade fossem baixos o suficiente para não atrair investidores para o setor eólico, daí a criação de vários mecanismos de apoio aos produtores, nomeadamente os incentivos monetários sob forma de tarifas remuneratórias.

Foi então necessário fazer uma pesquisa intensiva à legislação portuguesa referente à produção de energia elétrica por fontes renováveis. Com o Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio, surgiram os primeiros incentivos denominados de tarifas remuneratórias. Estes incentivos, pretendiam mitigar os elevados custos envolvidos em projetos de produção de energia elétrica por fontes renováveis. Por

forma a atrair os produtores de energia eólica por meios renováveis, foram estes beneficiados na venda de eletricidade devido à “...obrigação de compra, pela rede pública da energia produzida durante o prazo de vigência das licenças previstas” [23].

Um total de 16 Decretos-Lei, Portarias e Leis foram estudados (Figura 2.19), dos quais 7 referenciam e atualizam a metodologia de cálculo das tarifas remuneratórias, 6 introduzem o conceito de sobre-equipamento, sendo isto uma extensão da projeção inicial de um parque eólico por acréscimo de novos equipamentos. Nestes documentos legislativos surge uma distinção do método de cálculo de tarifas remuneratórias para o sobre-equipamento. Os restantes documentos revogam as tarifas remuneratórias, criando oportunidades diferentes aos produtores elétricos por fontes renováveis de prosseguirem com os seus investimentos.

De seguida serão estudados individualmente os documentos legislativos, apresentados cronologicamente na figura acima referenciada, de modo a compreender a evolução do processo de cálculo das tarifas remuneratórias.

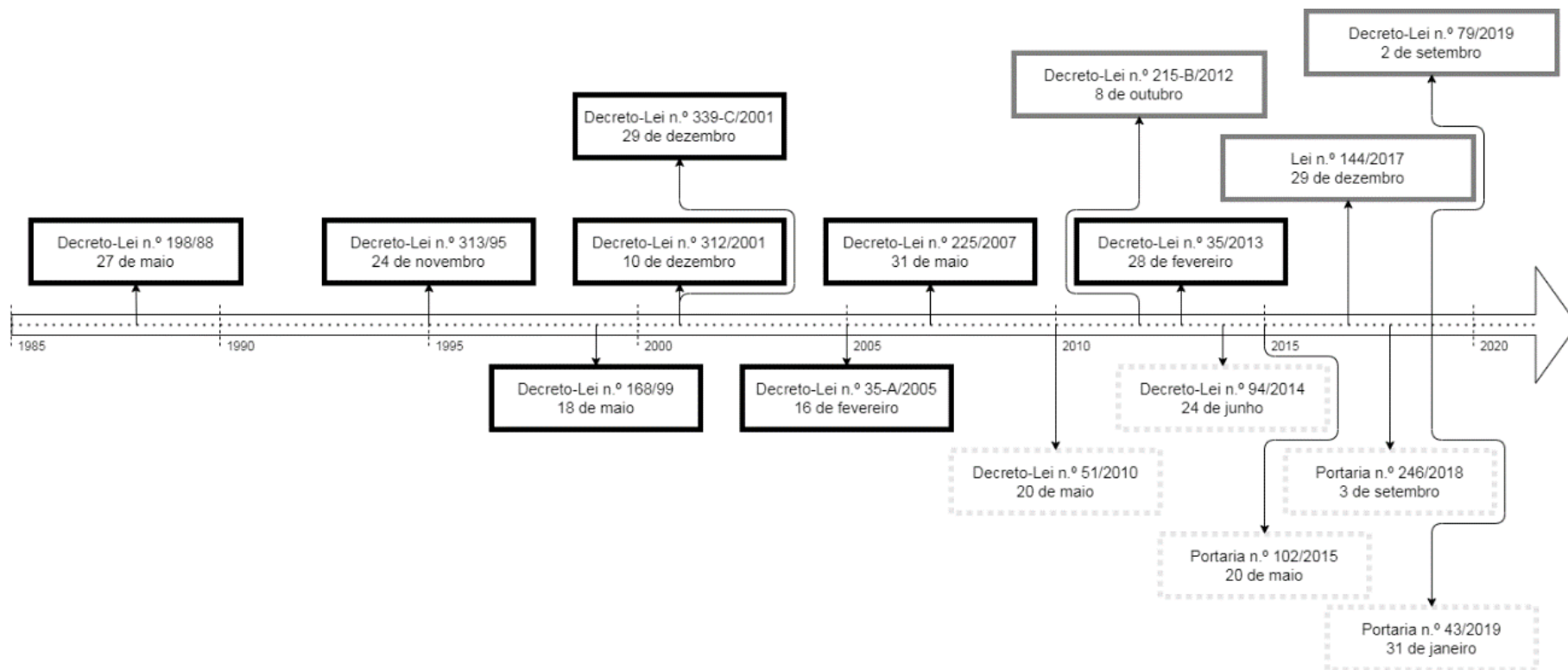


Figura 2.19 - Cronograma da legislação portuguesa referente a tarifas remuneratórias

2.6.1 Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio

Com o aparecimento da energia eólica em Portugal, foi necessário criar uma lista de regulamentos para controlar e ajudar os produtores. Como tal foi criado o Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio. Neste diploma foram reunidos os regulamentos legais já existentes de modo a facilitar a coerência e transparência entre eles. Foi também criado com a intenção de diminuir a dependência energética externa de Portugal facilitando a produção de energia por meios de fontes renováveis a produtores independentes [41].

É neste Decreto-Lei que surgem as normas para a produção de energia elétrica impondo um limite máximo de 10 MW de potência total instalada. Entre outros regulamentos estabelecidos, são aqui introduzidas as tarifas remuneratórias aos produtores de energia elétrica por fontes renováveis, bem como a metodologia para o seu cálculo. Essas tarifas vigoravam por 8 anos sendo calculadas mensalmente através da seguinte fórmula [41]:

$$VRD_m = (0,8 * TP * p') + P_f \quad (3)$$

Em que:

- VRD_m é o valor da remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês m ;
- TP é a taxa mensal de potência da tarifa do nível de tensão imediatamente superior ao da interligação;
- P_f é o subsídio de fuelóleo atribuído às centrais que alimentam a rede pública, correspondendo ao preço de 300 g de fuelóleo por cada MW de potência instalada;
- p' é o mínimo de dois valores de potência P_1 e P_2 , em que:

$$P_1 = \frac{E_p}{T_p} \quad (4)$$

$$P_2 = \frac{(E_p + E_c)}{(T_p + T_c)} \quad (5)$$

Onde:

- E_p e E_c representam a energia mensal fornecida pelo produtor nos períodos de horas de ponta e cheia, respetivamente (kWh);
- T_p e T_c representam a duração mensal dos períodos tarifários de horas de ponta e cheia, respetivamente (horas).

2.6.2 Decreto-Lei n.º 313/95, de 24 de novembro

O Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio sofreu a sua primeira revisão no Decreto-Lei n.º 313/95, de 24 de novembro. Neste novo documento, foi removido o limite máximo de potência instalada de 10 MW. Foi também modificado um fator da fórmula de cálculo das tarifas remuneratórias, sendo estas previamente calculadas através de TP , passando agora a ser calculadas utilizando o preço mensal de potência da tarifa de médias utilizações (PP). Como tal a Equação (3) passa a escrever-se [42]:

$$VRD_m = (0,8 * PP * p') + P_f \quad (6)$$

2.6.3 Decreto-Lei n.º 168/99, de 18 de maio

O Decreto-Lei n.º 168/99, de 18 de maio veio alterar por completo a metodologia do cálculo das tarifas remuneratórias, apresentando uma fórmula de cálculo mais complexa. A crescente preocupação ambiental, tanto portuguesa, como mundial, com a implementação do Protocolo de Kyoto, fez com que as centrais renováveis se tornassem um foco de atenções [43].

Para além de alterar a fórmula de cálculo das tarifas remuneratórias, o período em que são aplicadas é aumentado para 15 anos. É, no entanto, feita uma divisão entre os primeiros 12 anos e os restantes 3 anos, em que o valor da tarifa remuneratória, anteriormente atualizada na sua totalidade através do Índice de Preços no Consumidor (IPC), passa a ter parcelas específicas que não são atualizadas pelo IPC nos 3 últimos anos de aplicabilidade das tarifas remuneratórias [43].

São, ainda, alterados os períodos horários considerados, uma vez que passa a ser ponderada a energia produzida em horas vazias, e são agregadas as horas de ponta e cheias tendo em conta que:

- Quando vigora a hora de inverno, das 0 e às 8 horas e das 22 às 24 horas, são horas vazias, sendo as restantes horas do dia consideradas horas cheias e de ponta;
- Quando vigora a hora de verão, das 0 às 9 e das 23 e às 24 horas, são horas vazias, sendo as restantes horas do dia consideradas horas cheias e de ponta.

O cálculo das tarifas remuneratórias passa a estar dividido por três parcelas, sendo estas parcelas moduladas por um coeficiente dependente das horas em que a energia seja fornecida. Por fim, a seguir à atualização através do IPC, é multiplicada à tarifa um quociente referente às perdas de eletricidade evitadas pela central renovável (LEV), passando a fórmula a ser escrita como [43]:

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

Onde:

- $KMHO_m$ é o coeficiente que modula os valores de $PF(VRD)_m$, de $PV(VRD)_m$ e de $PA(VRD)_m$ em função do posto horário em que a energia tenha sido fornecida;
- $PF(VRD)_m$ é a parcela fixa da remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês m ;
- $PV(VRD)_m$ é a parcela variável da remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês m ;
- $PA(VRD)_m$ é a parcela ambiental da remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês m ;
- IPC_{m-1} é o índice de preço no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês $m - 1$;
- IPC_{ref} é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês de dezembro de 1998;

O coeficiente LEV, que representa as perdas, nas redes de transporte e distribuição, evitadas pela central renovável toma um de dois valores

- 0,015 quando aplicado em centrais com potência instalada superior ou igual a 5 MW;
- 0,035 quando aplicado em centrais com potência instalada inferior a 5 MW.

Para calcular o coeficiente $KMHO_m$ é utilizada a fórmula:

$$KMHO_m = \frac{KMHO_{pc} * ECR_{pc,m} + KMHO_v * ECR_{v,m}}{ECR_m} \quad (8)$$

Onde:

- $KMHO_{pc}$ é um fator que representa a modulação correspondente a horas cheias e de ponta, o qual toma o valor 1,25 para as centrais eólicas;
- $ECR_{pc,m}$ é a energia produzida pela central renovável nas horas cheias e de ponta do mês m , expressa em kWh;
- $KMHO_v$ é um fator que representa a modulação correspondente a horas de vazio, o qual toma o valor 0,65 para centrais eólicas;
- $ECR_{v,m}$ é a energia produzida pela central renovável nas horas de vazio do mês m , expressa em kWh;
- ECR_m é a energia produzida pela central renovável no mês m , expressa em kWh.

A parcela fixa resulta de um produto entre um valor de referência, um coeficiente de potência e a potência média entregue à rede elétrica no mês em questão, sendo escrita como:

$$PF(VRD)_m = PF(U)_{ref} * COEF_{pot,m} * POT_{med,m} \quad (9)$$

Onde:

- $PF(U)_{ref}$ é o valor unitário de referência para $PF(VRD)_m$, representando o custo unitário de investimento em novos meios de produção elétrica cuja construção é evitada por centrais renováveis;
- $COEF_{pot,m}$ é um coeficiente adimensional que traduz a contribuição da central renovável, no mês m , para a garantia de potência proporcionada pela rede pública.

O $COEF_{pot,m}$ é calculado pelo quociente do número de horas de funcionamento da central no mês “ m ” ($NHP_{ref,m}$) e um número de horas de referência ($NHO_{ref,m}$). As horas de funcionamento da central são representadas pelo quociente entre ERC_m e a potência instalada no parque (POT_{dec}), enquanto que as horas de referência correspondem a 80% das horas existente num mês (NDM_m) com 30 dias. O $COEF_{pot,m}$ descreve-se então na seguinte fórmula:

$$COEF_{pot,m} = \frac{NHP_{ref,m}}{NHO_{ref,m}} = \frac{ECR_m / POT_{dec}}{0,80 * 24 * NDM_m} = \frac{ECR_m}{576 * POT_{dec}} \quad (10)$$

- $POT_{med,m}$ é a potência média disponibilizada pela central renovável à rede pública no mês m , expressa em kW. Esta potência representa o mínimo entre dois fatores: a POT_{dec} e o quociente entre a energia produzida no mês m e o número de horas de um mês com 30 dias, sendo escrita:

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

A segunda parcela a considerar, parcela variável, provém do produto entre um valor de referência e a energia total produzida no mês em questão, escrevendo-se:

$$PV(VRD)_m = PV(U)_{ref} * ECR_m \quad (12)$$

Em que $PV(U)_{ref}$ é o valor unitário de referência para $PV(VRD)_m$, que corresponde aos custos de operação e manutenção que seriam necessários à exploração dos novos meios de produção cuja construção é evitada pela central renovável.

A terceira e última parcela, referente a uma parcela ambiental, resulta do produto de dois valores de referência e a energia total produzida no mês escrita da seguinte forma:

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

Onde:

- $ECE(U)_{ref}$ é o valor unitário de referência com o intuito de valorização unitária do dióxido de carbono que seria emitido pelos novos meios de produção cuja construção é evitada pela central;
- CCR_{ref} é o montante unitário das emissões de dióxido de carbono da central de referência, o qual toma o valor de 370 g/kWh.

Relembra-se que a Equação (7) é adotada nos primeiros 12 anos de aplicação das tarifas remuneratórias da central renovável, sendo nos restantes anos apenas atualizadas, em função do IPC, a parcela fixa e a parcela variável, como mostra a Equação (14). Esta equação é implementada nos três últimos anos de período de remuneração garantida. A parcela ambiental tomará um valor mais reduzido calculado pela Equação (15) [43].

$$VRD_m = KMHO_m * \left\{ \frac{IPC_{m-1}}{IPC_{ref}} * [PF(VRD)_m + PV(VRD)_{r,m}] + PA(VRD)_m \right\} * \frac{1}{(1 - LEV)} \quad (14)$$

$$PA(VRD)_{r,m} = \frac{ECE(U)_{ref,m} * CCR_{ref,m}}{4} * ECR_m \quad (15)$$

Importa aqui também referir o facto de que as centrais renováveis que se encontrem em benefício de um regime remuneratório, quer do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio, quer do Decreto-Lei n.º 313/95, de 24 de novembro, estão habilitadas a reger-se pelo novo método de cálculo tarifário, tendo em conta a sua data de entrada em exploração [43].

2.6.4 Decreto-Lei n.º 312/2001, de 10 de dezembro

É importante fazer uma referência ao Decreto-Lei n.º 312/2001, de 10 de dezembro uma vez que, apesar de nada modificar ou acrescentar ao regimes e tarifários remuneratórios, vem simplificar os processos de licenciamento de centrais renováveis. Para além disso introduz também a possibilidade de aquisição de pontos de injeção de energia na rede elétrica por meios de concurso aberto, permitindo assim um aumento competitivo, benéfico para o setor [44].

2.6.5 Decreto-Lei n.º 339-C/2001, de 29 de dezembro

O Decreto-Lei n.º 339-C/2001, de 29 de dezembro acrescenta à fórmula de cálculo das tarifas remuneratórias um coeficiente adimensional, Z, que diferencia o recurso renovável e a tecnologia usada na central renovável, aplicável unicamente à parcela ambiental. A fórmula de cálculo passa a escrever-se como [45]:

$$VRD_m = KMHO_m * \{PF(VRD)_m + PV(VRD)_m + [PA(VRD)_m * Z]\} * \frac{IPC_{m-1}}{IPC_{ref}} * \frac{1}{(1 - LEV)} \quad (16)$$

Neste Decreto-Lei é também revogada a aplicação da Equação (14), sendo aplicada a Equação (16) para os 15 anos de regime de remuneração garantida.

O coeficiente Z, quando aplicado em centrais eólicas, é diferenciado pelo número de horas de funcionamento anuais, encontrando-se esses valores na Tabela 2-1[45].

Tabela 2-1 - Variação do Coeficiente Z com as horas de funcionamento anuais de uma central eólica, adaptado de [45]

HORAS DE FUNCIONAMENTO	VALOR DO COEFICIENTE Z
ATÉ 2000 HORAS	1,70
DE 2000 A 2200	1,30
DE 2200 A 2400	0,95
DE 2400 A 2600	0,65
ACIMA DE 2600	0,40

2.6.6 Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro

O Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro procedeu à atualização dos valores unitários de referência $PV(U)_{ref}$ e $ECE(U)_{ref}$, tomando os valores respetivamente de 0,036 €/kWh e 0,02 €/kg. O coeficiente Z, implementado no Decreto-Lei n.º 339-C/2001, de 10 de dezembro, passa a ter um valor único, definido para centrais eólicas em 4,6. Por fim, foi alterado o significado de IPC_{ref} , passando esse fator a representar o Índice de Preços no Consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês anterior ao do início do fornecimento de eletricidade à rede pela central renovável, contrário ao valor fixo anterior de dezembro de 1998 [46].

Foi também implementado para as tarifas remuneratórias garantidas, para além do limite anual já existente, um valor máximo de produção delimitado, para centrais eólicas, em 33 GWh por cada MW instalado na central [46].

2.6.7 Decreto-Lei n.º 225/2007, de 31 de maio

O Decreto-Lei n.º 225/2007, de 31 de maio, representa um marco importante no setor eólico português. Nele, para além de se facilitar o licenciamento, são estabelecidos os princípios de sobre-equipamento das centrais eólicas, constituindo isto uma expansão, limitada em 20%, da projeção inicial de um parque eólico. Estes novos equipamentos poderiam, caso os investidores assim o desejassem, ver a sua energia elétrica produzida ser instituída no regime remuneratório do parque, no entanto, essa escolha implica uma diminuição percentual do valor final tarifário. Neste documento é também atualizado o valor de $PF(U)_{ref}$ para 5,54 €/kW [47].

2.6.8 Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro e Decreto-Lei n.º 76/2019, de 2 de setembro

Os regimes remuneratórios para a produção de eletricidade em regime especial sofreram uma grande alteração com o Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro. Primeiramente, são revogados todos os Decretos-Lei previamente analisados, não terminando esses regimes para os parques que já os usufruíam, impedindo apenas, que novos investimentos se rejam por esses métodos tarifários.

De seguida, foram implementadas duas possibilidades de regime remuneratório [48].

- Regime geral, onde a eletricidade produzida pode ser vendida em mercados organizados ou por contratos bilaterais;
- Regime de remuneração garantida, em que os valores são definidos sob forma de concurso.

Estes regimes foram posteriormente revogados e reformulados no Decreto-Lei n.º 76/2019, de 2 de setembro, estando agora definidos como [49]:

- Regime geral, onde os produtores vendem a eletricidade produzida a preço de mercado;
- Regime de remuneração garantida, em que os produtores vendem a eletricidade produzida a um preço garantido. Este regime pode perdurar um determinado período, definido no ato de licenciamento e terá um valor monetário que pode ser fixo ou variável.

2.6.9 Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro

Com o fim da remuneração garantida dos novos parques eólicos, revogada no Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, e com parques eólicos a chegar ao fim do período de tarifas garantidas estipuladas, houve necessidade de criar um regulamento melhor definido do que o até então existente para não perder os investimentos criados, evitando um decréscimo de energia proveniente de fontes renováveis.

Como tal, no Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro, foram criados diferentes regimes remuneratórios. Os centros electroprodutores foram divididos em duas classes [50]:

- a) Parques eólicos com um regime remuneratório anterior ao Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro;
- b) Parques eólicos com um regime remuneratório anterior ao Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro.

Os parques eólicos na situação da alínea a) veem o seu regime remuneratório estendido até um período de 15 anos a contar desde a data de implementação do Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro. No caso dos parques eólicos na situação da alínea b), têm a possibilidade de estender o seu regime remuneratório. O limite anterior de 15 anos ou 33 GWh de energia entregue à rede por MW instalado no parque, passa a poder ser alterado, caso seja desejado, para 20 anos ou 44 GWh de energia entregue à rede por MW instalado [50].

Todos os parques eólicos que gozassem de um dos regimes de remuneração garantida antes da implementação do Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, tiveram ainda a possibilidade de aderir

a uma de quatro alternativas. Caso os parques eólicos na situação da alínea b) preferissem uma destas alternativas, não poderiam usufruir do aumento dos limites previamente mencionados [50].

Estas hipóteses envolvem um pagamento anual, entre os anos de 2013 de 2020, ao Serviço Elétrico Nacional (SEN) de modo a receberem um regime remuneratório especial por um período adicional de 5 ou 7 anos, durante o qual a energia elétrica produzida vendida em mercado vê o seu preço delimitado. Na Tabela 2-2 estão representadas as várias alternativas disponibilizadas para um produtor eólico. Considere-se que, os limites máximos e mínimos representam os limites do preço de venda de eletricidade no mercado, ou seja, caso o preço de mercado seja inferior ao valor mínimo, os parques eólicos têm garantia de venda de eletricidade a preço superior ao do mercado, por outro lado se o preço no mercado for superior ao limite estipulado, quando aplicado, os produtores vêm-se na obrigação de vender a energia elétrica produzida a preço mais baixo que o do mercado [50].

Tabela 2-2 - Valores de referência, adaptado de [50]

Compensação anual ao SEN	Regime Remuneratório			
	Período adicional de 5 anos		Período adicional de 7 anos	
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh
	min	máx	min	máx
5000 €/MWh	74	98		
	60			
5800 €/MWh			74	98
			60	

Todos os anos, os valores são multiplicados por um fator de correção, escrito:

$$K_n = \frac{(1 + Taxa\ de\ inflação_{n-1})}{(1 + 2.0\%)} \quad (17)$$

Onde:

- K_n representa o fator de correção, sendo ele calculado anualmente entre julho de 2013 e julho de 2020;
- Taxa de inflação_{n-1} é a taxa de inflação, sem habitação, no continente, referente aos 12 meses anteriores.

A Tabela 2-3 representa a variação temporal de fatores envolvidos nos cálculos das tarifas remuneratórias garantidas, que tomam valores diferentes consoante o Decreto-Lei.

Tabela 2-3 - Variação de valores aplicados nas Equações (14) e (16)

	Decreto-Lei n.º 168/99	Decreto-Lei n.º 339- C/2001	Decreto-Lei n.º 33-A/2005	Decreto-Lei n.º 225/2007	Decreto-Lei n.º 35/2013
Z	Inexistente	Variável, de acordo com a Tabela 2-1	4.6	4.6	4.6
PF(U)_{ref}	1090 PTE/kW	1090 PTE/kW	1090 PTE/kW	5,54 €/kW	5,54 €/kW
PV(U)_{ref}	5,00 PTE/kWh	5,00 PTE/kWh	0,036 €/kWh	0,036 €/kWh	0,036 €/kWh
ECE(U)_{ref}	0,015 PTE/g	0,015 PTE/g	0,02 €/kg	0,02 €/kg	0,02 €/kg

2.6.10 Decreto-Lei n.º 51/2010, de 20 de maio

Apesar de não ser o foco desta dissertação, são também aqui expostos os Decretos-Lei referentes ao sobre-equipamento, por se considerar relevante para o setor eólico, facilitando assim futuras pesquisas e trabalhos.

Após implementados os guias de apoio ao sobre-equipamento eólico no Decreto-Lei n.º 225/2007, de 31 de maio, o Decreto-Lei n.º 51/2010, de 20 de maio traz uma “simplificação do procedimento para a instalação de sobre-equipamento em centrais eólicas” [23] bem como alterações percentuais do impacto do sobre-equipamento nas tarifas remuneratórias.

2.6.11 Decreto-Lei n.º 94/2014 de 24 de junho

A criação do Decreto-Lei n.º 94/2014, de 24 de junho, distingue pela primeira vez os regimes remuneratórios entre o equipamento inicial e o sobre-equipamento de um parque eólico. Fica estipulado que, durante a aplicação de qualquer regime remuneratório ao parque inicial, a energia elétrica produzida por sobre-equipamento fica submetida a um valor fixo de remuneração no valor de 60 €/MWh [51].

2.6.12 Portaria n.º 102/2015, de 7 de abril; Portaria n.º 246/2018, de 3 de setembro

Na Portaria n.º 102/2015, de 7 de abril, são introduzidos dois métodos de cálculo de remuneração para sobre-equipamento. Ambos se focam numa estimativa da energia elétrica produzida pelo sobre-equipamento, estando divididas pelo tipo de estimativa: global ou individual [52].

A Portaria n.º 246/2018, de 3 de setembro, atualiza a Portaria anterior quer a nível de licenciamento de sobre-equipamento, quer relativamente a fatores introduzidos nas metodologias de cálculo tarifário para esse equipamento [53].

2.6.13 Portaria n.º 43/2019, de 31 de janeiro

Por fim, a Portaria n.º 43/2019, de 31 de janeiro, referente a sobre-equipamento eólico, indica que os produtores eólicos podem optar por uma tarifa não atualizável de 45 €/MWh para a energia do sobre-equipamento. Esta tarifa tem uma duração de 15 anos, findos os quais a energia do sobre-equipamento não poderá ser englobada nos regimes remuneratórios enumerados no Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro [54].

Nesta introdução evidenciou-se a realidade da energia eólica em geral e em particular em Portugal, bem como os seus custos associados, e métodos de avaliação de projetos. Foi de seguida estudado o enquadramento legal da temática em questão, salientando a pesquisa de informação legal relevante para a construção do modelo apresentado nesta dissertação, que a seguir se expõe.

3 Modelo Económico

Com base na realidade nacional dos parques eólicos e estudada a legislação referente aos mesmos, surge a necessidade de criar um modelo económico que permita fundamentar a decisão do investidor face ao fim de vida do parque que controla. Para tal, recorreu-se a uma base de dados fidedigna à qual se acrescentaram os elementos necessários ao presente estudo que se irão apresentar com o intuito de demonstrar a validade do modelo aqui criado.

3.1 Base de dados

Para o modelo em questão, foi utilizada a base de dados disponibilizada pela APREN e pelo INEGI [38], de onde foi necessário extrair apenas os parques eólicos em Portugal Continental.

A base de dados contém as seguintes informações dos parques eólicos:

- Identificação;
- Localização, tanto distrital, como em coordenadas geográficas;
- Potência total instalada (em MW);
- Ano de entrada em funcionamento;
- Mês de entrada em funcionamento (nem sempre disponível);
- Quantidade de turbinas;
- Capacidade por turbina (em kW);
- Fabricante e Modelo da turbina;
- Empresa que promove o parque.

Após a aquisição dos dados obteve-se a informação de 234 parques eólicos, correspondentes a 379 entradas. Este aumento do número de entradas deve-se a um de três motivos:

- O parque utiliza diferentes tipos de turbinas, logo foram usadas duas ou mais entradas para o mesmo parque de modo a diferenciar as turbinas usadas;
- O parque sofreu expansão, logo foram usadas duas ou mais entradas de modo a distinguir o ano de entrada em funcionamento do parque e das suas expansões;
- O parque é constituído por vários sub-parques, sendo então utilizada uma entrada por sub-parque.

Foram de seguida removidos da base de dados todos os parques que:

- Sofreram *uprating* (aumento da potência da turbina, geralmente turbinas de 2MW veem a sua potência aumentada para 2,3 MW);
- Sofreram repowering previamente;
- Constituem uma expansão do parque inicial;
- Representam sobre-equipamento.

Ficou-se assim com uma base de dados com 297 entradas, às quais será acrescentada a localização geográfica, como se poderá ver no subcapítulo 3.3.

A base de dados completada com todos os elementos necessários ao modelo é apresentada no Anexo A – Base de dados dos parques eólico *onshore* em Portugal Continental – Ordenados por Distrito.

3.2 Modelo criado

O modelo aqui apresentado tem por objetivo obter resultados económicos, de modo a possibilitar uma comparação que determine a viabilidade, tanto da extensão de vida como o *repowering* de um projeto de um parque eólico.

O modelo, implementado no programa *MATLAB*, calcula as receitas e as despesas anuais de um parque eólico, sendo necessário ter em consideração a legislação descrita no capítulo anterior. Sendo assim, é preciso analisar cada parques eólicos consoante a sua data de início de funcionamento. De seguida, são calculadas as receitas e despesas anuais para 6 hipóteses distintas, 3 em tempo de vida normal do projeto, e 3 durante a extensão de vida do projeto eólico, como mostra a Figura 3.1.

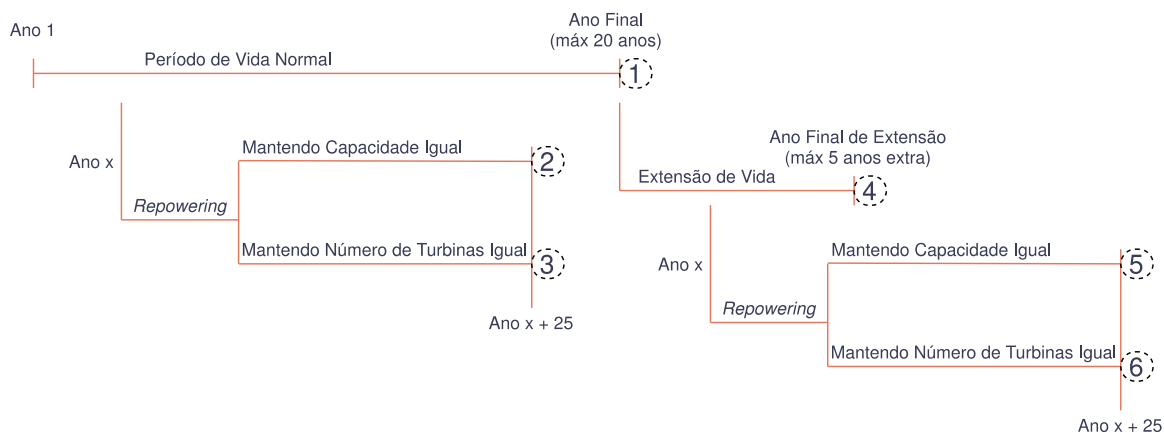


Figura 3.1 - Representação das hipóteses estudadas para a vida de uma central eólica

É então calculado o VAL anual para as situações de vida normal e extensão de vida, e o VAL findados os 25 anos de funcionamento do segundo parque para as situações de *repowering*. Finalmente, os resultados são comparados dentro de cada hipótese de modo a determinar o melhor VAL, obtendo assim o ano ótimo para cada uma das hipóteses estudadas: vida normal, extensão de vida e *repowering*. Em cada hipótese é escolhido o VAL que apresenta o melhor resultado. No conjunto dessa escolha, destaca-se o VAL, por excelência, que irá determinar a possível existência de vantagem em estender a vida ou fazer *repowering*.

Dois esquematizações são apresentadas na Figura 3.2 e na Figura 3.3.

A Figura 3.2 é referente à condição de vida normal e *repowering* durante a mesma. O parque inicial tem um funcionamento de T_1 anos. Instala-se, depois, um segundo parque que pode ter o mesmo número de turbinas ou a mesma capacidade do parque inicial.

É então necessário determinar o T_1 que maximize a Equação (18). Caso se descarte a possibilidade de *repowering* ($T_2 = 0$ anos e $CAPEX_2 = 0$), ficamos com a Equação (19) que representa o método de cálculo do VAL do parque inicial.

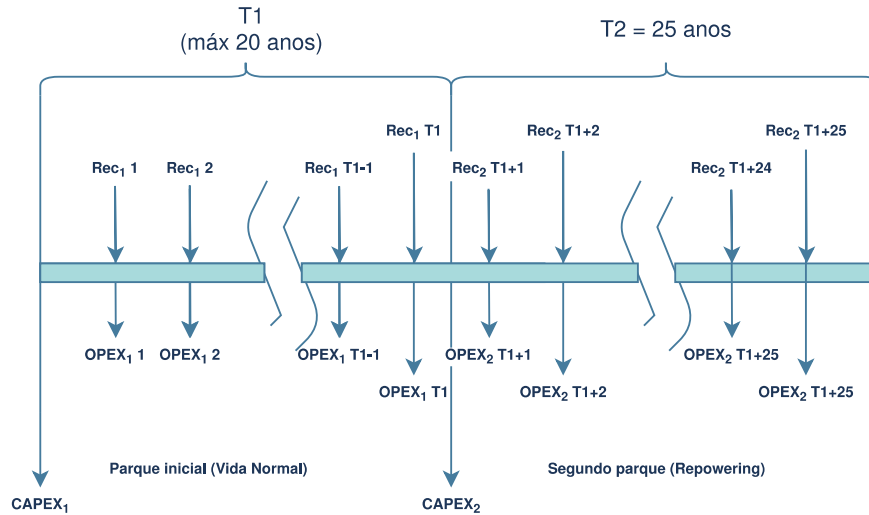


Figura 3.2 - Esquematização do modelo para achar o ano ótimo de *repowering* em condições de vida normal

$$VAL = -\frac{CAPEX_1}{(1+r)^0} + \sum_{n=1}^{T1} \frac{Rec_{1n} - OPEX_{1n}}{(1+r)^n} - \frac{CAPEX_2}{(1+r)^{T1}} + \sum_{n=1}^{T2=25} \frac{Rec_{2n+T1} - OPEX_{2n+T1}}{(1+r)^n} \quad (18)$$

$$VAL = -\frac{CAPEX_1}{(1+r)^0} + \sum_{n=1}^{T1} \frac{Rec_{1n} - OPEX_{1n}}{(1+r)^n} \quad (19)$$

Onde CAPEX₁ e CAPEX₂ representam respectivamente o CAPEX do parque inicial e do parque quando realiza o *repowering*, OPEX₁ e OPEX₂ representam respectivamente o OPEX do parque inicial e do parque quando realiza o *repowering*, e Rec₁ e Rec₂ representam as receitas de cada parque.

Do mesmo modo, a Figura 3.3 analisa a hipótese de *repowering* durante a extensão de vida do parque inicial, sendo que aqui o ano passa a ser determinado pelo T_{ext}, ou seja, o tempo de funcionamento do parque inicial em extensão de vida, esta é a incógnita a descobrir de modo a maximizar a Equação (20). De igual modo, se não for considerada a realização de *repowering*, obtém-se o processo de cálculo do VAL em extensão de vida, Equação (21).

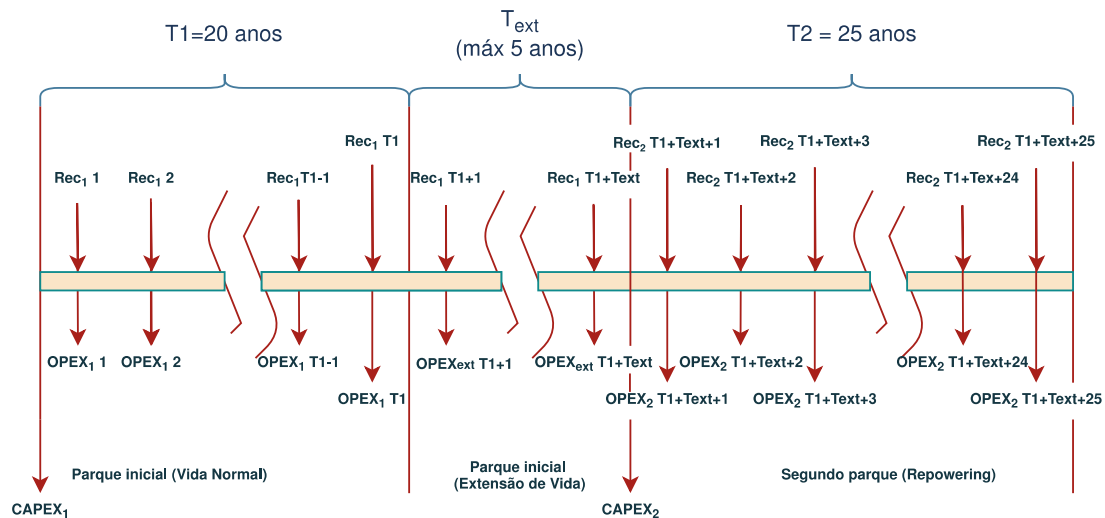


Figura 3.3 - Esquemática do modelo para achar o ano ótimo de *repowering* em condições de extensão de vida

$$\begin{aligned}
 VAL = & -\frac{CAPEX1}{(1+r)^0} + \sum_{n=1}^{20} \frac{Rec_{1n} - OPEX_{1n}}{(1+r)^n} + \sum_{n=1}^{T_{ext}} \frac{Rec_{ext_{n+20}} - OPEX_{ext_{n+20}}}{(1+r)^{n+20}} \\
 & -\frac{CAPEX2}{(1+r)^{20+T_{ext}}} + \sum_{n=1}^{T2=25} \frac{Rec_{2_{n+20+T_{ext}}} - OPEX_{2_{n+20+T_{ext}}}}{(1+r)^{n+20+T_{ext}}}
 \end{aligned} \tag{20}$$

$$VAL = -\frac{CAPEX1}{(1+r)^0} + \sum_{n=1}^{20} \frac{Rec_{1n} - OPEX_{1n}}{(1+r)^n} + \sum_{n=1}^{T_{ext}} \frac{Rec_{ext_{n+20}} - OPEX_{ext_{n+20}}}{(1+r)^{n+20}} \tag{21}$$

Onde $OPEX_{ext}$ e Rec_{ext} representam o OPEX e as receitas, do parque eólico em extensão de vida respetivamente.

Para o modelo foi considerado que todos os valores apresentados se encontram atualizados para Euros de 2019, excetuando quando indicado contrariamente. As taxas de câmbio constam da Tabela 3-1. Posteriormente os valores são atualizados, com base no IPC português (Tabela 3-2).

Tabela 3-1 - Taxa de câmbio USD-EUR [55]

Câmbio para Euro – 1 USD			
1999	0,9393	2010	0,7549
2000	1,0859	2011	0,7188
2001	1,1171	2012	0,7783
2002	1,0644	2013	0,753
2003	0,8834	2014	0,7536
2004	0,8047	2015	0,9017
2005	0,8039	2016	0,9042
2006	0,7967	2017	0,8868
2007	0,7308	2018	0,8475
2008	0,6831	2019	0,8929
2009	0,719	2020	0,9061

Tabela 3-2 - Fator de atualização para Euro de 2019 [35]

Fator de Atualização					
1992	1,882025	2001	1,349702	2010	1,106152
1993	1,762526	2002	1,302801	2011	1,067199
1994	1,671908	2003	1,26216	2012	1,038435
1995	1,604211	2004	1,232939	2013	1,035638
1996	1,556428	2005	1,205455	2014	1,038546
1997	1,520841	2006	1,169096	2015	1,033482
1998	1,482734	2007	1,141138	2016	1,027216
1999	1,448832	2008	1,112329	2017	1,013334
2000	1,408684	2009	1,121638	2018	1,0034

Para este modelo são estimados e calculados valores futuros até 2050, pelo que, sempre que necessário, para anos após 2050 serão utilizados os valores de 2050.

3.3 Horas de produção equivalente

Formada a base de dados, foi necessária a aquisição de valores de modo a calcular as receitas através dos métodos de cálculo das tarifas remuneratórias. Uma variável comum nas equações apresentadas em legislação para calcular as tarifas remuneratórias mensais (Equações (3), (6), (7), (14), (16)) é a energia produzida pelo parque eólico, esta, produzida em horas de ponta, cheia ou vazio. Todavia, essa informação não está disponibilizada publicamente, o que exige uma abordagem diferente.

Através dos relatórios da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) [56], [57], [66]–[70], [58]–[65], obtiveram-se as horas de produção equivalente, a partir das quais é possível estimar a energia elétrica produzida por cada parque. Note-se que as horas de produção equivalente estão apenas disponíveis por zona geográfica, isto significa que para dois parques instalados na mesma zona geográfica foi considerado o mesmo número de horas de produção equivalente. Estas zonas geográficas sofreram alterações em 2009 e 2014, conforme se pode ver na Figura 3.4, na Figura 3.5 e na Figura 3.6.

Foi preciso dividir os parques por zona geográfica, sendo então implementado um algoritmo em *MATLAB* que permite identificar a zona geográfica a que cada parque corresponde. A partir das coordenadas geográficas dos pontos extremos de Portugal, as Figura 3.4, Figura 3.5 e Figura 3.6 foram introduzidas no programa, por forma a obter um valor de *pixel* por coordenada geográfica. Foi assim possível obter cores de referência para cada zona geográfica. O processo foi repetido com as coordenadas geográficas dos parques na base de dados, obtendo-se assim uma cor correspondente à sua localização. Por fim foi comparada a cor adquirida em cada parque com as cores de referências identificando assim a que zona corresponde cada parque.

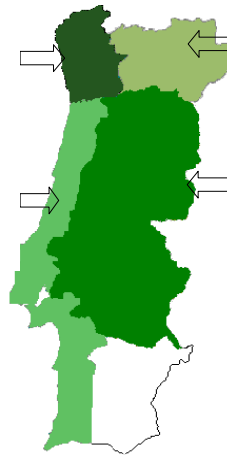


Figura 3.4 - Divisão do país por zona geográfica em 2005 [56]

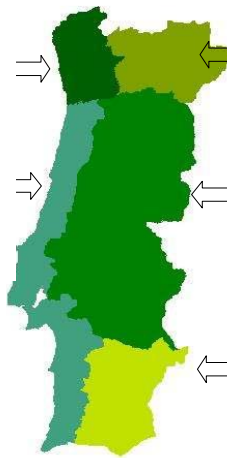


Figura 3.5 - Divisão do país por zona geográfica em 2009 [60]



Figura 3.6 - Divisão do país por zona geográfica em 2014 [65]

Neste trabalho foram distinguidas as zonas geográficas por números de 1 a 5:

- Zona 1: zona Nordeste na Figura 3.4 e na Figura 3.5, zona Norte na Figura 3.6;
- Zona 2: zona Noroeste na Figura 3.4 e na Figura 3.5, zona Centro na Figura 3.6;
- Zona 3: zona Cento-Este e Sudeste na Figura 3.4 e na Figura 3.5, zona Lisboa na Figura 3.6;
- Zona 4: zona Centro-Oeste na Figura 3.4 e na Figura 3.5, zona Alentejo na Figura 3.6;

○ Zona 5: inexistente na Figura 3.4, zona Sudoeste na Figura 3.5, zona Algarve na Figura 3.6. Estando os parques distribuídos pela sua zona geográfica, as horas de produção equivalente, mensais e correspondentes a cada zona, foram obtidas com base na informação disponibilizada nos relatórios anuais da DGEG. Essa informação encontra-se sob a forma gráfica, foi utilizado o *WebPlotDigitizer* [71] para retirar esses valores. Na Figura 3.7 pode ver-se o gráfico correspondente à Zona 1 no ano de 2005 referenciado no relatório da DGEG e na Figura 3.8 os valores discretos mensais obtidos pelo *WebPlotDigitizer*.

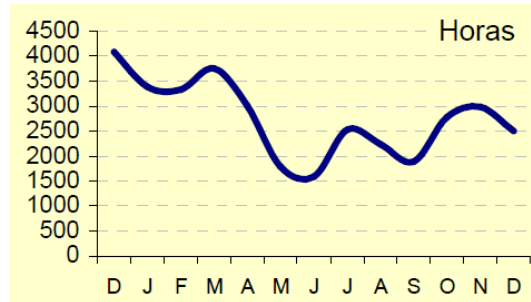


Figura 3.7 - Horas de produção equivalente da Zona 1 em 2005 [56]

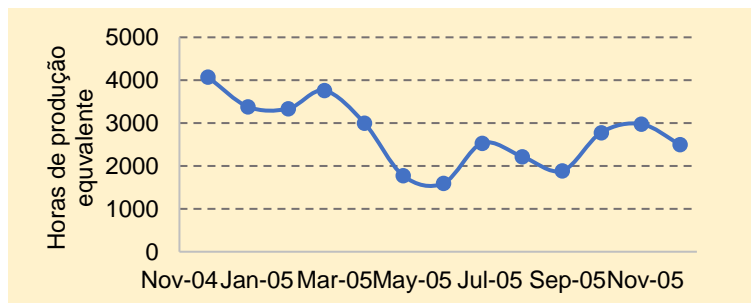


Figura 3.8 - Horas de produção equivalente da Zona 1 em 2005 obtidas com o *WebPlotDigitizer*

Apesar dos dados da DGEG se reportarem a partir ano de 2005, o parque eólico mais antigo na base de dados tem início de funcionamento em 1992. Como tal, foi necessário estimar valores até essa data. Com uma análise temporal das horas de produção equivalente, Figura 3.9, Figura 3.10 e Figura 3.11, não foi possível observar nenhuma tendência apropriada ao comportamento temporal. Resolveu-se por isso utilizar o valor médio mensal dos valores obtidos, tanto para os anos anteriores a 2005, como também para anos após 2019. De notar que, como as zonas foram alteradas por completo em 2014, apenas a média dos valores mensais entre 2005 e 2013 é usada como valores anteriores a 2005, e a média de valores mensais entre 2014 e 2019 é usada para valores futuros.

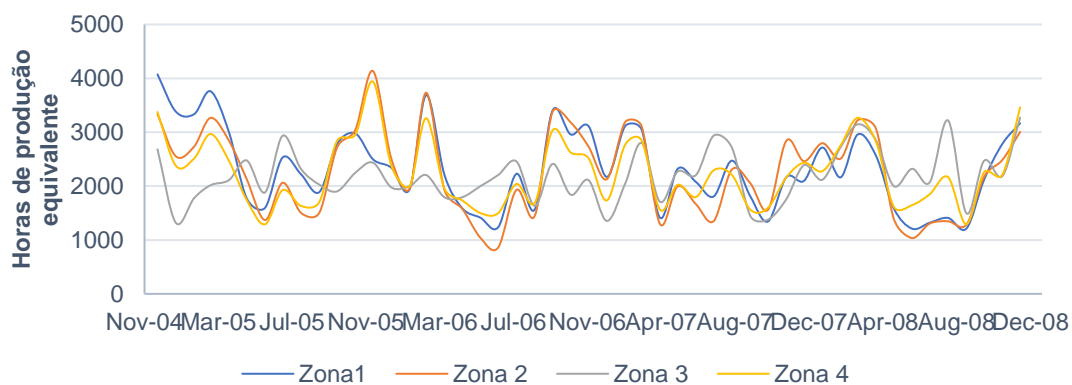


Figura 3.9 - Distribuição das horas de produção equivalente entre dezembro de 2004 e dezembro de 2008, com base em dados recolhidos da DGEG [56]–[59]

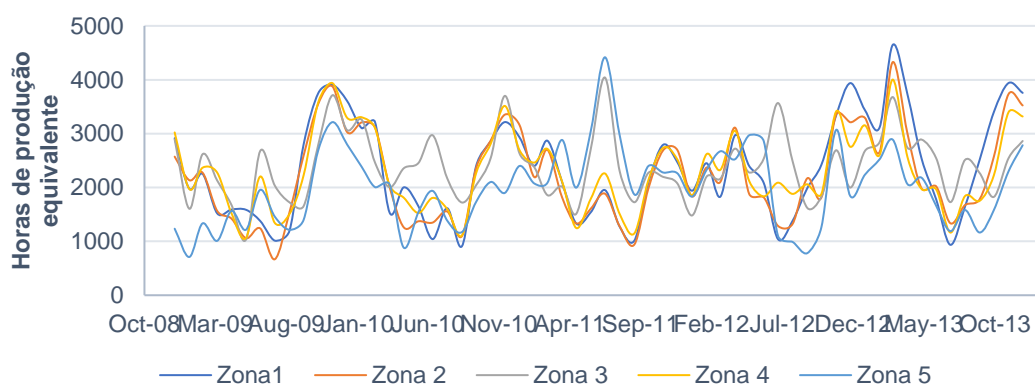


Figura 3.10 - Distribuição das horas de produção equivalente entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013, com base em dados recolhidos da DGEG [60]–[64]

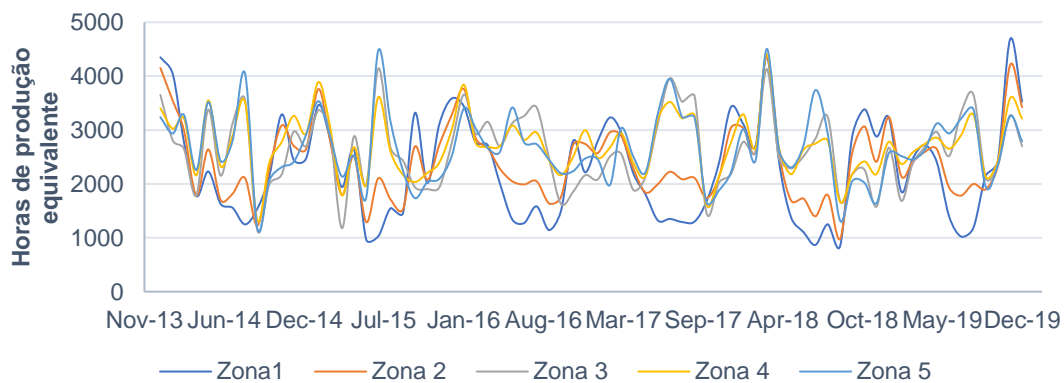


Figura 3.11 - Distribuição das horas de produção equivalente entre janeiro de 2014 e dezembro de 2019, com base em dados recolhidos da DGEG [65]–[70]

Por fim, com as horas de produção equivalente, foi necessário distinguir três horários:

- Horas de Ponta;
- Horas Cheias;
- Horas Vazias.

Os dados que permitem uma análise da distribuição da produção diária estendem-se cronologicamente ao longo de várias décadas, implicando um estudo moroso e que aqui se tornaria demasiado exaustivo, pelo que se optou por considerar uma produção diária constante.

Com base no ponto 7 do Anexo II do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio, existe um período de 10 horas correspondente às horas vazias, sendo as restantes 14 horas consideradas horas de ponta e horas cheias. Para distinguir as horas cheias das horas de ponta foi usado aquilo que está regulamentado pela ERSE [72] ficando definido assim que um dia possui 4 horas de ponta (16,66%), 10 horas cheias (41,67%) e 10 horas vazias (41,67%).

3.4 Índice de Preços no Consumidor, sem Habitação, no Continente

Com meios necessários para o cálculo da energia elétrica produzida por cada parque eólico, passou-se à determinação do IPC, sem Habitação, no Continente. Apesar de o IPC surgir pela primeira vez no método de cálculo das tarifas remuneratórias no Decreto-Lei n.º 168/99, de 18 de maio, é também, nesse Decreto-Lei, dada a possibilidade das centrais eólicas regidas por métodos de cálculo anterior a esse mesmo decreto, optarem por serem remuneradas de acordo com o novo Decreto-Lei sendo que este modelo tem isso em consideração.

Para obter o valor do IPC foi usado o website do Instituto Nacional de Estatística (INE) [73] com o momento inicial de referência em dezembro de 1999, de acordo com o Decreto-Lei n.º 168/99, de 18 de maio.

Tendo em conta que para as Equações (7), (14) e (16) é necessário o valor:

$$\frac{IPC_{m-1}}{IPC_{ref}} \quad (22)$$

Do *website* é retirado esse resultado automaticamente.

É preciso atentar ao facto do IPC_{ref} sofrer uma alteração a partir do Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro. Aplicando a Equação (23) obtém-se o valor desejado, sendo o $IPC_{novaref}$ o novo valor de referência do IPC dependente do ano de início de funcionamento do parque.

$$\frac{IPC_{m-1}/IPC_{ref}}{IPC_{novaref}/IPC_{ref}} = \frac{IPC_{m-1}}{IPC_{novaref}} \quad (23)$$

Com a legislação em mente, apenas é necessário o IPC até ao ano de 2020. Como tal, só é preciso estimar este valor para esse mesmo ano, sendo utilizada uma tendência linear individual para cada mês. A título de exemplo, a Figura 3.12 representa a variação anual da Expressão (22) para o mês de maio entre os anos de 1999 e 2019.

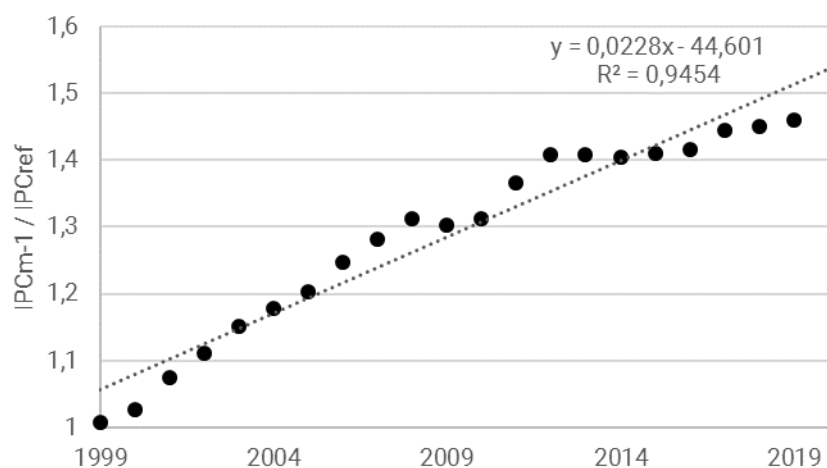


Figura 3.12 - Variação anual de $\frac{IPC_{m-1}}{IPC_{ref}}$ para o mês de maio entre 1999 e 2019

3.5 Uniformização das escolhas do Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro

O Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro, como descrito no capítulo anterior, oferece aos parques eólicos diversas possibilidades de desfrutar de um regime remuneratório para além do suposto.

Para este modelo foi considerado que todos os parques que fossem abrangidos pelo Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro, optem pelo pagamento de uma compensação anual ao Sistema Elétrico Nacional (SEN) por forma a usufruir de um regime remuneratório com um período adicional de 7 anos com limites máximos e mínimos.

Tendo em consideração a atualização dos valores através da Equação (17) foram então obtidos os seguintes valores:

Tabela 3-3 - Fator de correção anual

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Kn	0,977	0,995	0,993	0,996	1,002	0,990	0,995

Tabela 3-4 - Compensação anual devida ao SEN

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Compensação ao SEN (€/MW)	5800,00	5668,84	5773,65	5761,58	5777,41	5811,21	5741,36	5772,79

Tabela 3-5 - Valores limites da tarifa remuneratória para os anos adicionais

Ano adicional	1	2	3	4	5	6	7
Valor mínimo da tarifa (€/MWh)	74	72,33	73,66	73,51	73,71	74,14	73,25
Valor máximo da tarifa (€/MWh)	98	95,78	97,55	97,35	97,62	98,19	97,01

3.6 Finalização da base de dados (mês de início de funcionamento)

Antes de calcular as receitas em regime remuneratório falta completar a base de dados, uma vez que vários parques eólicos não têm indicação do mês de início de funcionamento, já que o mês por vezes diferencia a metodologia de cálculo das tarifas remuneratórias a usar para um determinado parque eólico. Para os parques sem essa informação foi colocado na base de dados o mês de início de funcionamento "0". Foi então averiguado o mês de entrada em funcionamento dos parques com essa informação e distribuídos obtendo o resultado exibido na Figura 3.13.

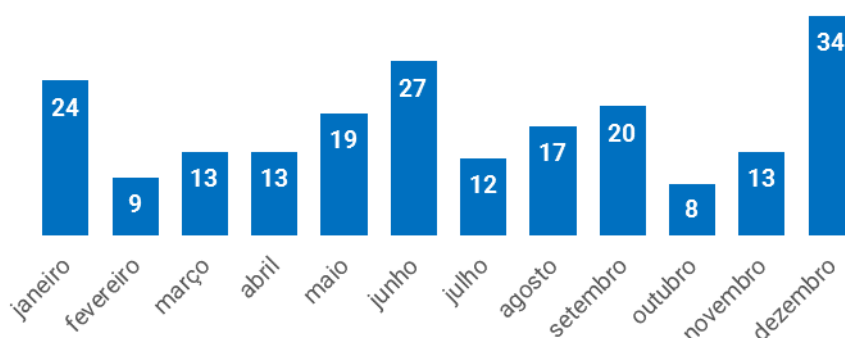


Figura 3.13 - Distribuição dos parques eólicos por mês de início de funcionamento

Da Figura 3.13 identificam-se três meses que se destacam ligeiramente: janeiro (com 24 parques), junho (com 27 parques) e dezembro (com 34 parques) correspondendo respetivamente a 11,5%; 12,9% e 16,3% dos parques considerados. Por não haver nenhum mês com uma grande disparidade relativamente aos outros, o modelo considera que sempre que se lê o mês inicial igual a "0", o mesmo passaria a ter o valor de "1" representando assim um início de funcionamento no mês de janeiro.

3.7 Cálculo de receitas em período de remuneração garantida

De seguida será explicada a metodologia utilizada, passo a passo, para calcular as receitas de cada parque. Tendo em conta a data de entrada em vigor de cada Decreto-Lei, foi necessário realizar uma divisão inicial dos parques por ano, e quando necessário, por mês, de entrada em funcionamento. Obtém-se assim uma divisão em 5 espaços temporais.

3.7.1 Parques com data de início de funcionamento de janeiro de 1988 até novembro de 1995, inclusive

Para o cálculo das tarifas remuneratórias, os parques que se enquadram nesta gama temporal regem-se pela Equação (3) até fevereiro de 1999, uma vez que é considerado que os parques mudam a metodologia de cálculo das tarifas conforme indicado no Decreto-Lei n.º 168/99, de 18 de maio. Sendo que desde a data de entrada em funcionamento do parque até passados 12 anos se regem pela Equação (7) e os últimos 3 anos, perfazendo 15 anos de tarifas remuneratórias, se regem pela Equação (14). Esta escolha foi considerada, uma vez que aumenta o período de remuneração garantida em 7 anos.

No entanto, para a utilização da Equação (3), existe um valor em falta: TP, taxa mensal de potência da tarifa do nível de tensão imediatamente superior ao da interligação. A última atualização do mesmo encontra-se na Portaria n.º 29-A/88, de 14 de janeiro, com o valor 269\$80 escudos por kilowatt, valor este que foi considerado constante na aplicação da Equação (3).

Por fim, para obter o subsídio de fuelóleo (P_f) foram considerados os seguintes valores para o preço de fuelóleo:

Tabela 3-6 - Preço anual do fuelóleo [74]

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Preço fuelóleo (€/kg)	0,14	0,14	0,13	0,13	0,14	0,16	0,14	0,17

Visto que nenhum parque que se insere nesta categoria tem um período de remuneração garantida até ao ano de 2013, não foi tido em conta o Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro.

3.7.2 Parques com data de início de funcionamento de dezembro de 1995 até fevereiro de 1999, inclusive

Este ponto apresenta duas diferenças em relação ao ponto anterior. A primeira diferença é a de que, até fevereiro de 1999, o cálculo das tarifas remuneratórias rege-se pela Equação (6). Para esta equação é necessário obter o valor de PP, preço mensal de potência da tarifa de médias utilizações. Por falta de atualização na legislação, foi considerado o valor de TP obtido anteriormente, 269\$80 escudos por kilowatt.

A segunda diferença tem que ver com o Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro: os parques com início de funcionamento a partir de 1998 usufruem de tarifas remuneratórias até, pelo menos, ao ano de 2013, estão assim habilitados a seguirem as diretrizes desse Decreto-Lei. Como tal, têm um período de remuneração garantida até ao ano de 2020, utilizando a Equação (16). Findo esse período, a energia elétrica produzida será vendida de acordo com os valores limites obtidos na Tabela 3-5. Com a implementação do Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro, todos os parques com início de funcionamento em 1998 e seguintes, ficaram sujeitos a esta nova legislação.

3.7.3 Parques com data de início de funcionamento de março de 1999 a dezembro de 2001, inclusive

Apesar de a metodologia de cálculo das tarifas remuneratórias ter sido alterada para um formato mais complexo, Equações (7) e (14), a sua implementação foi mais simples por se possuir todos os dados necessários.

3.7.4 Parques com data de início de funcionamento de janeiro de 2002 até fevereiro de 2005, inclusive

O aparecimento do coeficiente Z na metodologia de cálculo das tarifas remuneratórias, apresentada no Decreto-Lei n.º 339-C/2001, de 29 de dezembro, tornou o processo de cálculo dessas tarifas mais complexo. Possuindo 15 variações diferentes para obter o seu valor num dado mês, expressas na Figura 3.14, dá importância não só às horas de produção equivalente no mês em questão, “m”, bem como às horas de produção equivalente no mês anterior, “m-1”, com exceção do mês de janeiro, m=1, mês em que o coeficiente Z apresenta sempre o valor de 1,7, isto porque o coeficiente Z é calculado anualmente.

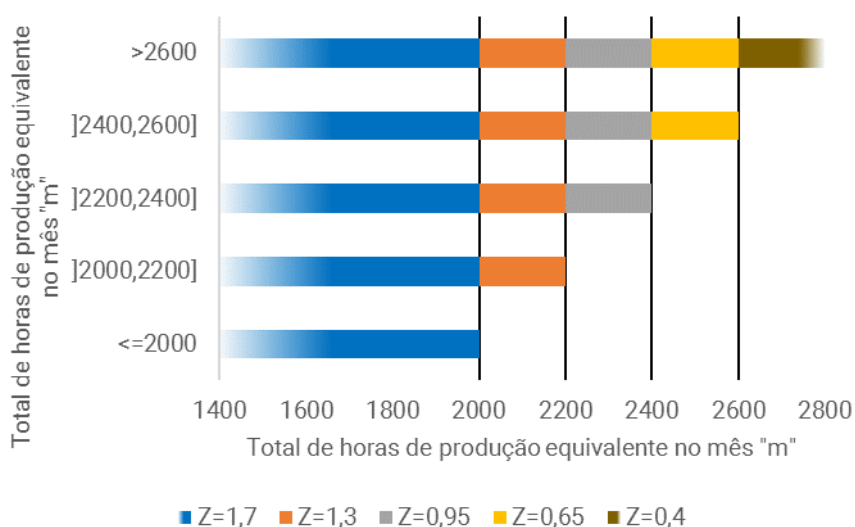


Figura 3.14 - Possíveis variações do coeficiente Z consoante o total de horas de produção equivalente no mês “m” e no mês “m-1”

Assim, por exemplo, se no mês “m” se totalizaram 2300 horas de produção equivalente, para determinar qual o valor de Z para esse mês, usando a Figura 3.14, temos de considerar três hipóteses possíveis para o valor total de horas de produção equivalente no mês “m-1”.

1. Horas de produção equivalentes entre]2200,2400]
O coeficiente Z é constante em todo o mês “m”, com o valor de 0,95, aplicando a Equação (16) sem qualquer distinção.
2. Horas de produção equivalentes entre]2000;2200]
O coeficiente Z apresenta valores diferentes no mês “m”. É aplicada a Equação (16) com Z igual a 0,95, com a energia elétrica produzida num número de horas igual a:

$$\{TotaldeHorasdeProduçãoEquivalente\} - 2200 \quad (24)$$

É também aplicada a Equação (16) com Z igual a 1,30, com a energia elétrica produzida num número de horas igual a:

$$\{NúmerodeHorasequivalentesdomês\} - \{TotaldeHorasdeProduçãoEquivalente\} - 2200 \quad (25)$$

3. Horas de produção equivalentes <=2000

O coeficiente Z apresenta três valores diferentes no mês “m”. Emprega-se a Equação (16) com Z igual a 0,95, sendo utilizada a energia elétrica produzida num número de horas igual ao calculado na Expressão (24).

É também usada a Equação (16) com Z igual a 1,30, utilizando a energia elétrica produzida em 200 horas.

Por fim, é aplicada a Equação (16) com Z igual a 1,70, com a energia elétrica produzida num número de horas igual a:

$$\{NúmerodeHorasequivalentesdomês\} - \{Total de Horas de Produção Equivalente\} - 2200 - 200 \quad (26)$$

3.7.5 Parques com data de início de funcionamento de março de 2005 até agosto de 2012, inclusive

Para os parques incluídos neste período temporal, o coeficiente Z passa a ter um valor constante simplificando assim o algoritmo de aplicação da Equação (16).

No entanto, passou a existir um máximo de entrega de energia elétrica, sendo necessária a sua implementação. Como tal, se um parque exceder o máximo imposto é parado o regime de remuneração garantida pelo qual se rege nesse momento, passando então a usufruir dos benefícios do Decreto-Lei n.º 35/213, de 28 de fevereiro, relativamente ao período adicional de 7 anos.

3.8 Tarifas em remuneração garantida recebidas

Após se obterem as receitas dos parques que usufruem de qualquer metodologia de remuneração garantida, foi realizado um estudo sobre a variação da tarifa remuneratória média, em €/MWh, considerando um peso individual por parque dependente da energia elétrica produzida. Na Figura 3.15 vê-se o resultado desse estudo. De notar que a tarifa remuneratória média sofre um decréscimo acentuado no ano de 1999, ou seja, com a implementação do Decreto-Lei n.º 168/99, de 18 de maio. Contudo, importa aqui lembrar que a partir desse mesmo documento, é também contabilizada a energia elétrica produzida em horas de vazio, correspondendo a 41.67% das horas diárias, como tal as receitas não sofreram grandes variações.

Comparando, na mesma figura, os valores obtidos nesta dissertação com um estudo académico realizado no ano de 2015 [75], observa-se uma semelhança na curva tarifária, com as suas diferenças provenientes das estimativas utilizadas no modelo. Para além disso a curva apresentada como resultado do modelo aqui criado é ponderada com base na energia produzida, também ela estimada. Os resultados obtidos evidenciam uma boa adequação do modelo.

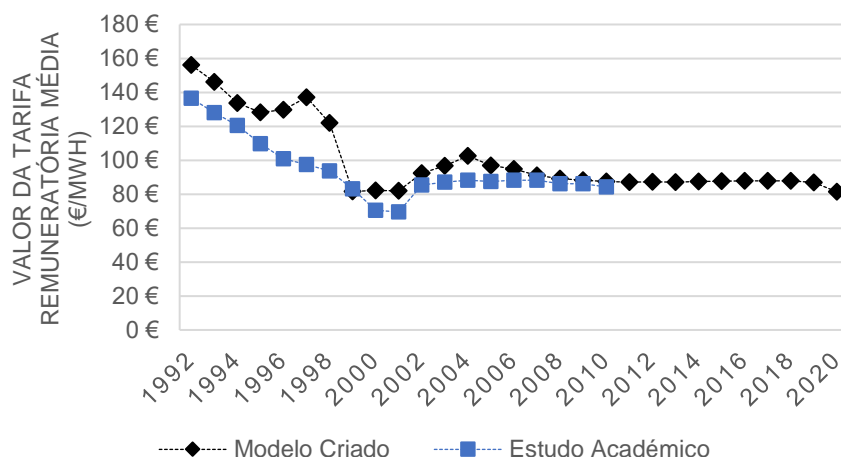


Figura 3.15 - Tarifa média anual obtida no modelo criado em comparação com um estudo académico [75]

3.9 Fim do período de remuneração garantida

Findado qualquer período de remuneração garantida e para os parques com início de funcionamento após agosto de 2012, é considerado que a sua energia produzida será vendida a preço de mercado. Apesar de do Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, prever diferentes regimes remuneratórios, os mesmos não foram tidos em conta. A possibilidade de regime de remuneração garantida através de meios de concurso foi excluída por não ter ainda ocorrido em Portugal qualquer concurso no setor eólico para tal fim. A possibilidade de regime de remuneração garantida através de acordos vê a sua implementação impossibilitada sem informação disponível sobre esses acordos.

3.10 Preço da Eletricidade

Para a venda de eletricidade a preço de mercado retiraram-se valores da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) [76], mostrados na Figura 3.16.



Figura 3.16 - Média dos preços SPOT de eletricidade [76]

Através dos dados obtidos, efetuou-se uma tendência linear de modo a obter valores de preço da energia antes de 2006. Apesar do fim do período de remuneração garantida mais antigo ser no ano de

2007, foram necessários valores antes desta data para o cálculo de receitas para *repowering*, explicado mais à frente no capítulo.

Para valores futuros foi analisado um estudo da *Energy Brainpool* [77] com base no relatório “*The POTEnCIA Central scenario: an EU energy outlook to 2050*” [78].

Carlos Perez-Linkenheil, numa análise ao *Eu Energy Outlook 2050*, refere que “... a oferta europeia será dominada principalmente pela flutuação de energias renováveis, principalmente por energia eólica, fotovoltaica e hidroelétrica. Espera-se que a energia eólica seja a que tenha a maior expansão em cerca de 30% até 2050.” [79]. Carlos Perez-Linkenheil continua a análise afirmando que em 2050 é previsto as energias renováveis gerarem 36% da eletricidade na União Europeia. Entre 15 de junho de 2017 e 16 de dezembro de 2019 Carlos Perez-Linkenheil realizou cinco atualizações ao seu texto, com base nas atualizações do documento “*The POTEnCIA Central scenario: an EU energy outlook to 2050*”. Na última atualização, que será tida em consideração neste documento, Carlos Perez-Linkenheil faz uma atualização aos preços futuros da eletricidade na União Europeia. No entanto, é preciso ter a noção de que é feita uma estimativa global, não nacional, e ter em consideração que é desejável a existência de um mercado unificado como tem vindo a acontecer com o MIBEL e outros mercados estrangeiros criados [77].

Na Figura 3.17 pode-se ver a expectativa para geração de energia, para além do aumento percentual por parte das energias renováveis, onde é claro o destaque da expansão da energia eólica e solar, “centrais eólicas e solares irão gerar 45% da eletricidade em 2050” [77], vê-se também um aumento considerável da procura. Isto é explicado com o aumento populacional e mais componentes elétricas nas sociedades, sejam estas nas habitações, nos postos de trabalho ou nos transportes.

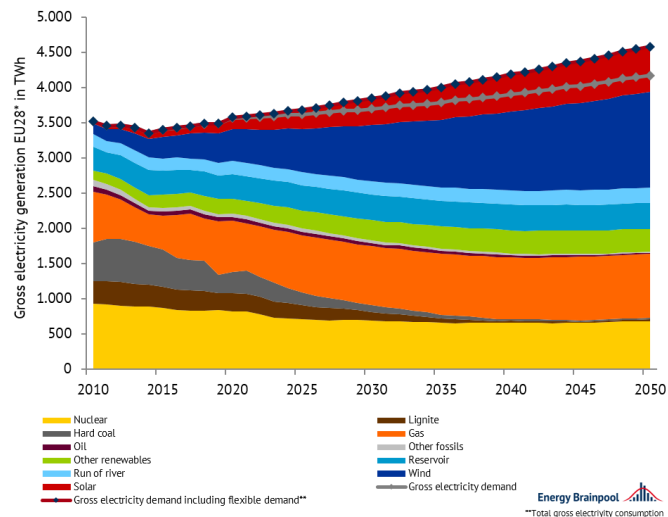


Figura 3.17 - Estimativa de produção e procura de energia elétrica até 2050 [77]

A Figura 3.18 mostra os valores expectáveis para a venda de eletricidade eólica, os quais serão os utilizados para o período entre 2020 e 2050, atualizados para Euro de 2019.

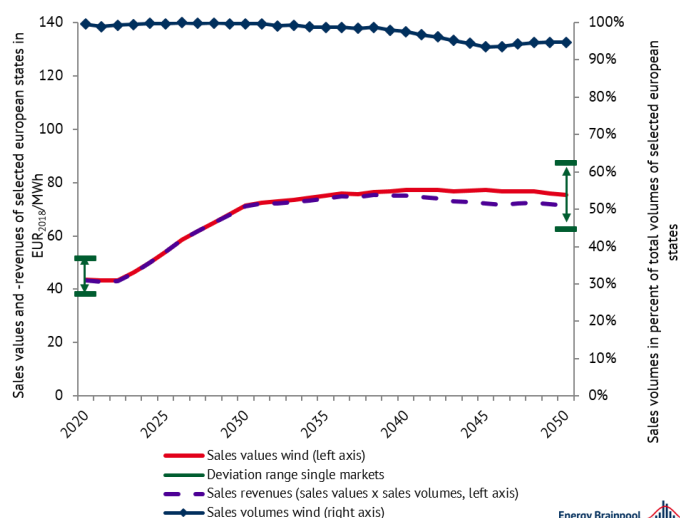


Figura 3.18 - Estimativa do preço e volume de vendas da energia eólica entre 2020 e 2050 [77]

3.11 Receitas para Extensão de Vida

Tendo em conta que a extensão de vida não invalida um parque continuar a usufruir de remuneração garantida, as receitas em extensão de vida são obtidas prolongando o fim do cálculo das receitas do parque em vida normal, explicado anteriormente. Se já não existir regime remuneratório a ser aplicado num parque quando este chega aos 20 anos de funcionamento, a energia elétrica produzida é vendida a preço de mercado.

3.12 Receitas em condições de *repowering*

Apesar do *repowering* ser um conceito recente na Europa, surgindo em 2015 [13], [31], considera-se neste modelo a possibilidade de *repowering* em qualquer ano de vida de um parque, de modo a compreender se seria benéfica ou não a aposta em substituir os equipamentos eólicos mais cedo.

Para efeitos desta dissertação foi considerado que o *repowering* eólico resultaria no fim de qualquer tarifa remuneratória que o parque estaria ainda por receber, isto porque não existem atualmente documentos legislativos para este efeito. Assim sendo, utilizaram-se, neste modelo, os preços de mercado para a venda da eletricidade produzida por parques em situação de *repowering*.

Para o *repowering* foram consideradas duas hipóteses: *repowering* mantendo a capacidade do parque, possibilitando assim a redução no número de turbinas, ou *repowering* com o mesmo número de turbinas, aumentando assim a capacidade global do parque.

Para a situação de *repowering* mantendo a capacidade do parque espera-se que a substituição seja feita por equipamentos mais recentes que os anteriores e mais evoluídos tecnologicamente em termos de capacidade, pressupondo então uma redução no número de equipamentos. Posto isto, apenas parques eólicos com mais de 4 turbinas, inclusive, serão considerados para realizar esta hipótese.

Tanto as receitas como as despesas associadas a um parque eólico são representados em €/MWh, sendo sempre necessário determinar a energia elétrica produzida pelo parque.

Como visto anteriormente, a abordagem para determinar essa energia é feita através das horas de produção equivalente, sendo então necessária a potência total instalada do parque. Nos casos de

repowering mantendo a capacidade do parque inicial, essa informação permanece inalterada. Porém, o mesmo não se passa na situação em que se mantém o número de turbinas.

Foi então realizado um estudo da capacidade por turbina instalada nos parques eólicos portugueses que constam na base de dados. Foi, no entanto, retirado um dos parques uma vez que apresentava turbinas com uma potência nominal de 3,2 MW em 1998, sendo esta situação muito pouco comum, mas explicada pelo facto de esse parque já ter sofrido *repowering* implicando uma melhoria nos seus equipamentos.

O produto desse estudo é apresentado na Figura 3.19 onde se observa a capacidade por turbina instalada, consoante o ano de instalação, sendo que o tamanho da bolha representa a capacidade total do parque.

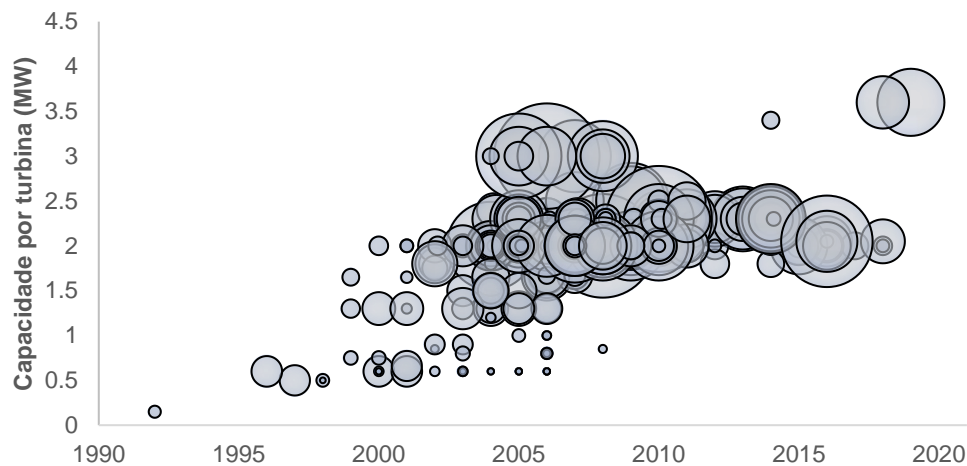


Figura 3.19 - Evolução da capacidade por turbina nos parques eólicos portugueses, e capacidade global de cada parque, com base nos dados recolhidos da e2p - Energias Endógenas de Portugal [38]

A partir desses dados foram realizadas duas estimativas, uma tendência linear e uma tendência exponencial demonstradas na Figura 3.20.

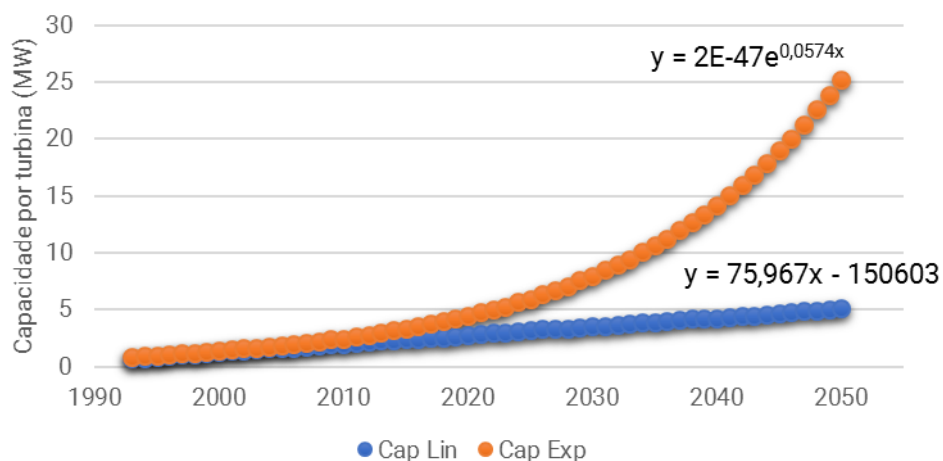


Figura 3.20 - Estimativas linear e exponencial para a capacidade por turbina até 2050

Optou-se por continuar a implementação com a tendência linear porque, apesar dos valores obtidos pela tendência exponencial terem pouca adesão à realidade, foi aqui considerado um fator geográfico, sendo que a localização do parque poderia não estar apta para turbinas de tão grande porte.

3.13 Cálculo de despesas

Um projeto de um parque eólico para além de receitas apresenta também despesas. De seguida será apresentada a metodologia utilizada para estimar e calcular o CAPEX e OPEX de cada parque

3.13.1 CAPEX

Para obter os valores do CAPEX foi necessário distinguir três períodos temporais. Para os anos anteriores a 2005 foram retirados os valores diretos de um relatório da NREL [80] (Figura 3.21) referente aos Estados Unidos, sendo feita uma regressão linear entre os anos de 1990 e 1994.

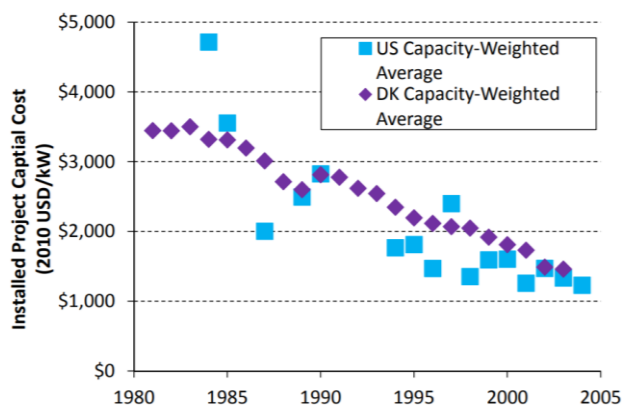


Figura 3.21 - Evolução do CAPEX nos Estados Unidos e Dinamarca entre 1980 e 2003 em [80]

Foi escolhido os Estados Unidos em vez da Dinamarca porque o período seguinte, entre 2005 e 2018, é regido por um estudo feito por Bolinger e Wiser relativo ao preço das turbinas eólicas nos Estados Unidos.

Para este segundo período foi necessária uma abordagem diferente. Primeiro, através dos relatórios, datados entre 2010 e 2018, da *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) [81]–[87] sobre o custo da energia eólica, retirou-se a percentagem que os custos da turbina eólica representam no CAPEX.

Conhecendo a percentagem representativa dos custos da turbina no CAPEX, foi necessário obter os custos da turbina, usando para isso os dados da Figura 2.8. Obtidos esses valores, e com base na percentagem previamente adquirida, calculou-se o valor do CAPEX entre os anos de 2005 e 2018.

Por fim, para o CAPEX para os anos após 2018, foi utilizado um documento disponibilizado pela IRENA onde são estimados diversos valores para o setor eólico. Em particular, da Figura 3.22 tiram-se dois valores futuros. Criando duas regressões lineares, uma entre 2018 e 2030 e outra entre 2030 e 2050 obtém-se uma estimativa dos valores futuros do CAPEX. Foram usados para os anos de 2030 e 2050 os valores de 1075 USD₂₀₁₈/kW e 825 1075 USD₂₀₁₈/kW, respetivamente.

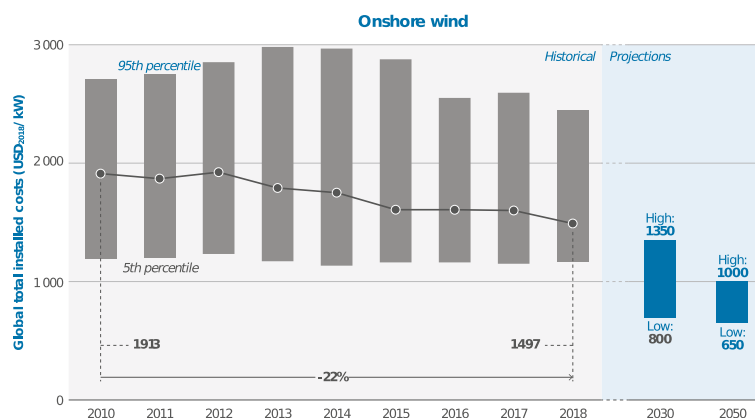


Figura 3.22 - Estimativas do CAPEX para os anos de 2030 e 2050 [21]

Dos dados adquiridos resulta a Figura 3.23, que servirá para calcular o CAPEX quer do parque inicial quer dos parques de substituição.

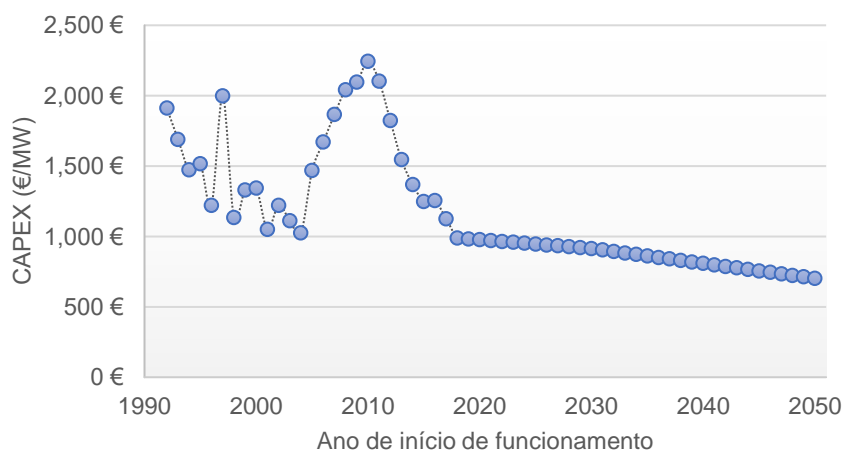


Figura 3.23 - Variação do CAPEX com o ano de início de funcionamento de um parque eólico

3.13.2 OPEX

Para os valores de OPEX foram inicialmente retirados da Figura 2.11 os valores referentes ao OPEX nos Estados Unidos entre os anos de 2008 e 2018, uma vez que foram usados os valores referentes aos Estados Unidos para estimar o CAPEX.

Foi proposta uma regressão linear estimando assim os valores de OPEX até ao ano de 1992. Todavia, para valores futuros não foi possível utilizar a mesma tendência, caso contrário em 2040 o OPEX tomaria valores negativos. O estudo destes custos para o futuro é praticamente inexistente, como tal, para a presente dissertação a abordagem tomada foi uma tendência linear semelhante à do CAPEX.

O OPEX é aqui considerado como um valor que varia anualmente, ao invés de um valor fixo estipulado pelo ano da construção do parque eólico. Esta escolha baseia-se na constante evolução do mercado eólico bem como no aumento da competitividade de empresas que fornecem estes serviços, tendo como consequência a diminuição dos custos de exploração.

Para o modelo são utilizados os valores representados na Figura 3.24.

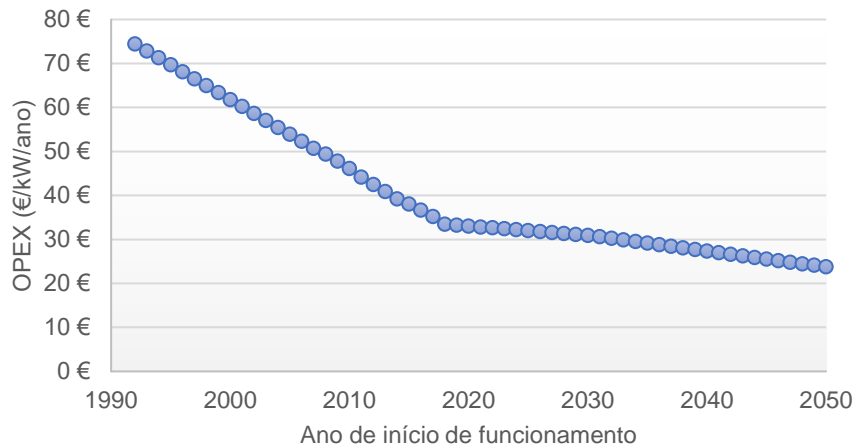


Figura 3.24 - Variação do OPEX anual

3.14 Cálculo do VAL

Por fim, com toda a informação necessária para calcular o VAL dos parques eólicos, passou-se à sua implementação tendo em mente as Equações (18) e (20). Não obstante, foi realizada uma distinção:

- Nas situações de vida normal e extensão de vida, o VAL é calculado anualmente;
- Para as situações de *repowering* é assumido que o segundo parque eólico funcionará durante 25 anos, como tal, é calculado o VAL final no fim desses 25 anos, variando com o ano de substituição do parque.

Posteriormente, é comparado e obtido o valor máximo em cada uma das hipóteses e o ano correspondente a esse valor, ano de funcionamento no caso de vida normal e extensão de vida e ano de substituição no caso de *repowering*. Para o modelo criado nesta dissertação, a taxa de desconto assume o valor de 7,5%, de acordo com os cenários de referência indicados pela Comissão Europeia [88].

Concluiu-se assim a construção do modelo foco desta dissertação, depois de definidas todas as suas etapas. Tendo sempre em mente a legislação nacional em vigor, aplicou-se o modelo à base de dados inicialmente definida e escolhida e foi feito o seu estudo. De seguida, serão apresentados os resultados da aplicação do modelo e far-se-á a exposição da sua discussão por forma a demonstrar a sua viável aplicabilidade.

4 Resultados e Discussão

Neste capítulo serão apresentados e discutidos os resultados obtidos com o modelo descrito no capítulo anterior. São também analisados dois casos particulares de parques cujos resultados diferem dos demais, parque esses com início de funcionamento em 1997 e 2018. É realizada também uma análise à TIR dos parques eólicos analisados.

4.1 Resultados Obtidos

Com o modelo criado foi possível obter resultados para cada uma das seis hipóteses consideradas (Figura 3.1). Desses resultados salienta-se o objetivo principal do modelo, o VAL máximo de cada parque. É também obtido o número de anos de funcionamento (em situações de vida normal ou extensão de vida) necessários para obter esse valor, bem como o ano de substituição de equipamentos (em situações de *repowering*) e, conseqüentemente, o número de anos que o parque inicial deverá funcionar.

Relembra-se aqui que os valores obtidos para as situações de *repowering* representam o funcionamento do parque inicial mais o funcionamento do segundo parque, este segundo com uma duração de 25 anos.

Serão de seguida apresentados os resultados de cada hipótese estudada individualmente e posteriormente realizar-se-á uma análise conjunta dos resultados.

4.1.1 Período de vida normal de um parque

4.1.1.1 Funcionamento normal de 20 anos

A Figura 4.1 mostra o VAL máximo dos 297 parques eólicos analisados, calculados pela aplicação da Equação (19). Estes valores são obtidos, unanimemente, ao fim de 20 anos de funcionamento.

O maior VAL obtido corresponde a um parque com início de funcionamento em 2004, tendo um valor de 75,53 M€, por outro lado, o menor VAL foi obtido para um parque com início de produção em 2008 com o valor de -55,90 M€.

Analisando o VAL máximo obtido na vida normal dos 297 parques usados neste estudo, 178 (59,93%) obtiveram VAL negativo, entre os quais 175 tiveram início de funcionamento do ano de 2006 para a frente o que representa 97,22% dos parques com início de funcionamento nesses anos. Os três restantes parques correspondem a parques eólicos que iniciaram produção em 1992, 1996 e 1997.

É possível observar uma mudança negativa entre os anos de 2005 e 2006, contudo, os parques mais recentes começam a ver resultados positivos.

Estes são resultados preocupantes, uma vez que um VAL negativo representa uma incapacidade de o investimento obter rentabilidade, podendo impossibilitar assim a continuação de investimento quer para extensão de vida quer para *repowering*. Estes resultados são fruto da combinação entre a evolução da potência das turbinas instaladas (Figura 3.19) e a variação do CAPEX (Figura 3.23), uma vez que o CAPEX, como explicado anteriormente, vê uma subida atípica entre os anos de 2004 e 2010. Também de acordo com a evolução da potência das turbinas instaladas, se observa que em 2008, quando a

potência das turbinas atinge valores mais elevados, o VAL atinge os valores mais baixos. Apesar de não ser tão notória, esta combinação está também presente nas restantes hipóteses analisadas.

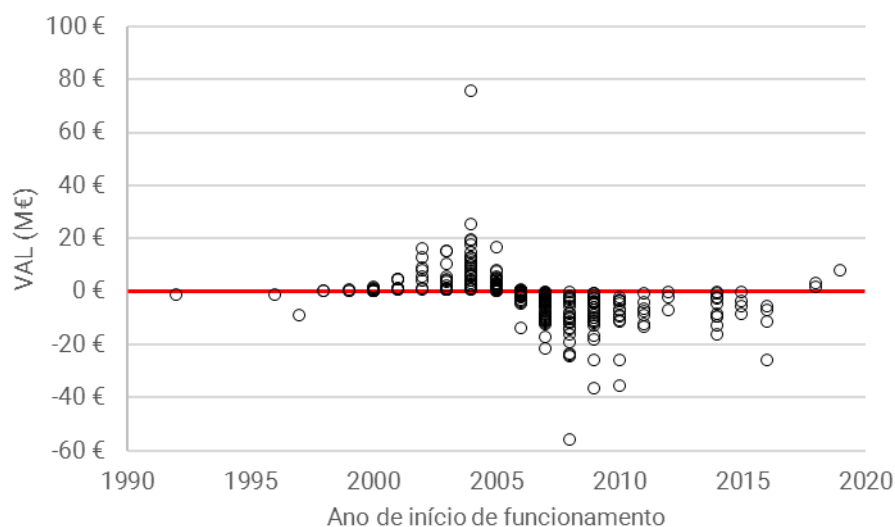


Figura 4.1 - VAL obtido por parque ao fim de 20 anos de funcionamento (vida normal)

4.1.1.2 *Repowering* mantendo a capacidade do parque inicial

A Figura 4.2 apresenta o VAL máximo obtido quando realizado *repowering* em tempo de vida normal, mantendo a capacidade igual. Relembre-se que apenas parques com quatro ou mais turbinas foram considerados para esta análise, como tal 112 parques eólicos foram excluídos.

O menor VAL obtido passa agora a ser -8,76 M€ para o parque com início de funcionamento em 1997 e o maior VAL é agora de 143,69 M€ correspondendo a um parque com início de funcionamento em 2016.

Quando realizado *repowering* em tempo de vida normal, mantendo a capacidade igual, a percentagem de parques que obtiveram um VAL negativo desce para 12,97% de 185, ou seja, 24. Sendo esta uma redução considerável face ao resultado de funcionamento normal, revelando assim um benefício em realizar *repowering*.

Dos 24 parques que não obtiveram um resultado positivo, um tem início de funcionamento em 1992, um em 1996 e um em 1997, os restantes entram em funcionamento de 2007 para a frente.

Vendo o ano ótimo para a substituição de equipamentos, todos os parques inseridos nesta possibilidade têm o seu valor máximo no ano 21, ou seja, após o parque inicial funcionar o número de anos espectável, isto é, de 20 anos.

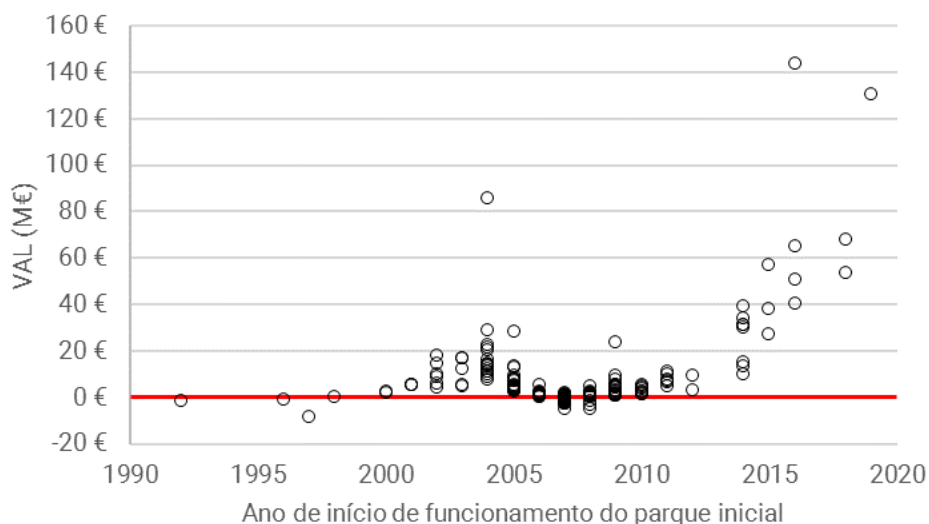


Figura 4.2 - VAL máximo obtido com *repowering* mantendo a capacidade do parque inicial, durante a vida normal

4.1.1.3 *Repowering* mantendo o número de turbinas do parque inicial

Observando agora o caso de *repowering* em tempo de vida normal, mantendo o número de turbinas, Figura 4.3, os parques com melhor e pior VAL são os mesmos da hipótese estudada anteriormente, parques com início de funcionamento em 2016 e em 1997, respetivamente, obtendo os valores respetivos de 304,31 M€ e -7,32 M€.

Nesta situação os valores passam a ter uma visão mais otimista onde apenas 3 parques (~1%) não alcançam um VAL positivo, tendo estes parques iniciado o seu funcionamento em 1992, 1996 e 1997. De notar que, caso todos os parques optassem por substituir os equipamentos no ano em que obteriam melhores resultados, causaria um aumento total da capacidade eólica instalada de 3159,92 MW, o que corresponderia a um aumento de 52,2% face à capacidade eólica instalada em 2019, em Portugal Continental. A Figura 4.4 demonstra a evolução desse aumento de capacidade eólica instalada.

O ano ótimo que maximiza o VAL nesta situação é quase uniforme nos 21 anos. O parque com início de funcionamento em 1992 obtém o melhor VAL realizando uma substituição dos equipamentos após 11 anos de funcionamento, ou seja, no 12º ano. Já um dos parques com entrada em funcionamento no ano de 1998 bem como o parque que inicia a exploração no ano 2019 maximizam os seus lucros se funcionarem normalmente durante 19 anos, sendo substituídos um ano antes do fim de vida do parque.

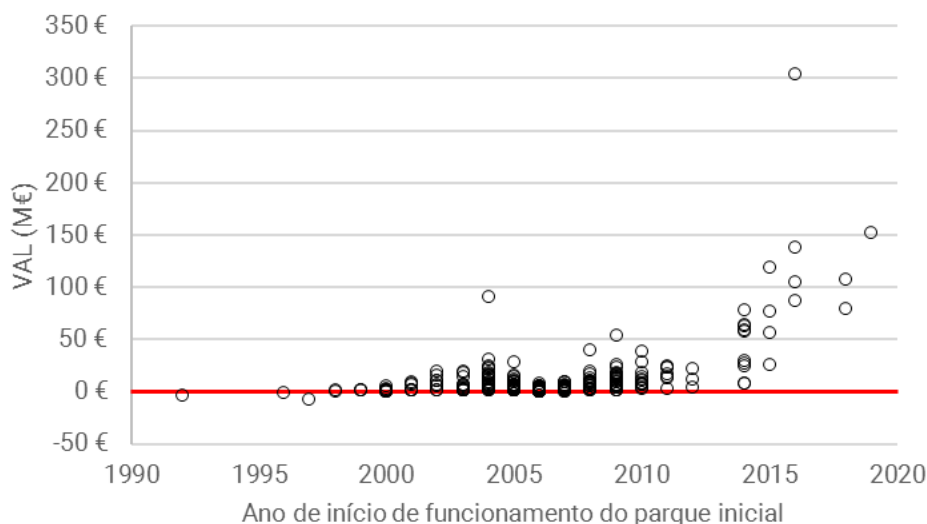


Figura 4.3 - VAL máximo obtido com *repowering* mantendo o número de turbinas do parque inicial, durante a vida normal

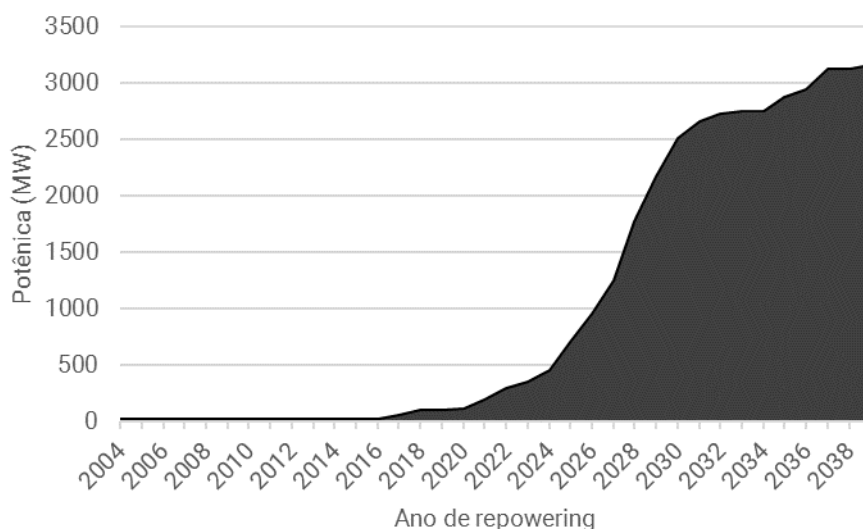


Figura 4.4 –Evolução do aumento de capacidade instalada devido à realização de *repowering* mantendo o número de turbinas do parque inicial, durante a vida normal

4.1.2 Extensão de vida de um parque

4.1.2.1 Extensão da vida de um parque por um máximo de 5 anos

A Figura 4.5, demonstra o VAL no caso de se optar por extensão de vida do parque. Em todos os parques o VAL máximo é obtido com uma extensão de 5 anos após os 20 anos de funcionamento normal do parque, sendo estes valores superiores aos resultados em vida normal.

Neste caso o VAL máximo e mínimo, respetivamente 85,30 M€ e -40,32 M€, corresponde aos mesmos parques da subsecção 4.1.1.1.

O número de parques com um VAL negativo foi reduzido dos 179 em vida normal para 145 (48,82% do total de parques), no entanto, ainda é um valor muito elevado do ponto de vista de novos investidores, especialmente porque dos 145 parques apenas 7 têm início de produção antes de 2007.

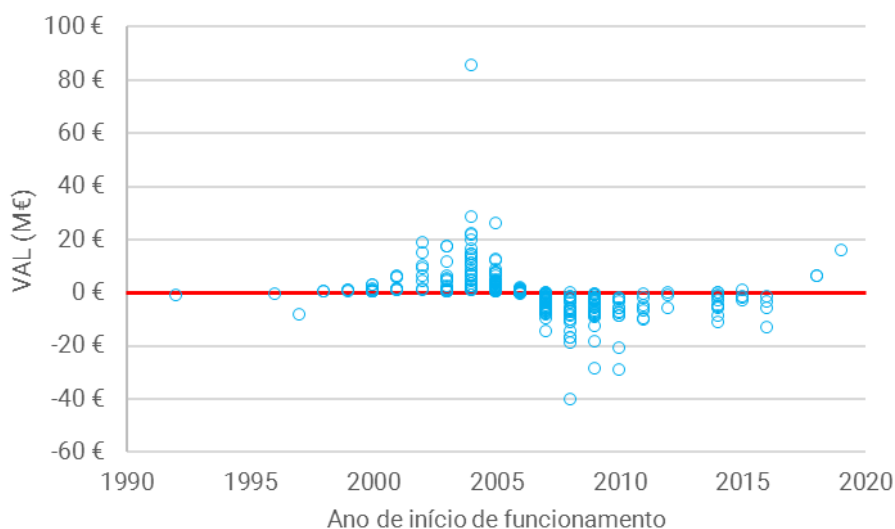


Figura 4.5 - VAL obtido por parque ao fim de 25 anos de funcionamento (extensão de vida)

4.1.2.2 *Repowering* mantendo a capacidade do parque inicial

Analisando agora a possibilidade de realizar *repowering*, mantendo a capacidade do parque (Figura 4.6), assumindo adicionalmente a extensão de vida, os valores do VAL variam neste caso entre os -7,67 M€, obtido em 1997, e os 151,47 M€, obtido em 2016, e apenas 2 (1,09%) dos 185 parques considerados não atingem um VAL positivo. São estes os parques com início de funcionamento em 1992 e 1997. Relativamente ao melhor ano para substituir os equipamentos, a maioria dos parques vê o seu resultado maximizado após a extensão de vida de 5 anos. Ainda assim para 3 parques eólicos é preferível estender a sua vida em apenas 1 ano. Em 4 dos parques o VAL máximo é obtido estendendo o parque inicial 3 anos, e noutros 4 parques os melhores resultados são obtidos com a substituição de equipamentos após 4 anos de extensão de vida do parque inicial.

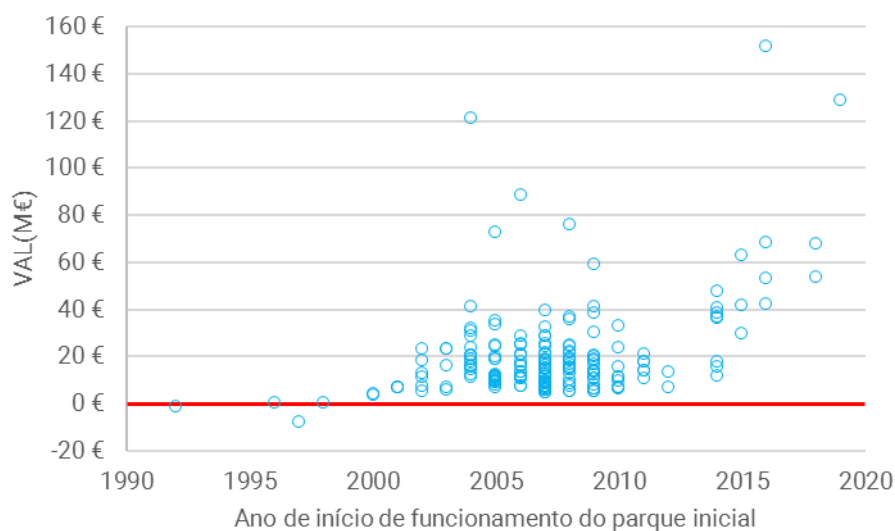


Figura 4.6 - VAL máximo obtido com *repowering* mantendo a capacidade do parque inicial, durante a extensão de vida

4.1.2.3 *Repowering* mantendo o número de turbinas do parque inicial

A situação de *repowering* mantendo o número de turbinas (Figura 4.7), apresenta na sua maioria os melhores resultados, em que apenas o parque com início de funcionamento em 1997 não atinge um VAL positivo, sendo o valor do mesmo -4,25 M€, representando um aumento de 4,85 M€ face ao seu resultado com o funcionamento de vida normal do parque. Um parque com início de funcionamento em 2016 apresenta aqui o melhor resultado geral com o VAL de 331,29 M€.

Quando se observa o melhor ano para substituição do parque vê-se aqui uma maior disparidade nos resultados em que 21 parques têm uma distribuição entre o 22º e o 25º ano para realizar o *repowering*.

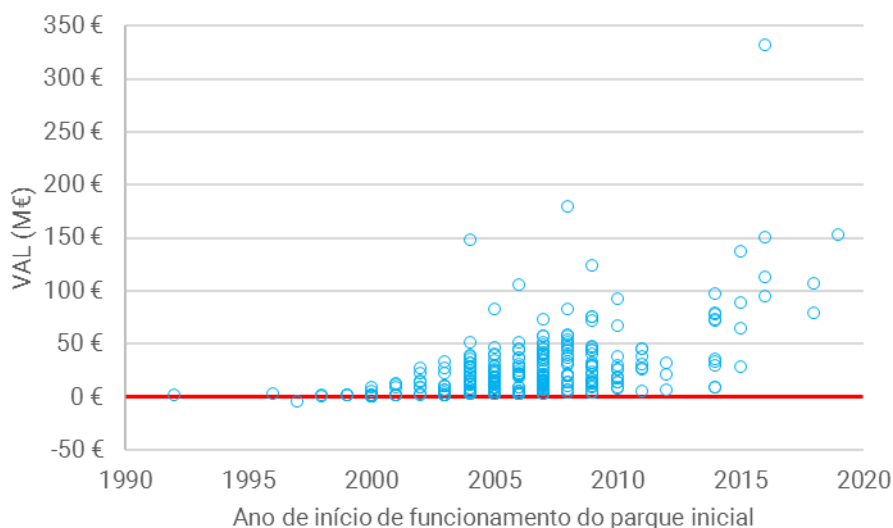


Figura 4.7 - VAL máximo obtido com *repowering* mantendo o número de turbinas do parque inicial, durante a extensão de vida

Analogamente ao *repowering* do mesmo tipo, em situação de vida normal do parque, caso todas as turbinas fossem substituídas no ano em que o modelo indica como melhor solução, haveria um incremento total de 3938,92 MW de potência instalada (Figura 4.8), 72,55% da potência instalada em Portugal Continental no ano 2019, representando também um aumento de 779 MW face ao *repowering* do mesmo tipo em vida normal.

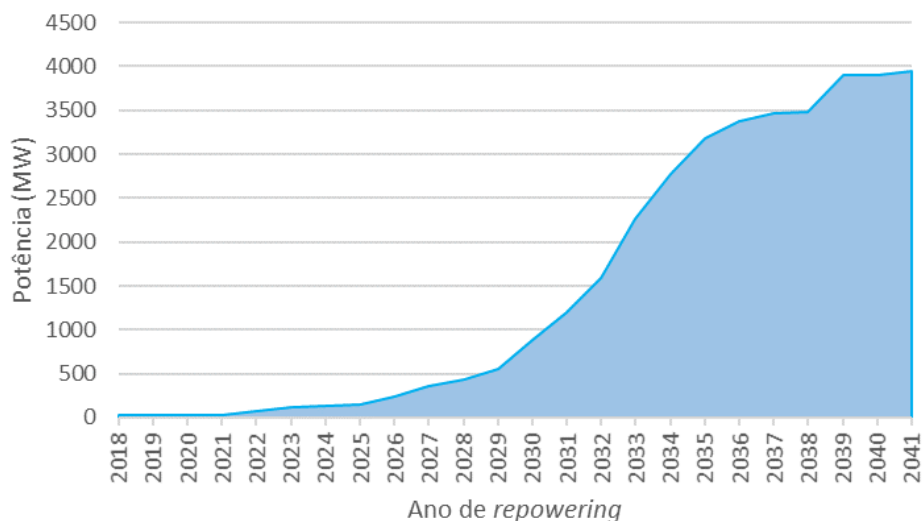


Figura 4.8 - Evolução do aumento de capacidade instalada devido à realização de realização de *repowering* mantendo o número de turbinas do parque inicial, durante a vida normal

4.2 Discussão dos Resultados

É possível retirar dos conjuntos de resultados apresentados anteriormente várias conclusões. Em primeiro lugar observa-se a importância que o CAPEX tem no modelo criado, uma vez que quando o CAPEX é mais elevado os resultados tendem a ser mais baixos, sendo estes valores presentes também em situações de *repowering*.

Avaliando em primeiro lugar as hipóteses em vida normal de um parque (Hipóteses 1, 2 e 3 da Figura 3.1), dois pontos se destacam:

- Dois parques eólicos, com início de exploração em 1992 e 1997, não conseguem atingir um VAL positivo, demonstrando assim uma falta de atratividade do seu projeto inicial. Isto explica-se, novamente, com o facto de o CAPEX ter sido muito elevado nesses anos. Para além disso o OPEX é também ele estimado como mais elevado nos anos em questão;
- 295 de 297 parques vêm uma melhor solução financeira quando realizado *repowering*, mantendo o número de turbinas que o parque inicial, sendo que nos 2 restantes, um parque com início de funcionamento em 1992 e outro em 1996, é preferível ter apenas o funcionamento normal de 20 anos. Como parques mais antigos, abrangem durante a sua vida normal de 20 anos os valores de CAPEX mais elevados, como tal, a realização de *repowering* iria adicionar um sobrecusto mais elevado para além do CAPEX do parque inicial.

Quando se observa o panorama global de hipóteses avaliadas:

- Em primeiro lugar pode dizer-se que a extensão de vida apresenta sempre resultados superiores aos obtidos quando comparados ao parque a funcionar durante 20 anos, resultado este esperado;
- De seguida, excetuando um parque, todos os outros veem o seu VAL ser maximizado após realização de *repowering*, durante a extensão de vida, no qual se mantém o número de turbinas do parque inicial. A exceção é observada num parque com início de funcionamento no ano de

2018, o qual maximiza o seu VAL com a situação equivalente em tempo de vida normal, porque este estudado na subsecção seguinte;

- Por fim, independentemente das várias alternativas estudadas, o parque com início de funções em 1997 não consegue atingir um VAL positivo, mostrando uma incapacidade de se tornar atrativo para o investidor, dentro dos parâmetros escolhidos, sendo este parque também analisado com maior detalhe na subsecção seguinte.

Tanto em situação de vida normal como em extensão de vida, os mesmos dois parques tomam o maior e menor valores de VAL, ambos pelo mesmo motivo previamente explicado: um parque com início de funcionamento em 2004, ano onde o CAPEX apresenta um valor mais reduzido, e um parque com início de funcionamento em 2008, ano onde o CAPEX apresenta um valor mais elevado. Acrescido ao CAPEX, a elevada capacidade instalada nos parques, 80 MW e 110 MW, respetivamente, faz com que o VAL se torne melhor numa situação mais benéfica.

Em todas as hipóteses de *repowering* também dois parques se destacam. O parque com início de funcionamento em 1997 por apresentar os piores valores de VAL, e um parque com início de funcionamento em 2016 por apresentar os melhores valores de VAL.

Pegando neste segundo caso, e generalizando para os parques mais recente, é possível observar uma tendência positiva nos resultados em situação de *repowering*, isto é explicado pelas estimativas realizadas, pois os custos assumem decréscimos constantes e as receitas subidas constantes, sendo estas estimativas incertas em particular na situação pandémica atual.

Tendo em conta que, por um lado os custos envolvidos num projeto eólico têm vindo a diminuir desde 2008, no papel de CAPEX e OPEX, e por outro lado o preço de venda de eletricidade tem-se mantido relativamente constante desde essa data, e com expectativas de subir, seria esperado que o *repowering* tomasse um papel dianteiro na decisão económica devido ao seu longo prazo de atuação (25 anos). Distinguindo entre as duas possibilidades de *repowering*, manter o número de turbinas revela-se ainda mais benéfico do que manter a capacidade, visto a diferença entre ganhos e custos em €/MWh.

Com isto, os valores obtidos não foram, de todo, surpreendentes. No entanto, nem todos os resultados foram de acordo com o esperado, em particular, por existirem em vida normal tantos casos de impossibilidade de lucro. Claro que, com o fim das tarifas remuneratórias com o Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, esperava-se um lucro mais reduzido face aos parques que beneficiariam ainda de tarifas remuneratórias, mas a inexequibilidade completa do projeto inicial não foi esperada, ainda mais tendo em conta que essa impraticabilidade começou não aquando do decreto previamente mencionado, mas sim com o Decreto-Lei n.º 225/2007, de 31 de maio. Como atrás mencionado, o CAPEX sempre teve um grande impacto num projeto eólico, e a sua variação crescente inesperada toma os investidores de surpresa, não estando a legislação apta para prever essas mudanças.

Outro resultado que não era de todo esperado foi a existência de um parque em que seria impossível obter lucro independentemente da situação, caso este estudado em particular de seguida.

4.3 Casos de estudo particulares

Serão agora investigados dois parques eólicos com resultados invulgares: o parque eólico que tem início de funcionamento em 1997, por se revelar o único parque a não obter lucro independentemente das hipóteses consideradas; e um dos dois parques que tem início de produção em 2018, por sair da norma e obter o seu melhor resultado em período de vida normal.

4.3.1 Parque com início de produção em 1997

Em primeiro lugar, observemos o único parque em que nenhuma das hipóteses apresentadas resulta num VAL positivo, invalidando assim a sua rentabilidade.

O parque em questão iniciou o seu funcionamento em dezembro de 1997, possui 20 turbinas eólicas e uma potência total de 10000 kW (500 kW por turbina). A Figura 4.9 e a Figura 4.10 mostram os resultados obtidos. De notar que a Figura 4.9 é representativa do VAL anual do parque em situação de vida normal ou extensão de vida, enquanto que a Figura 4.10 é representativa do VAL passados 25 anos de funcionamento do segundo parque, variando com o ano de substituição do parque eólico.

A Figura 4.10 apresenta um comportamento que evidencia a influência do CAPEX nos resultados de *repowering*, uma vez que se vê uma semelhança, invertida, ao comportamento desses custos (Figura 3.23), de notar também que o valor do CAPEX é mais elevado no ano de 1997 relativamente aos anos próximos, o que influencia os custos do parque em estudo.

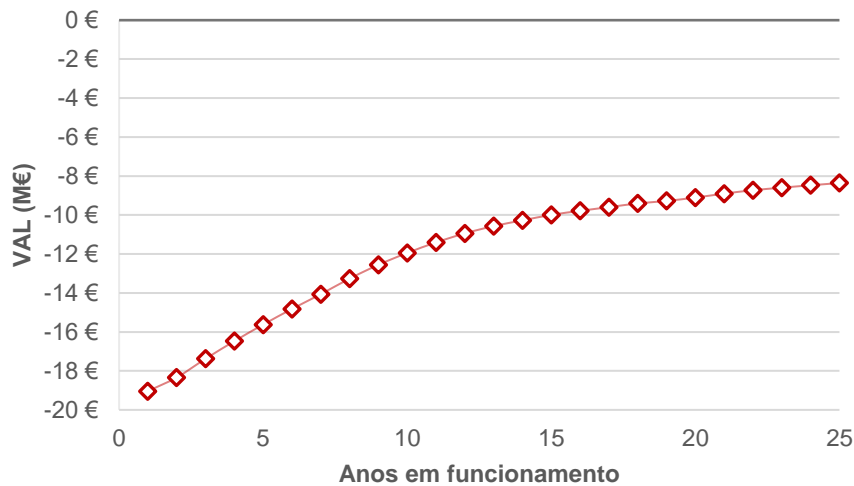


Figura 4.9 - VAL anual do parque eólico com início de produção em 1997, em vida normal e extensão de vida

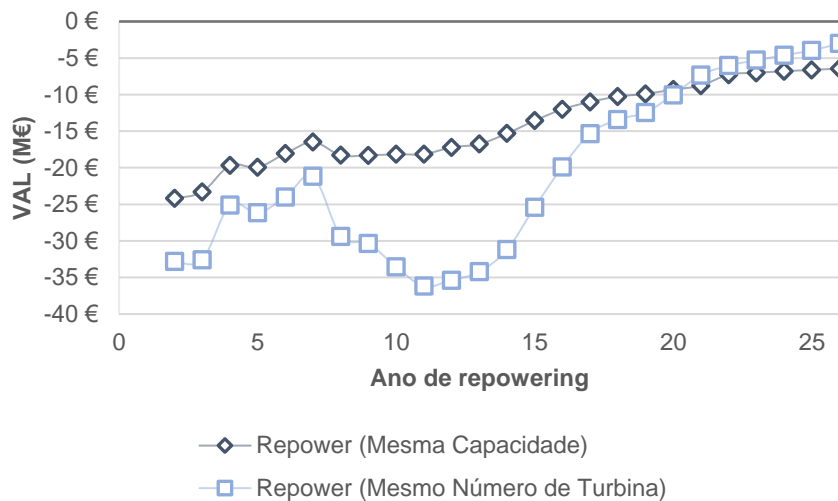


Figura 4.10 - VAL ao fim de 25 anos após o ano de substituição do parque eólico com início de produção em 1997, sofrendo *repowering*

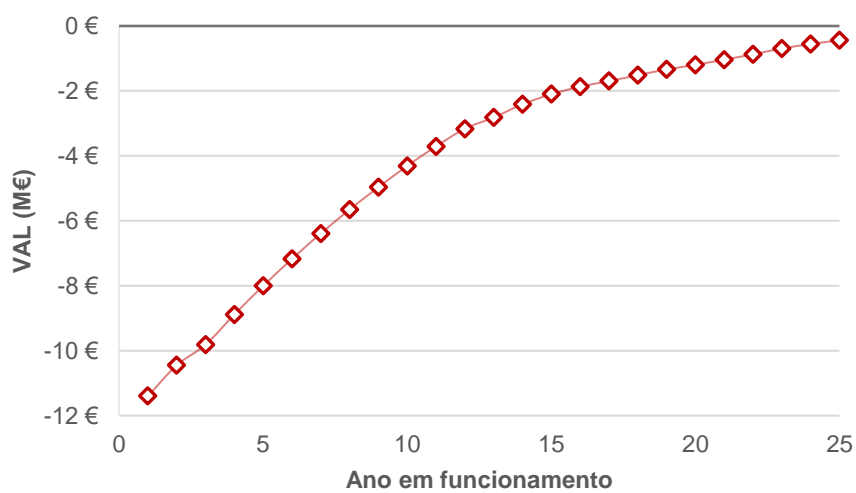


Figura 4.11 - VAL anual do parque eólico com início de produção em 1996, em vida normal e extensão de vida

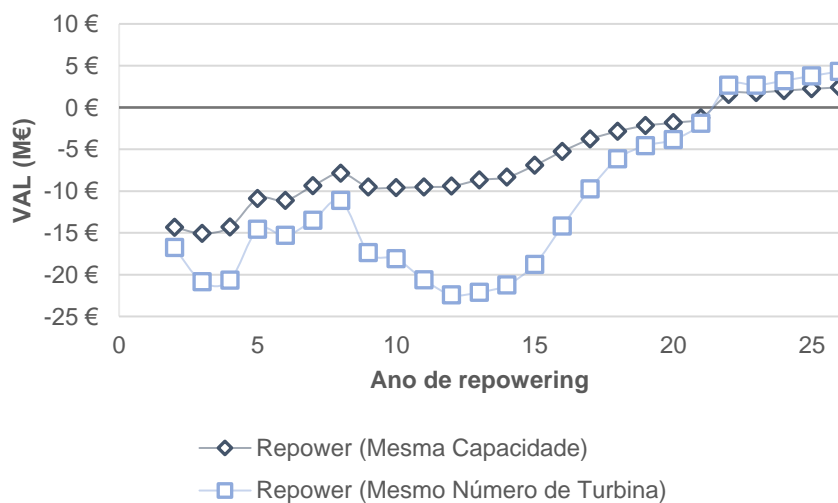


Figura 4.12 - VAL ao fim de 25 anos após o ano de substituição do parque eólico com início de produção em 1996, sofrendo *repowering*

Comparando-se os resultados com os do parque que inicia funcionamento em junho de 1996, Figura 4.11 e Figura 4.12, parque este com uma potência total instalada de 10200 kW e 17 turbinas eólicas (600 kW por turbina). Este parque, para além de apresentar especificações relativamente semelhantes ao parque anterior, esteve sujeito ao mesmo regime tarifário. O que os distingue é principalmente o valor do CAPEX, que praticamente duplica de valor entre 1996 e 1997. Esta diferença resulta na única explicação para o parque eólico de 1997 ser o único parque eólico a não obter um VAL positivo em nenhuma das situações estudadas.

Poderá ficar aqui uma dúvida sobre o porquê dos parques com início de funcionamento em 2010, ano em que o CAPEX apresenta o seu valor máximo, não obterem resultados negativos. No entanto, em 1997, para além dos regimes tarifários serem alterados, os valores do OPEX permanecem em constante decréscimo, e o CAPEX para as situações de *repowering* para os parques de 2010 tem um decréscimo significativo, podendo assim as receitas destes parques compensar os custos.

4.3.2 Parque com início de produção em 2018

O segundo caso analisado consiste num parque com entrada em funcionamento em janeiro de 2018 constituído por 10 turbinas eólicas de 2050 kW, perfazendo assim 20250 kW de potência instalada. Nesta situação foi possível comparar com um parque que iniciou a produção no mesmo mês e ano, mas com 8 turbinas de 3600 kW cada, tendo assim uma potência total instalada de 28800 kW. A Figura 4.13 e a Figura 4.14 representam os resultados do parque em estudo enquanto que a Figura 4.15 e a Figura 4.16 representam os resultados do parque de comparação.

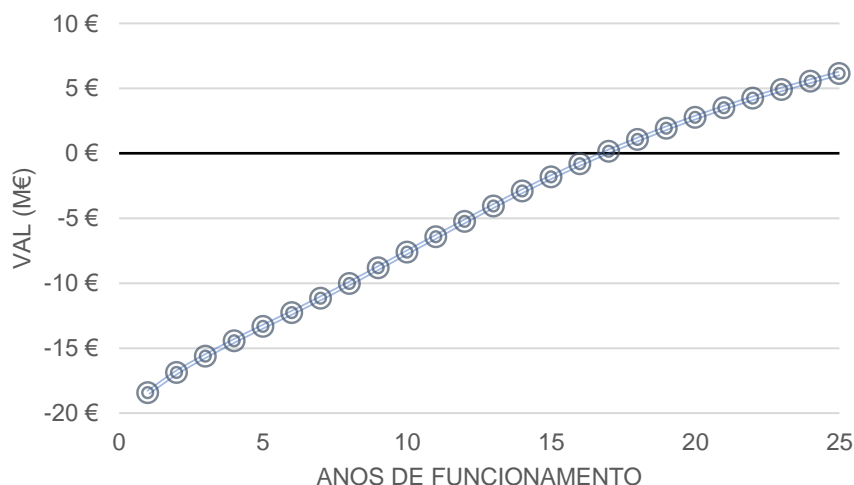


Figura 4.13 - VAL anual do parque eólico com início de produção em 2018 (caso de estudo), em vida normal e extensão de vida

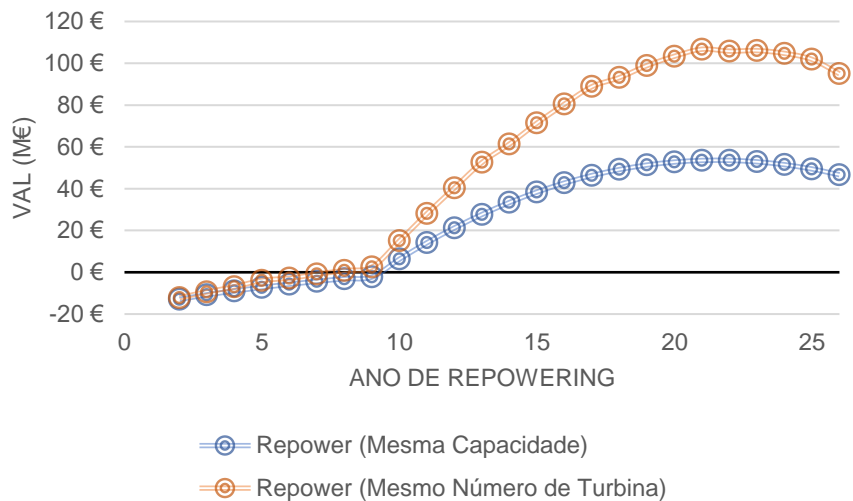


Figura 4.14 - VAL ao fim de 25 anos após o ano de substituição do parque eólico com início de produção em 2018 (caso de estudo), sofrendo *repowering*

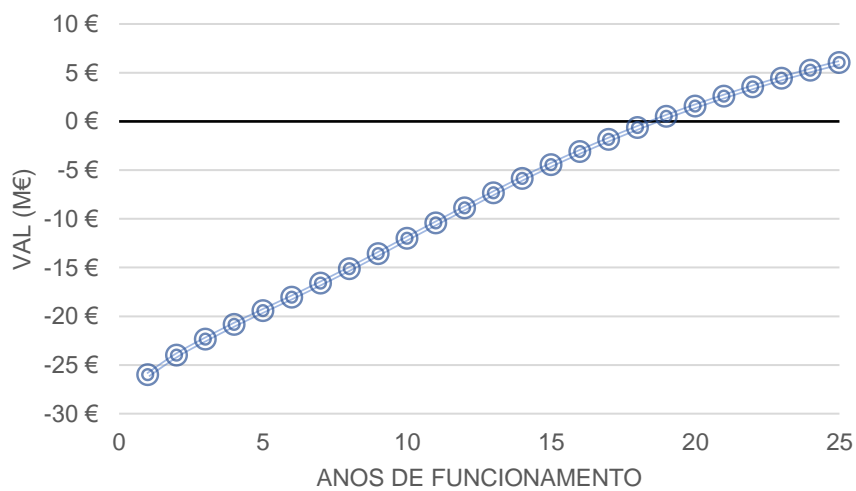


Figura 4.15 - VAL anual do parque eólico com início de produção em 2018 (parque de comparação), em vida normal e extensão de vida

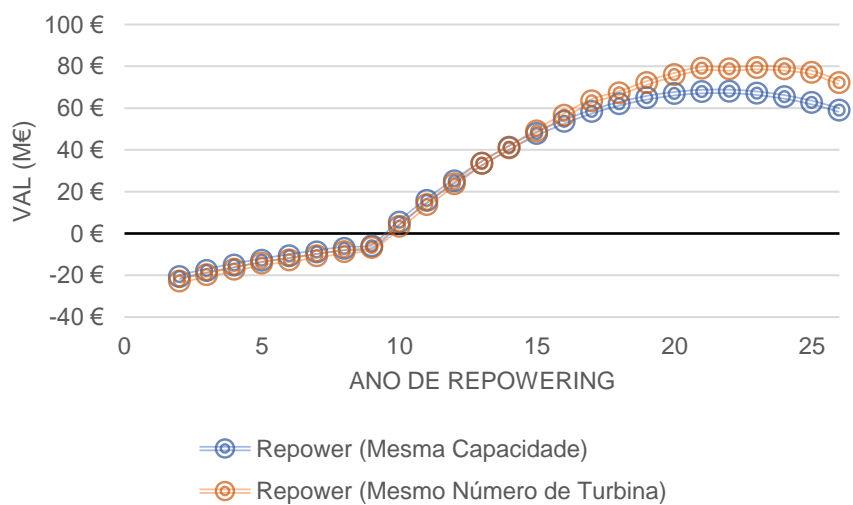


Figura 4.16 - VAL ao fim de 25 anos após o ano de substituição do parque eólico com início de produção em 2018 (parque de comparação), sofrendo *repowering*

Em primeiro lugar destaca-se o impacto que o número de turbinas tem para a situação de *repowering*, mantendo o número de turbinas. O acréscimo de 2 turbinas eólicas implicou um aumento do VAL em 20 M€ quando realizado o *repowering* no fim de vida do parque e durante a extensão de vida.

Observa-se que, o facto de um parque possuir uma capacidade inicial maior, implica um maior custo, reduzindo assim os resultados obtidos em anos iniciais, no entanto, o *repowering*, mantendo a capacidade do parque inicial, começa a obter melhores resultados com o passar dos anos comparativamente com o caso de menor potência instalada inicialmente.

A análise deste parque eólico é devido ao facto de este obter um melhor resultado em situação de *repowering* em vida normal ao invés dos outros parques que obtêm melhor resultado com *repowering* em extensão de vida.

Aqui vários fatores têm de ser considerados para uma possível explicação:

- o número de turbinas, pois quanto mais turbinas tiver o parque inicial maiores serão os custos envolvidos no *repowering* devido ao melhoramento tecnológico das turbinas eólicas;
- os valores do CAPEX e OPEX têm uma menor diminuição anual face ao aumento de capacidade das turbinas fazendo com que os custos aumentem, ou estabilizem, em vez de diminuir;
- o valor do preço de eletricidade começa a obter uma estagnação por volta dos anos 2030/2035, aliado ao facto dos custos aumentarem, o que reduz a margem de lucro.

4.4 Taxa Interna de Retorno

Com resultados em tempo de vida normal e em extensão de vida tão pouco aliciantes para novos investidores, decidiu-se averiguar qual o valor que a taxa de desconto deveria tomar para que estes valores fossem mais encorajadores. O cálculo da TIR foi aplicado apenas nas situações de vida normal e extensão de vida, excluindo assim qualquer caso de *repowering*, uma vez que o *repowering* tende a apresentar melhores resultados.

Na Figura 4.17 está representada a TIR calculada na situação de vida normal de um parque, após 20 anos de funcionamento. Observa-se que a TIR mais baixa obtida dá-se para o parque que teve o seu início de funcionamento em 1997, resultado esperado visto ser o parque que apresenta o menor VAL. Nesse caso, a TIR toma o valor de 0,07%.

Por sua vez, a Figura 4.18 representa a TIR em situação de extensão de vida, após 25 anos de funcionamento. Face ao estudo anterior, observa-se que os resultados obtiveram uma variação positiva entre os 0,25% e os 2,31%. A TIR mais baixa obtida é agora de 1,64%.

Em ambos os casos, é considerada como referência a taxa de desconto utilizada no modelo, ou seja, 7,5%.

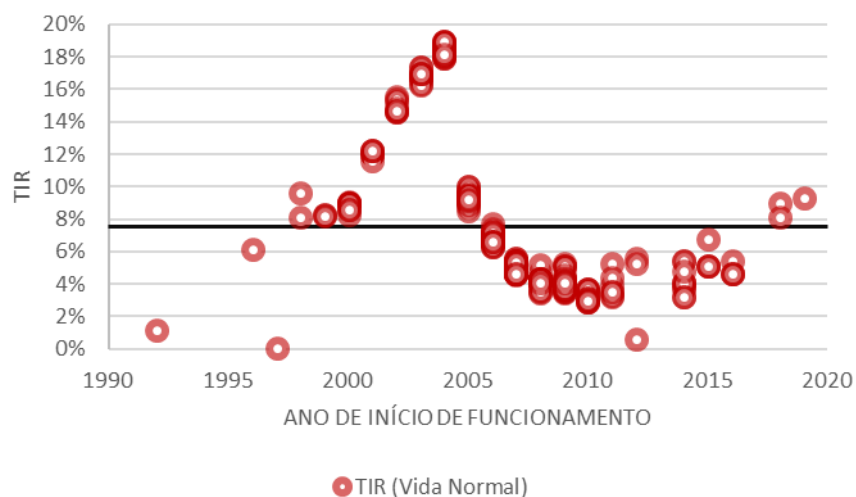


Figura 4.17 - Taxa Interna de Retorno dos parques eólicos após 20 anos de funcionamento (vida normal)

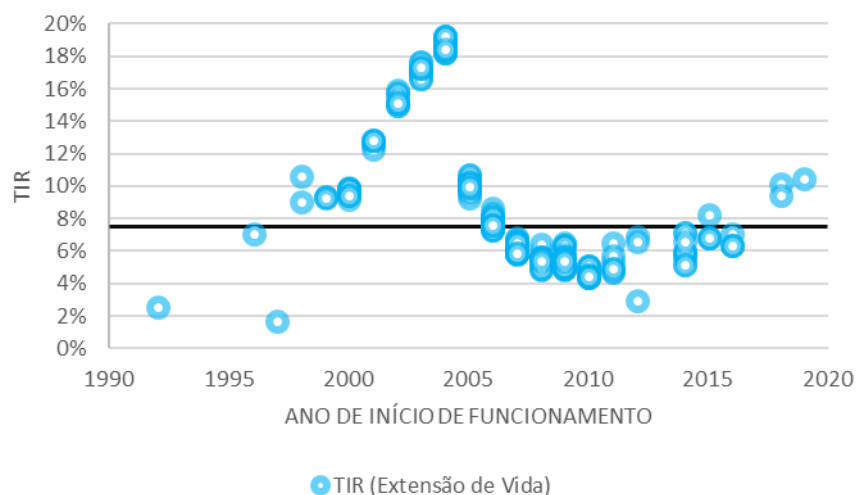


Figura 4.18 - Taxa Interna de Retorno dos parques eólico após 25 anos de funcionamento (extensão de vida)

Os resultados obtidos e a sua discussão foram o foco deste capítulo e demonstram a aplicabilidade do modelo aqui criado para a avaliação económica da vida de um parque eólico. Findo este estudo, destacaram-se dois parques que obtiveram resultados inesperados e que mereceram uma reflexão individual. Posto isto, passar-se-á à análise do impacto que dois fatores possuem nos resultados do modelo implementado.

5 Análise de Sensibilidade

Neste capítulo são apresentados dois estudos referentes à sensibilidade do modelo para os valores da taxa de desconto e do OPEX em extensão de vida.

5.1 Impacto da taxa de desconto

A taxa de desconto é um fator presente no cálculo do VAL influenciando toda a vida de um projeto. Na dissertação foram estudados e comparados os valores para 3 taxas de desconto: 5%, 7,5% e 10%.

Na Figura 5.1, Figura 5.2 e na Figura 5.3, pode-se verificar a influência da taxa de desconto no projeto de um parque eólico, para esta análise foi escolhido aleatoriamente o parque que começa a funcionar no ano 1996.

A Figura 5.1, representa a evolução temporal do VAL com o tempo de vida do parque eólico em vida normal (até 20 anos) e em extensão de vida (entre os 21 e os 25 anos).

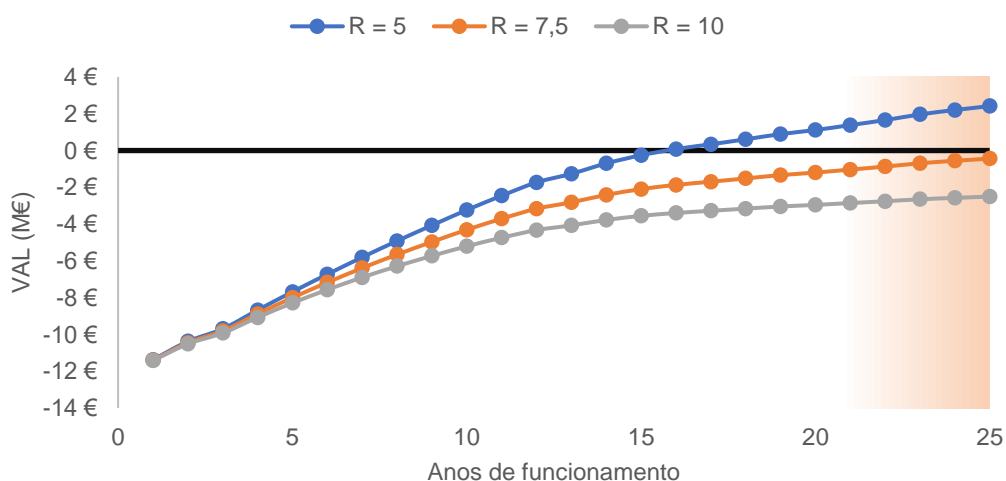


Figura 5.1 - Variação do VAL anual com a taxa de desconto em condições de vida normal e extensão de vida (Parque eólico com início de funcionamento de 1996)

Por sua vez, as Figura 5.2 e Figura 5.3, representam o valor final do VAL após 25 anos de funcionamento de segundo parque, consoante o ano de *repowering*. Ou seja, por exemplo, o valor apresentado no ano 23, é a soma do VAL obtido no parque inicial com 22 anos de funcionamento (20 mais 2 de extensão) e do VAL do segundo parque após 25 anos de funcionamento, tendo este segundo parque iniciado a sua exploração 23 anos após o início de funcionamento do primeiro parque.

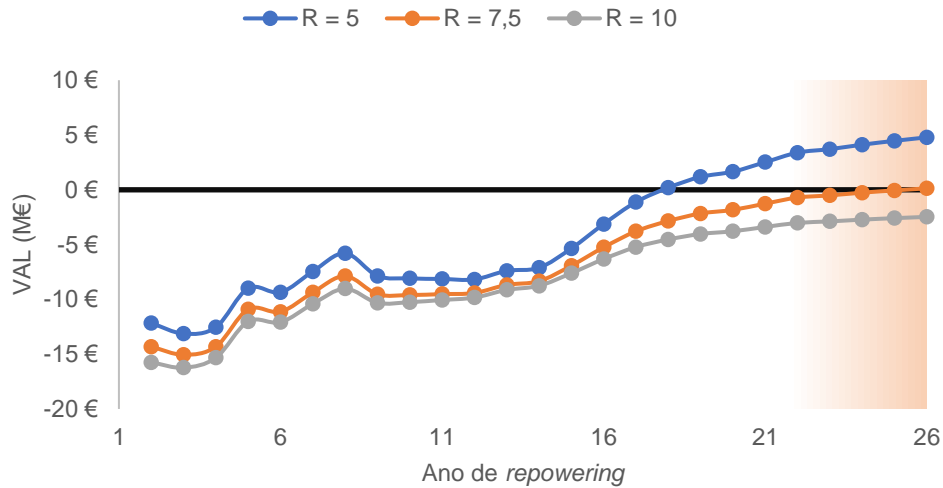


Figura 5.2 - Variação do VAL após 25 anos de funcionamento do parque depois de sofrer *repowering*, mantendo a capacidade do parque inicial, com a taxa de desconto em condições de vida normal e extensão de vida (Parque eólico com início de funcionamento o de 1996)

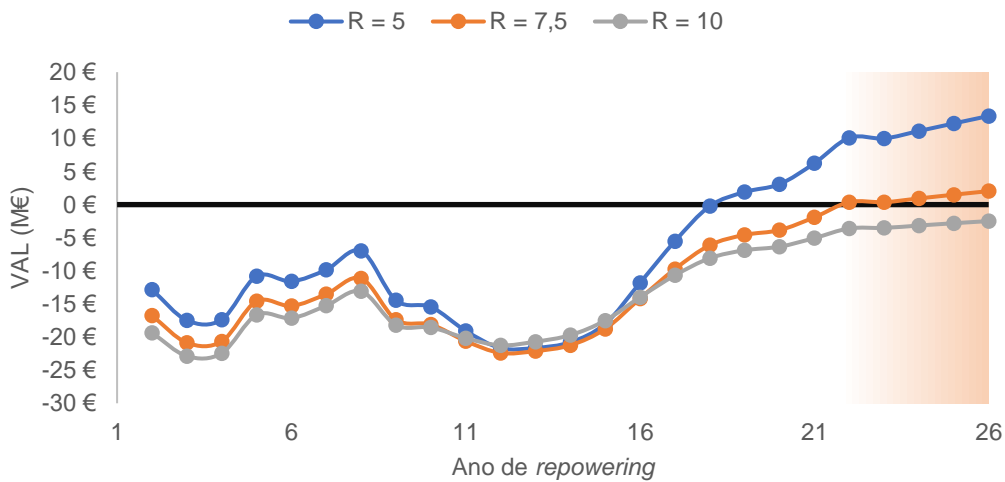


Figura 5.3 - Variação do VAL após 25 anos de funcionamento do parque depois de sofrer *repowering*, mantendo o número de turbinas do parque inicial, com a taxa de desconto em condições de vida normal e extensão de vida (Parque eólico com início de funcionamento de 1996)

É possível observar-se uma clara influência da taxa de desconto nos resultados, sendo por vezes a diferença que um parque eólico precisa para obter um VAL positivo. Como seria de esperar, quanto menor a taxa de desconto, melhor serão os resultados, contudo, existe, para este caso particular, um período anormal em que os resultados se alteram, sendo desejada uma taxa de desconto mais elevada. Esta irregularidade acontece quando o CAPEX apresenta um comportamento anormal, explicado anteriormente, sendo que, quando os custos são mais elevados um aumento da taxa de desconto implica uma diminuição do impacto que esses custos têm no resultado, pela sua aplicação nas Equações (18) e (20).

Passando de uma escala singular para uma escala global, abrangendo todos os parques em estudo, foram comparados quatro fatores: VAL mínimo (Figura 5.4), VAL máximo (Figura 5.5), VAL médio (Figura 5.6) e o número de parques com VAL negativo (Figura 5.7).

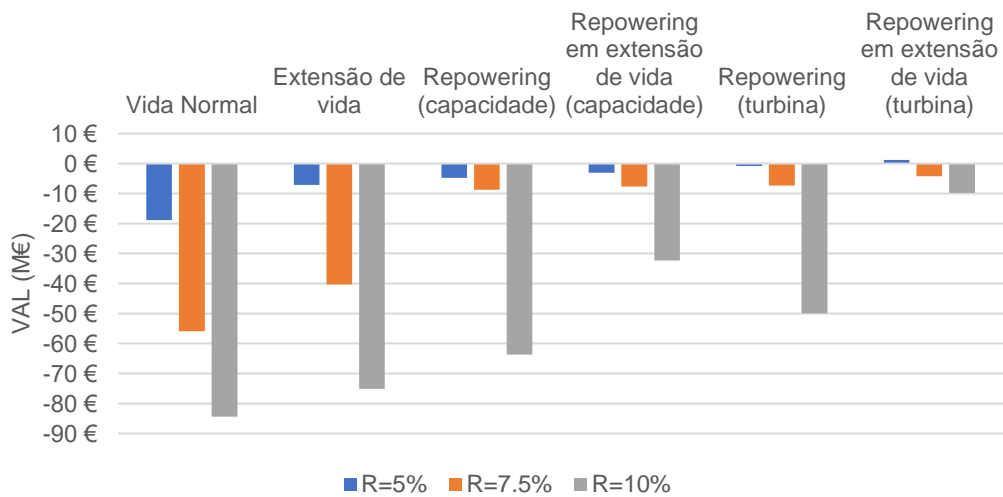


Figura 5.4 - Variação do VAL mínimo obtido com a taxa de desconto

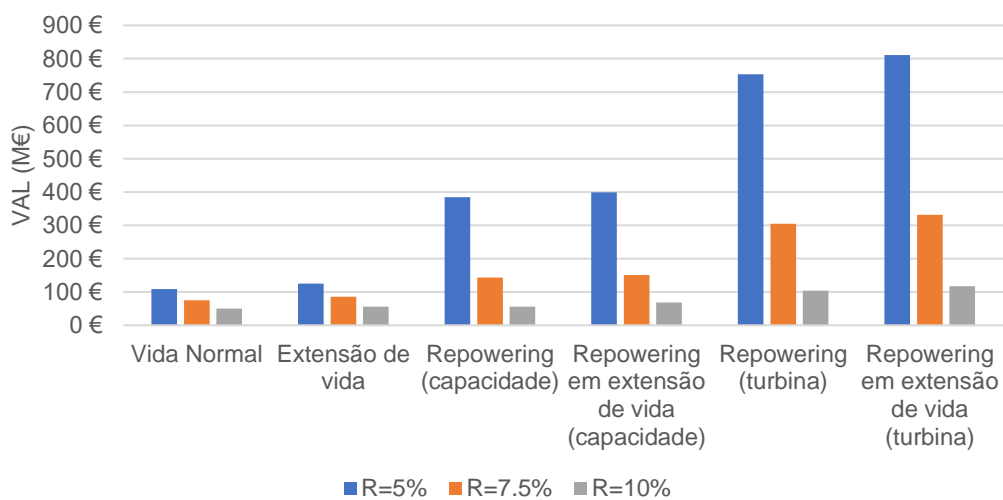


Figura 5.5 - Variação do VAL máximo obtido com a taxa de desconto

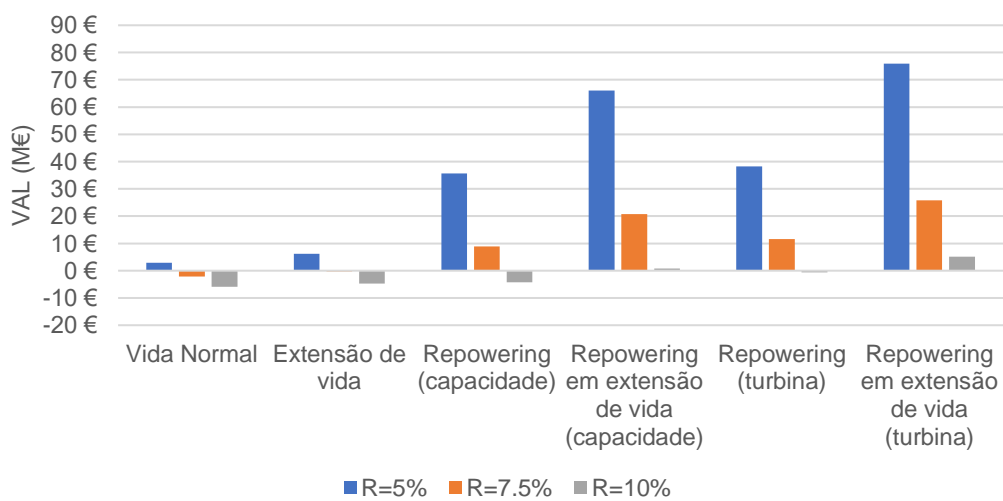


Figura 5.6 - Variação do VAL médio obtido com a taxa de desconto

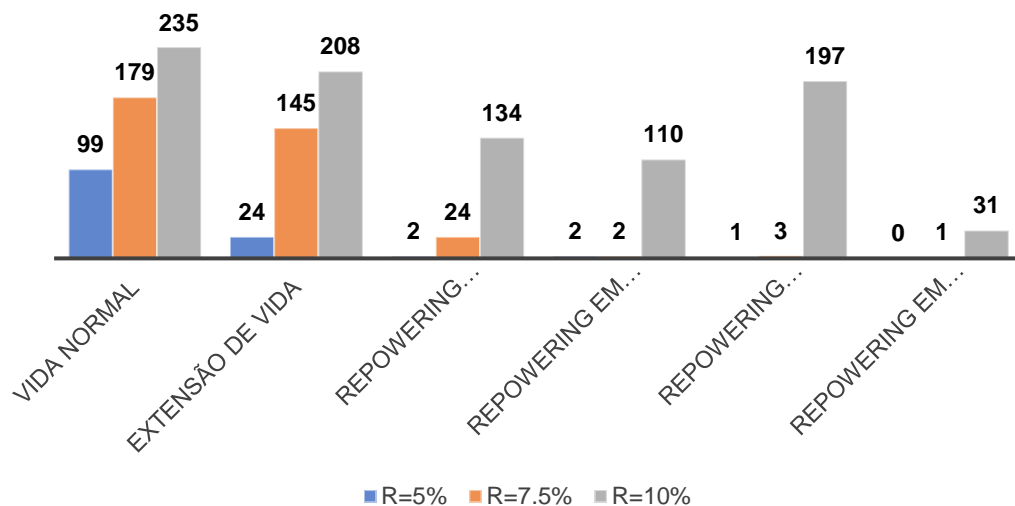


Figura 5.7 - Variação do número de projetos eólicos com VAL negativo com a taxa de desconto

Da Figura 5.4, Figura 5.5, Figura 5.6 e da Figura 5.7, é possível verificar o impacto que a taxa de desconto tem nos resultados, sendo estes melhores quanto menor for a taxa.

Surge aqui uma situação interessante quando a taxa de desconto toma o valor de 5%, todos os parques apresentam um VAL positivo quando realizado *repowering* durante a extensão de vida, mantendo o número de turbinas do parque inicial. Sendo esta a situação desejada do ponto de vista do investidor, risco de prejuízo nulo dentro da amostra observada, não acontece em mais nenhum caso.

5.2 Impacto do OPEX em extensão de vida

Tendo em conta o tempo de vida esperado dos equipamentos numa central eólica, não é de surpreender que o OPEX seja difícil de estimar em situação de extensão de vida. Para o modelo apresentado no capítulo foi considerado que a extensão de vida não afeta o OPEX, no entanto decidiu-se realizar uma análise de sensibilidade podendo deste modo providenciar mais uma ferramenta de apoio a decisões.

Quatro situações distintas foram consideradas:

- Não existe variação entre o OPEX de vida normal e o de extensão de vida;
- O OPEX em extensão de vida é 2 vezes superior ao OPEX normal;
- O OPEX tem uma variação anual em incrementos de 0,5, ou seja, o primeiro ano de extensão de vida tem um OPEX 1,5 vezes superior ao OPEX normal, o segundo ano 2 vezes superior, até ao quinto ano de extensão de vida com um OPEX 3,5 vezes superior ao estimado;
- O OPEX tem uma variação anual em incrementos de 1, ou seja, o primeiro ano de extensão de vida tem um OPEX 2 vezes superior ao OPEX normal, o segundo ano 3 vezes superior, até ao quinto ano de extensão de vida com um OPEX 6 vezes superior ao estimado.

Utilizando novamente o parque que inicia a exploração eólica no ano 1996, e observando apenas os últimos 6 anos de vida do parque eólico, retira-se a Figura 5.8, a Figura 5.9 e a Figura 5.10.

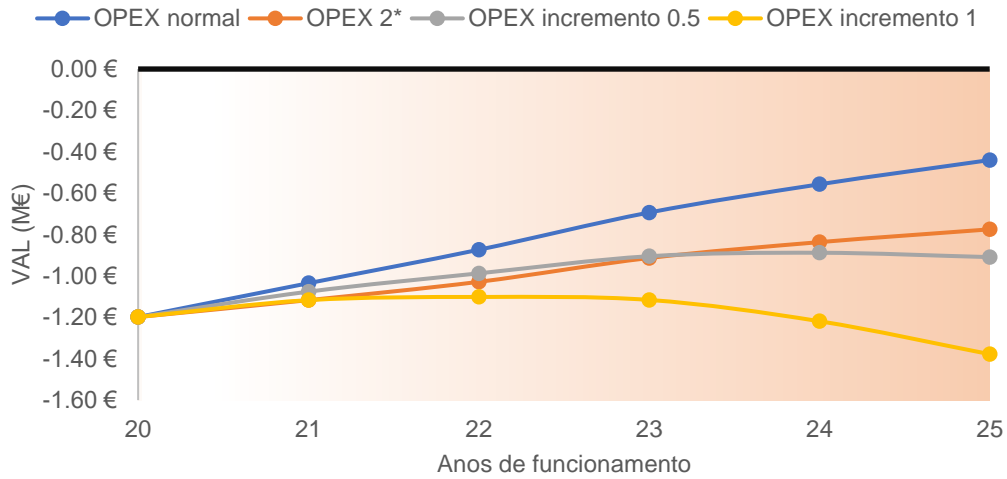


Figura 5.8 - Variação do VAL anual em extensão de vida com o OPEX (Parque eólico com início de funcionamento de 1996)

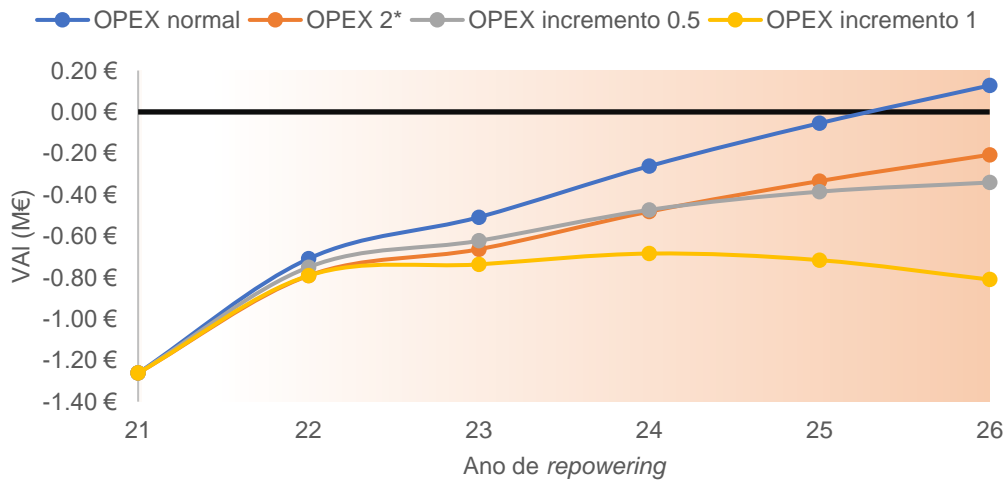


Figura 5.9 - Variação do VAL após 25 anos de funcionamento do parque depois de sofrer *repowering*, mantendo a capacidade do parque inicial em extensão de vida com o OPEX (Parque eólico com início de funcionamento de 1996)

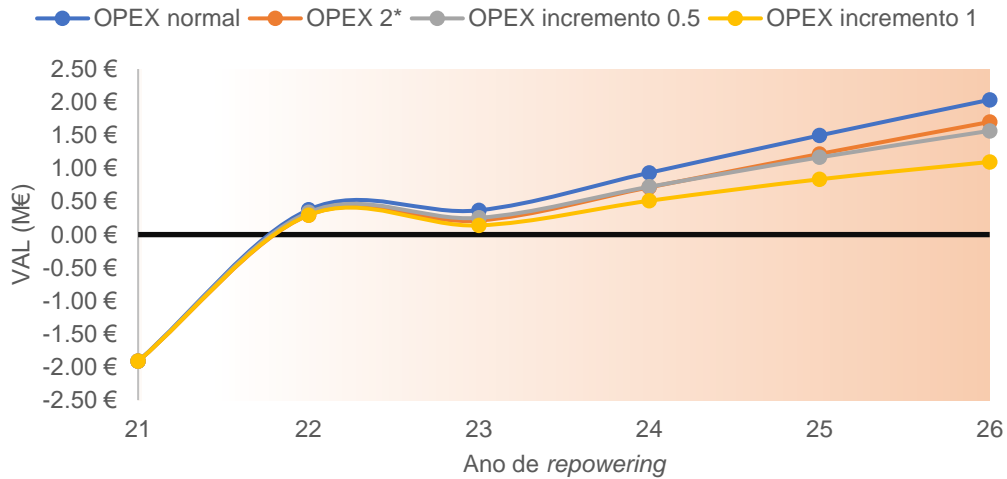


Figura 5.10 - Variação do VAL após 25 anos de funcionamento do parque depois de sofrer *repowering*, mantendo o número de turbinas do parque inicial em extensão de vida com o OPEX (Parque eólico com início de funcionamento de 1996)

Das figuras é possível perceber que a variação do OPEX tem um impacto acrescido com o aumento dos anos de funcionamento do parque inicial em extensão de vida, sendo essa diferença mantida no *repowering* e não aumentada ou diminuída.

Observando novamente o panorama global verifica-se, com apoio da Figura 5.11, da Figura 5.12, da Figura 5.13 e da Figura 5.14, um baixo impacto da variação do OPEX nas situações em que se realize *repowering*. Ainda assim este impacto está presente na situação em que se opte apenas por extensão de vida. Pode então concluir-se que, a variação no OPEX em extensão de vida é de relevante importância quando não está nos planos do investidor realizar *repowering*, caso contrário, apesar de uma análise necessária, não será um fator tão decisivo como a taxa de desconto do projeto.

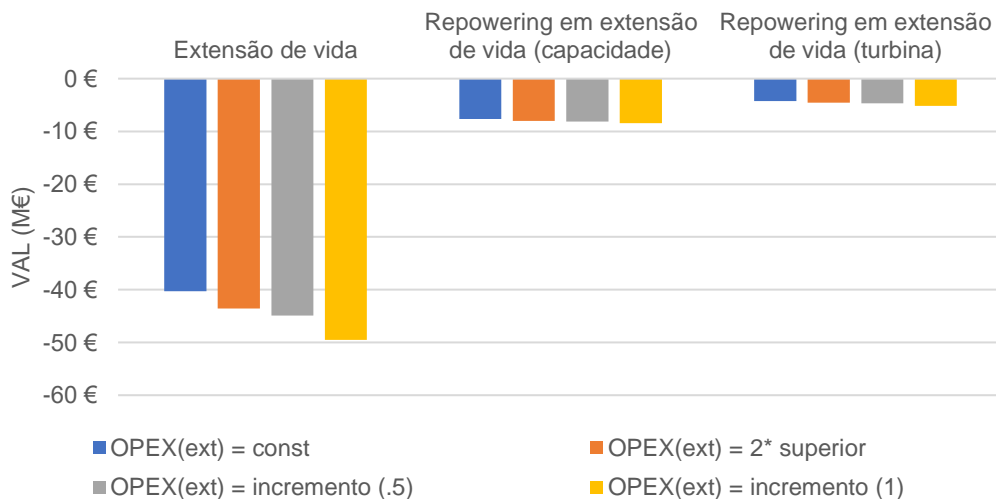


Figura 5.11 - Variação do VAL mínimo obtido com o OPEX

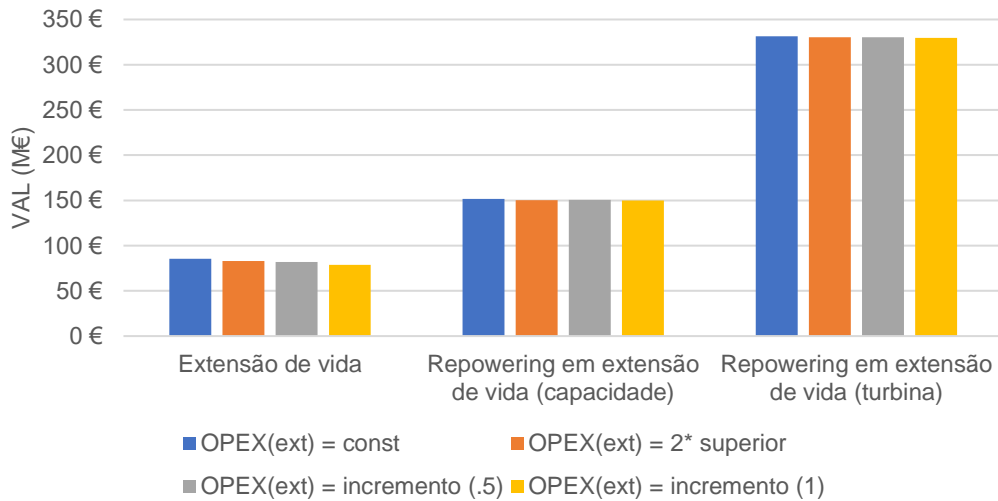


Figura 5.12 - Variação do VAL máximo obtido com o OPEX

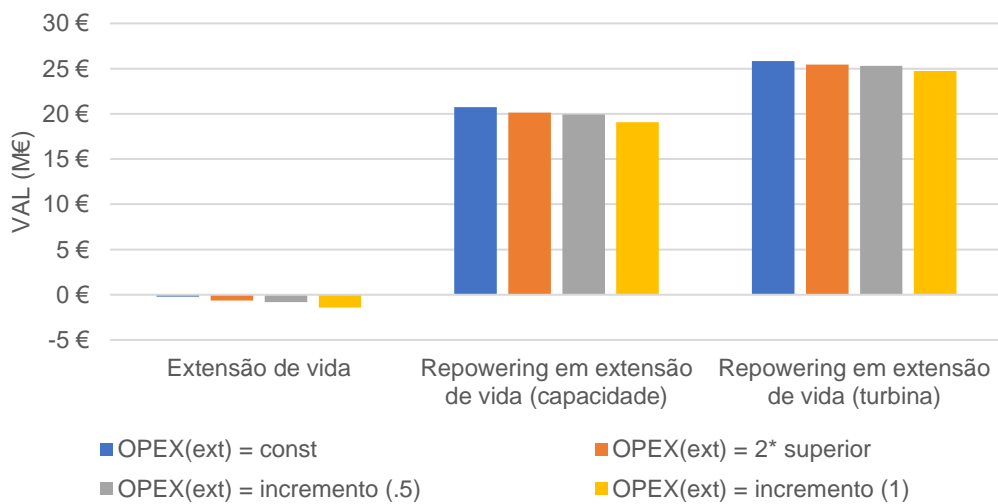


Figura 5.13 - Variação do VAL médio obtido com o OPEX

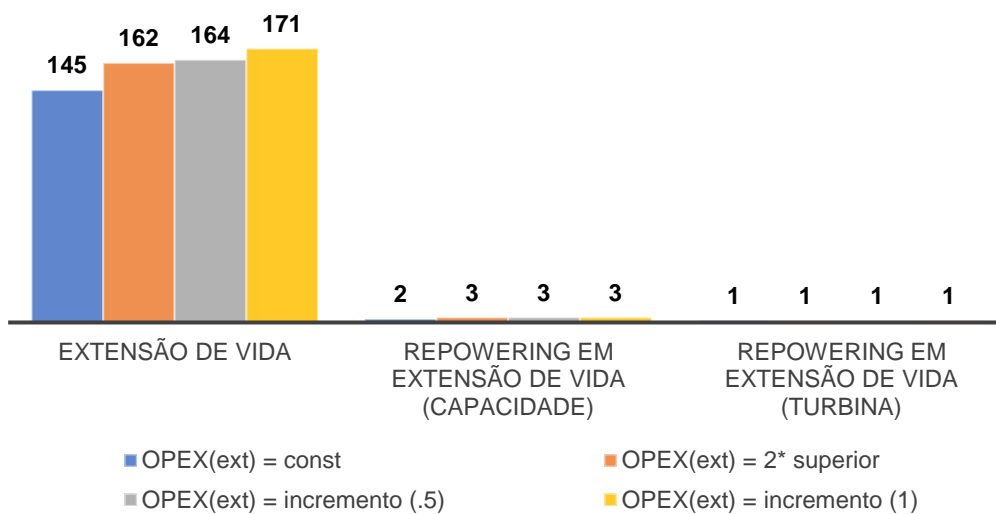


Figura 5.14 - Variação do número de projetos eólicos com VAL negativo com o OPEX

Com esta análise de sensibilidade conclui-se que a taxa de desconto apresenta um impacto mais elevado num projeto de um parque eólico comparado com a variação do OPEX em extensão de vida. Este capítulo termina a intenção da implementação do modelo criado nesta dissertação, abrindo portas às conclusões do trabalho, que a seguir se apresentam.

6 Conclusões e Trabalhos Futuros

6.1 Conclusões

Com este trabalho de dissertação de Mestrado, procurou-se criar um modelo de apoio à decisão referente ao fim de vida de um parque eólico, com intenção de ser aplicado aos parques eólicos nacionais. O estudo efetuado permitiu obter resultados fiáveis à sua hipotética implementação.

Depois de definidos os objetivos e estudada a legislação existente no que diz respeito às energias renováveis, foi possível definir o modelo económico desejado. A aplicação foi realizada num universo claro: Portugal Continental, pois a preocupação nesta área a nível nacional é crescente e merecia a procura de uma possível resposta, suportada por modelos representativos.

Criou-se e aplicou-se o modelo de acordo com o enquadramento legal respetivo. A partir dos resultados obtidos, verificou-se que, quer a extensão de vida quer o *repowering*, independentemente do escolhido, tanto individualmente como em conjunto, são boas soluções económicas para um futuro sustentável. Podem ainda mitigar a dependência energética de Portugal, não só em termos de exportações como em termos energéticos provenientes de fontes mais poluentes.

Da análise e reflexão finais destacou-se, de entre resultados positivos, o *repowering*, mantendo igual o número de turbinas, como solução mais favorável ao investidor. Contudo, este resultado torna-se ainda mais pertinente e economicamente mais rentável quando o *repowering* é realizado durante, ou após, a extensão de vida.

O número elevado de parques eólicos definiu o programa criado nesta dissertação pois não foi realizada uma análise individual que iria, com certeza, dar origem a um estudo muito exaustivo. No entanto, foi possível, a título de amostra, realizar uma análise individual a casos particulares que surgiram na aplicação do modelo e que se destacaram pelos seus resultados atípicos.

Os resultados deste estudo e apresentados nesta dissertação corresponderam ao esperado. No entanto, existe a plena consciência da existência de fatores externos influenciáveis na aplicação do mesmo. Esses fatores são específicos para cada parque eólico o que resultaria de um estudo individual, insustentável nesta tese. Destacam-se como possíveis fatores: contratos externos de venda de energia elétrica, a obtenção de materiais a preços mais reduzidos, ou seja, fatores variáveis que são voláteis no tempo. Não será possível ignorar esses fatores na aplicação real do modelo a nível nacional, o que poderá apresentar desvios aos resultados esperados.

Outras considerações são, também elas, importantes no final deste trabalho: tendo em conta que grande parte dos parques convergem para a realização de *repowering* mantendo o mesmo de turbinas, é preciso ter em consideração que o aumento da capacidade das turbinas implica também uma ampliação de espaço necessário para o bom funcionamento do parque. Este aumento de espaço poderá levar à necessidade de adquirir novas licenças bem como uma nova avaliação de impacto ambiental, podendo levar assim à impraticabilidade de projetos. Para além disso, as infraestruturas de ligação à rede elétrica nacional teriam de sofrer profundas alterações, uma vez que são construídas com base numa capacidade definida aquando do licenciamento do parque eólico, não estando aptas para grandes alterações.

Em suma, e tendo em conta as considerações previamente analisadas, conclui-se que a hipótese que poderá tomar a dianteira no futuro das centrais eólicas portuguesas, é a de *repowering*, mantendo a capacidade do parque inicial, quer em vida normal quer em extensão de vida, por se provar economicamente benéfico aos investidores, sem exigir grandes alterações nas infraestruturas e condições geográficas já existentes.

Muito se tem feito no país no campo das energias renováveis, nas últimas décadas, o que se reflete na constante mudança de legislação que se pretendeu aqui, também, refletir. O aumento dos parques eólicos em Portugal revela a vontade política e a consciência social do aproveitamento das energias renováveis ao serviço do bem-estar público. Nesse sentido, e partindo da visão do investidor que procura dar resposta a essa vontade aliado a um proveito próprio, ver o modelo aqui criado implementado a nível nacional, numa amostra de parques nacionais, torna-se uma mais valia para os investidores e para o país.

6.2 Trabalhos futuros

A energia eólica ainda é uma fonte renovável com muito potencial por explorar e melhorar. As estimativas para o futuro não deixam de ser isso, estimativas, e com a atualidade em que vivemos, estes valores muito rapidamente mudam.

A análise de impacto aqui efetuada concentrou-se em dois fatores, outros existem que se poderão revelar também importantes, como por exemplo o preço da eletricidade, o CAPEX, as horas de produção equivalente, entre outros. Através do estudo efetuado nesta dissertação observou-se que a variação da taxa de desconto é mais impactante nos resultados económicos do que mudanças no OPEX em extensão de vida. A realização de um estudo individual de cada fator simplificaria qualquer decisão importante a ser tomada na execução do modelo criado permitindo responder mais rapidamente a mudanças no mercado.

Das 379 entradas iniciais de parques e sub-parques, neste estudo foram analisadas 297. Como tal, cerca de 21% das entradas ficaram por estudar. A análise destes casos tem também a sua importância, no entanto, seria necessário a implementação de um modelo diferente uma vez que o realizado nesta dissertação não contempla variações de potência na vida de um parque eólico ou legislação de sobre-equipamento.

O facto do modelo aqui criado trabalhar com valores estimados, num futuro a médio prazo, faz com que o mesmo possa ter continuidade sendo apenas necessário atualizar os valores que deixariam de ser estimativas. Para além disso, o modelo também se adapta às alterações legislativas que, porventura, venham a ser exigidas pelas novas realidades.

Findo este trabalho de investigação, resta a consciência da importância das energias renováveis não só na atualidade como para o futuro das gerações vindouras. Fica, também, a certeza das constantes mudanças que potenciam estudos de investigação quase infindáveis e que têm como visão um futuro mais promissor e mais vantajoso quer para as populações quer para o meio ambiente.

Referências

- [1] P. A. Lynn, *Onshore and Offshore Wind Energy: An Introduction*. John Wiley & Sons 2011.
- [2] B. Tony , J. Nick , S. David , B. Ervin, *Wind Energy Handbook*, Second Edi. 2001.
- [3] Parlamento Europeu, “Directiva 2009/28/Ce,” *J. Of. da União Eur.*, vol. 2008, no. 2, pp. 16–62, 2009, doi: 10.3000/17252555.L_2009.140.eng.
- [4] República Portuguesa, “PLANO NACIONAL ENERGIA E CLIMA 2021-2030 (PNEC 2030).” 2019.
- [5] APREN, “APREN - Potência.” 2019, [Online]. Available: <https://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/potencia>.
- [6] APREN, “APREN - Produção.” 2019, [Online]. Available: <https://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/producao>.
- [7] M. Vieira, “Viability of Structural Health Monitoring Systems on the Support Structures of Offshore Wind,” Instituto Superior Técnico, 2020.
- [8] G. da Silva Garanito Maciel, “Desenvolvimento e Projeto Mecânico de uma Fundação para uma Turbina Eólica Offshore,” Instituto Superior Técnico, 2017.
- [9] “A Turbine Pioneer: Charles F. Brush.” Danish Wind Industry Association, [Online]. Available: <http://drømstørre.dk/wp-content/wind/miller/windpowerweb/en/pictures/brush.htm>.
- [10] “Wind Energy Pictuires - Poul la Cour.” Danish Wind Industry Association, [Online]. Available: <http://drømstørre.dk/wp-content/wind/miller/windpowerweb/en/pictures/lacour.htm>.
- [11] “Poul la Cour Prize | EWEA.” Wind Europe, [Online]. Available: <http://www.ewea.org/sustainability/poul-la-cour-prize/>.
- [12] “World’s Most Powerful Offshore Wind Turbine: Haliade-X 12 MW.” General Electric Renewable Energy, [Online]. Available: <https://www.ge.com/renewableenergy/wind-energy/offshore-wind/haliade-x-offshore-turbine>.
- [13] WindEurope, “Wind energy in Europe in 2019 - Trends and statistics,” *Trends Stat.*, 2020.
- [14] “Global Wind Power Statistics - Wind Energy International Platform.” World Wind Energy Association, [Online]. Available: <https://library.wwindea.org/global-statistics/>.
- [15] R. C. Thomson and G. P. Harrison, “Life Cycle Costs and Carbon Emissions of Onshore Wind Power,” 2015.
- [16] T. J. Stehly and P. C. Beiter, “2018 Cost of Wind Energy Review,” 2019. doi: 10.2172/1581952.
- [17] IRENA, “Renewable Power Generation Costs in 2017,” 2018. [Online]. Available: <https://www.irena.org/publications/2018/Jan/Renewable-power-generation-costs-in-2017>.
- [18] R. Wiser, M. Bolinger, and L. Berkeley, “2018 Wind Technologies Market Report,” 2019. [Online]. Available: http://www.windpoweringamerica.gov/pdfs/2010_annual_wind_market_report.pdf.
- [19] G. K. Mislick and D. A. Nussbaum, *Cost Estimation: Methods and Tools*. 2015 John Wiley & Sons, Inc, 2015.
- [20] M. Bolinger and R. Wiser, “Understanding wind turbine price trends in the U.S. over the past decade,” *Energy Policy*, vol. 42, pp. 628–641, 2012, doi: 10.1016/j.enpol.2011.12.036.
- [21] IRENA, *Future of wind: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects (A Global Energy Transformation paper)*,. 2019.
- [22] J. Q. R. Guerreiro, “Avaliação Financeira e Simulação dos Custos de Manutenção de Projetos de Produção de Energia Eólica Marítima,” Instituto Superior Técnico, 2015.
- [23] A. P. C. de Oliveira, “Energia Eólica em Mercado,” ISCTE Business School, Instituto Universitário de Lisboa, 2014.

- [24] IRENA, *Renewable Power Generation Costs in 2019*. 2020.
- [25] C. M. S. M. de Abreu, “Custos financeiros e sociais da geração de electricidade em parques eólicos,” Universidade do Minho, 2007.
- [26] W. Tong, *Wind Power Generation and Wind Turbine Design*. WIT Press, 2010.
- [27] L. P. G. ALVES, “Repowering versus extensão da vida útil dos aerogeradores em portugal.” 2017.
- [28] DNVGL, “Lifetime extension of wind turbines.” 2016.
- [29] DNVGL, “Certification of lifetime extension of wind turbines.” 2016.
- [30] N. Jorge, “Wind Turbine Life Extension - DNV GL Presentation.” 2017.
- [31] WindEurope, “Wind energy in Europe in 2018 - Trends and statistics,” *Trends Stat.*, 2019.
- [32] IEP, “O Futuro da Energia Eólica em Portugal | IEP.” 2019, [Online]. Available: <https://www.iep.pt/o-futuro-da-energia-eolica-em-portugal/>.
- [33] P. Belli, J. R. Anderson, H. N. Barnum, J. A. Dixon, and J.-P. Tan, *Economic Analysis of Investment Operations: Analytical Tools and Practical Applications*. 2001.
- [34] A. A. Groppelli and N. Ehsan, *Finance*, 5th Edit. 2006.
- [35] PER, :: “Portal das Energias Renováveis - EÓLICA:” 2009, [Online]. Available: http://energiasrenovaveis.com/Area.asp?ID_area=3.
- [36] “Portugal usou apenas energias renováveis durante quatro dias consecutivos.” Observador, [Online]. Available: <https://observador.pt/2016/05/18/portugal-usou-apenas-energias-renovaveis-durante-quatro-dias-consecutivos/>.
- [37] “Visão | Os três dias em que Portugal só usou electricidade de origem renovável estão a ser usados como exemplo internacional.” [Online]. Available: <https://visao.sapo.pt/atualidade/sociedade/2018-04-07-os-tres-dias-em-que-portugal-so-usou-eletricidade-de-origem-renovavel-estao-a-ser-usados-como-exemplo-internacional/>.
- [38] INEGI and APREN, “e2p - energias endógenas de Portugal.” 2018, [Online]. Available: http://e2p.inegi.up.pt/?fbclid=IwAR09G1zH5O0G_gfi4sEh3282zZdDY9-3pT8tu-_M59afxU5cDS-epVIZ1kg.
- [39] ENERCON, “E-82.” 2016, [Online]. Available: <https://www.enercon.de/en/products/ep-2/e-82/>.
- [40] EDP, “Projeto WindFloat Atlantic | edp.com.” [Online]. Available: <https://www.edp.com/pt-pt/windfloat>.
- [41] Ministério da Indústria e Energia, “Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio,” *Diário da República n.º 123/1988, Série I de 1988-05-27*. pp. 2289–2296, 1988, [Online]. Available: <https://dre.pt/web/guest/pesquisa/-/search/374244/details/normal?q=Decreto-Lei+nº189%2F88>.
- [42] Ministério da Indústria e Energia, “Decreto-Lei n.º 313/95, de 24 de novembro,” *Diário da República n.º 272/1995, Série I-A de 1995-11-24*, vol. N.º 272. 1995, [Online]. Available: <https://data.dre.pt/eli/dec-lei/313/1995/11/24/p/dre/pt/html>.
- [43] Ministério da Economia, “Decreto-Lei n.º 168/99, de 18 de maio,” *Diário da República n.º 115/1999, Série I-A de 1999-05-18*, vol. N.º 115. pp. 2619–2628, 1999, [Online]. Available: <https://data.dre.pt/eli/dec-lei/168/1999/05/18/p/dre/pt/html>.
- [44] Ministério da Economia, “Decreto-Lei n.º 312/2001, de 10 de dezembro,” *Diário da República n.º 284/2001, Série I-A de 2001-12-10*. pp. 8016–8024, 2001, [Online]. Available: <https://data.dre.pt/eli/dec-lei/312/2001/12/10/p/dre/pt/html>.
- [45] Ministério da Economia e do Ambiente e do Ordenamento do Território, “Decreto-Lei n.º 339-C/2001, de 29 de dezembro,” *Diário da República n.º 300/2001, 1º Suplemento, Série I-A de 2001-12-29*, vol. N.º 300-, no. 2. pp. 2–3, 2001, [Online]. Available: <https://data.dre.pt/eli/dec->

lei/339-c/2001/12/29/p/dre/pt/html.

- [46] Ministério das Actividades Económicas e do Trabalho, “Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro,” *Diário da República n.º 33/2005, 1º Suplemento, Série I-A de 2005-02-16*, no. 2. pp. 2003–2005, 2005, [Online]. Available: <https://data.dre.pt/eli/dec-lei/33-a/2005/02/16/p/dre/pt/html>.
- [47] Ministério da Economia e da Inovação, “Decreto-Lei n.º 225/2007, de 31 de maio,” *Diário da República n.º 105/2007, Série I de 2007-05-31*, vol. N.º 105. pp. 3630–3638, 2007, [Online]. Available: *Diário da República n.º 105/2007, Série I de 2007-05-31*.
- [48] Ministério da Economia e do Emprego, “Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro,” *Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I de 2012-10-08*. pp. 5588-(45) a 5588-(133), 2012, [Online]. Available: <https://data.dre.pt/eli/dec-lei/215-b/2012/10/08/p/dre/pt/html>.
- [49] Presidência do Conselho de Ministros, “Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho,” *Diário da República n.º 106/2019, Série I de 2019-06-03*. pp. 2792–2865, 2019, [Online]. Available: <https://data.dre.pt/eli/dec-lei/76/2019/06/03/p/dre>.
- [50] Ministério da Economia e do Emprego, “Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro,” *Diário da República n.º 42/2013, Série I de 2013-02-28*, vol. 42. pp. 1154–1165, 2013.
- [51] Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, “Decreto-Lei n.º 94/2014, de 24 de junho,” *Diário da República n.º 119/2014, Série I de 2014-06-24*. pp. 3352–3356, 2014, [Online]. Available: <https://data.dre.pt/eli/dec-lei/94/2014/06/24/p/dre/pt/html>.
- [52] Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, “Portaria n.º 102/2015, de 7 abril,” *Diário da República n.º 67/2015, Série I de 2015-04-07*. pp. 1760–1767, 2015, [Online]. Available: <https://data.dre.pt/eli/port/102/2015/04/07/p/dre/pt/html>.
- [53] Economia, “Portaria n.º 246/2018, de 3 de setembro,” *Diário da República n.º 169/2018, Série I de 2018-09-03*. pp. 4422–4424, 2018, [Online]. Available: <https://data.dre.pt/eli/port/246/2018/09/03/p/dre/pt/html>.
- [54] Ambiente e Transição Energética, “Portaria n.º 43/2019, de 31 de janeiro,” *Diário da República n.º 22/2019, Série I de 2019-01-31*. pp. 777–778, 2019, [Online]. Available: <https://data.dre.pt/eli/port/43/2019/01/31/p/dre/pt/html>.
- [55] OFX, “Yearly average Rates & Forex history Data |OFX.” [Online]. Available: <https://www.ofx.com/en-au/forex-news/historical-exchange-rates/yearly-average-rates/>.
- [56] DGEg, “Renováveis - estatísticas rápidas Dezembro 2005,” 2005 [Online]. Available: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/estatistica/energia/renovaveis/>.
- [57] DGEg, “Renováveis - estatísticas rápidas Dezembro 2006,” 2006 [Online]. Available: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/estatistica/energia/renovaveis/>.
- [58] DGEg, “Renováveis - estatísticas rápidas Dezembro 2007,” 2007 [Online]. Available: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/estatistica/energia/renovaveis/>.
- [59] DGEg, “Renováveis - estatísticas rápidas Dezembro 2008,” 2008 [Online]. Available: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/estatistica/energia/renovaveis/>.
- [60] DGEg, “Renováveis - estatísticas rápidas Novembro / Dezembro 2009,” 2009 [Online]. Available: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/estatistica/energia/renovaveis/>.
- [61] DGEg, “Renováveis - estatísticas rápidas Dezembro 2010,” 2010 [Online]. Available: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/estatistica/energia/renovaveis/>.
- [62] DGEg, “Renováveis - estatísticas rápidas dezembro 2011,” 2011 [Online]. Available: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/estatistica/energia/renovaveis/>.
- [63] DGEg, “Renováveis - Estatísticas rápidas 2012,” 2012 [Online]. Available: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/estatistica/energia/renovaveis/>.
- [64] DGEg, “Renováveis - Estatísticas Rápidas dezembro 2013,” 2013 [Online]. Available:

- <https://www.dgeg.gov.pt/pt/estatistica/energia/renovaveis/>.
- [65] DGE, “Renováveis - estatísticas rápidas - nº 122 - dezembro de 2014,” 2014 Available: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/estatistica/energia/renovaveis/>.
- [66] DGE, “Renováveis - estatísticas rápidas - nº 134 - dezembro de 2015,” 2015 Available: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/estatistica/energia/renovaveis/>.
- [67] DGE, “Renováveis - estatísticas rápidas - nº 146 - dezembro de 2016,” 2016 Available: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/estatistica/energia/renovaveis/>.
- [68] DGE, “Renováveis - estatísticas rápidas - nº 158 - dezembro de 2017,” 2017 Available: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/estatistica/energia/renovaveis/>.
- [69] DGE, “Renováveis - estatísticas rápidas - nº 170 - dezembro de 2018,” 2018 Available: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/estatistica/energia/renovaveis/>.
- [70] DGE, “Renováveis - estatísticas rápidas - nº 181 - dezembro de 2019,” 2019 Available: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/estatistica/energia/renovaveis/>.
- [71] A. Rohatgi, “WebPlotDigitizer - Copyright 2010-2020 Ankit Rohatgi.” 2020, [Online]. Available: <https://apps.automeris.io/wpd/?fbclid=IwAR2b7vmpdraJELdJC9uzCyWI4rUKV4IxSwRf3hv2Qw4WJID3n23JK484RdY>.
- [72] ERSE, “ERSE - Regulamentação.” [Online]. Available: <https://www.erse.pt/atividade/regulamentacao/>.
- [73] INE, “IPC.” 2020, [Online]. Available: https://www.ine.pt/ine/ipc/ipc_a_novo.jsp?opc1=04%7CM.
- [74] PORDATA, “PORDATA - Preços médios de venda ao público dos combustíveis líquidos e gasosos – Continente.” 2011, [Online]. Available: <https://www.pordata.pt/Portugal/Preços+médios+de+venda+ao+público+dos+combustíveis+líquidos+e+gasosos+--+Continente-1265-10033>.
- [75] T. F. C. Durães, “Enquadramento Legal e Estudo Económico de Parques Eólicos,” IPB, Instituto Politécnico de Bragança, 2016.
- [76] ERSE, “ERSE - Eletricidade.” 2020, [Online]. Available: <https://www.erse.pt/numeros-e-estatisticas/eletricidade/>.
- [77] C. Perez-Linkenheil, “Update December 2019 - EU Energy Outlook 2005 - Energy BrainBlog.” 2019, [Online]. Available: <https://blog.energybrainpool.com/en/update-december-2019-eu-energy-outlook-2050/>.
- [78] L. MANTZOS, T. WIESENTHAL, F. NEUWAHL, and M. RÓZSAI, “The POTEnCIA Central scenario: an EU energy outlook to 2050.” Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2019, doi: 10.2760/32835 (online),10.2760/78212 (print).
- [79] C. Perez-Linkenheil, “Trends in the development of electricity prices – EU Energy Outlook 2050.” 2017, [Online]. Available: <https://blog.energybrainpool.com/en/trends-in-the-development-of-electricity-prices-eu-energy-outlook-2050/>.
- [80] E. Lantz, R. Wiser, M. Hand, and NREL, “Task 26 - Work Package The Past And Future Cost Of Wind,” 2012.
- [81] S. Tegen, M. Hand, B. Maples, E. Lantz, P. Schwabe, and A. Smith, “2010 Cost of Wind Energy Review,” 2012. [Online]. Available: www.nrel.gov/docs/fy12osti/52920.pdf.
- [82] S. Tegen, M. Hand, B. Maples, E. Lantz, P. Schwabe, and A. Smith, “2011 Cost of Wind Energy Review,” 2013.
- [83] C. Mone, A. Smith, B. Maples, and M. Hand, “2013 Cost of wind energy Review,” 2015. [Online]. Available: <http://www.nrel.gov/docs/fy15osti/63267.pdf>.
- [84] C. Mone, T. Stehly, B. Maples, and E. Settle, “2014 Cost of Wind Energy Review,” 2015. doi: NREL/TP-6A20-64281.

- [85] C. Moné, M. Hand, M. Bolinger, J. Rand, D. Heimiller, and J. Ho, "2015 Cost of Wind Energy Review," 2017. doi: NREL/TP-5000-52920.
- [86] T. Stehly, D. Heimiller, and G. Scott, "2016 Cost of Wind Energy Review," 2017. [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/70363.pdf>.
- [87] C. Mone, T. Stehly, B. Maples, and E. Settle, "2017 Cost of Wind Energy Review," 2018. doi: NREL/TP-6A20-64281.
- [88] European Commission, "EU Reference Scenario 2016 - Energy, transport and GHG emissions Trends to 2050," 2016. doi: 10.2833/001137.

Anexo A – Base de dados dos parques eólico *onshore* em Portugal Continental – Ordenados por Distrito

Nome	Tecnologia	Distrito/Região Autónoma	Latitude [WGS84, °]	Longitude [WGS84, °]	Potência Instalada [MW]	Estado	Ano de entrada em funcionamento	Mês de entrada em funcionamento	Nome	Qt	Capacidade por turbina	Fabricante da turbina	Modelo	Grupo que controla o parque	Empresa Promotora	Zona05	Zona09	Zona14
Alto do Coto	Eólica	Aveiro	40,985788	-8,091762	4,5	Em funcionamento	2003	9	Alto do Coto	5	900	NEG-MICON	NM 900-52	WTG Energia	WTG Energias, S.A.	4	4	1
Doninhas	Eólica	Aveiro	40,667883	-8,353026	0,8	Em funcionamento	2006	6	Doninhas	1	800	ENERCON	E-48 800	Generg	Soc. Hidroeléctrica da Grela, Lda.	3	3	2
Freita I	Eólica	Aveiro	40,883907	-8,263286	18,4	Em funcionamento	2006	0	Freita I	8	2300	NORDEX	N90/2300	Iberwind	Iberwind II Produção, Sociedade Unipessoal, Lda.	3	3	1
Freita II	Eólica	Aveiro	40,875784	-8,245731	18,4	Em funcionamento	2006	0	Freita II	8	2300	NORDEX	N90/2300	ENERPLUS	Hidroeléctrica do Casal S.A.	3	3	1
Guardão	Eólica	Aveiro	40,548391	-8,202818	26,65	Em funcionamento	2016	0	Guardão	13	2050	Servion	MM92	Energetix	Energicarmulo - Produção de Energia, Unipessoal Lda.	0	0	2
Serra do Mú	Eólica	Beja	37,375882	-8,088904	26	Em funcionamento	2008	0	Serra do Mú	13	2000	ENERCON	E-82	EDP Renováveis	EDP Renováveis Portugal, S.A.	0	5	4
Alfarrobeira	Eólica	Braga	41,410893	-8,066569	0,6	Em funcionamento	2005	11	Alfarrobeira	1	600	ENERCON	E-48 600	FINERGE	Empreendimento Eólico do Rego, Lda.	1	1	1
Alto da Vaca	Eólica	Braga	41,664116	-8,084557	1,2	Em funcionamento	2002	1	Alto da Vaca	2	600	ENERCON	E-40/6.44	FINERGE	Parque Eólico do Alto da Vaca, Lda.	1	1	1
Azinheira	Eólica	Braga	41,42701	-8,058091	14	Em funcionamento	2007	2	Azinheira	7	2000	ENERCON	E-82	FINERGE	Parque Eólico do Vale do Abade, Lda.	1	1	1
Penouta	Eólica	Braga	41,488249	-8,025835	0,8	Em funcionamento	2006	0	Penouta	1	800	ENERCON	E-48 800	Gerbasto	Eólica da Senhora da Orada, Lda.	1	1	1
Ruivães	Eólica	Braga	41,663555	-8,083553	0,85	Em funcionamento	2008	12	Ruivães	1	850	VESTAS	V52-850 Kw	n.d.	Parque Eólico Vieira Cabreira Lda.	1	1	1
Serra da Cabreira	Eólica	Braga	41,648338	-8,043393	20	Em funcionamento	2004	8	Serra da Cabreira	10	2000	ENERCON	E-70 E4	Cambenerg	Eolenerg - Empreendimentos Eléctricos, S.A.	1	1	1
Terras Altas de Fafe	Eólica	Braga	41,508192	-8,091903	80	Em funcionamento	2004	12	Terras Altas de Fafe	40	2000	Gamesa	G-87	Trustenergy	Trustwind	1	1	1
Vilarchão	Eólica	Braga	41,644298	-8,054825	2	Em funcionamento	2005	0	Vilarchão	1	2000	ENERCON	E-70 E4	Gerbasto	Enerninho - Empreendimentos Eólicos, S.A.	1	1	1
Viso	Eólica	Braga	41,40826	-8,067373	1,6	Em funcionamento	2006	5	Viso	2	800	ENERCON	E-48 600	Cavalum SGPS, S.A.	Eólica da Plana do Viso, Lda.	1	1	1
Bornes	Eólica	Bragança	41,463845	-6,96257	60	Em funcionamento	2009	1	Bornes (Serra de Bornes)	24	2500	NORDEX	N90/2500	Iberwind	PESB - Parque Eólico da Serra de Bornes, S.A.	0	2	1
Borninhos	Eólica	Bragança	41,482868	-6,93753	2	Em funcionamento	2004	12	Borninhos	1	2000	ENERCON	E-66/20.70	Iberwind	PESB - Parque Eólico da Serra de Bornes, S.A.	2	2	1
Castanheira	Eólica	Bragança	41,389441	-6,608514	4	Em funcionamento	2004	0	Castanheira	2	2000	REpower Systems AG	MM82	GESFINU	Elenergia - produção de Energia, Lda.	2	2	1
Felgar	Eólica	Bragança	41,169913	-6,984004	8	Em funcionamento	2007	7	Felgar	4	2000	VESTAS	V80-2.0 MW	n.d.	Parque Eólico do Zibreiro, Lda.	2	2	1
Bravo	Eólica	Castelo Branco	39,908592	-8,045217	16	Em funcionamento	2009	6	Bravo	8	2000	ENERCON	E-82	Trustenergy	Trustwind	0	4	2
Cabeço da Rainha	Eólica	Castelo Branco	39,855526	-7,914221	10,2	Em funcionamento	2000	3	Cabeço da Rainha	17	600	ENERCON	E-40/6.44	EDP Renováveis	EDP Renováveis Portugal, S.A.	4	4	2
Cabeço da Rainha (2)	Eólica	Castelo Branco	39,855526	-7,914221	6	Em funcionamento	2003	5	Cabeço da Rainha	3	2000	ENERCON	E-66/20.70	EDP Renováveis	EDP Renováveis Portugal, S.A.	4	4	2
Cabeço da Rainha (3)	Eólica	Castelo Branco	39,855526	-7,914221	6	Em funcionamento	2009	4	Cabeço da Rainha	3	2000	ENERCON	E-82	EDP Renováveis	EDP Renováveis Portugal, S.A.	0	4	2
Cabeço da Rainha II	Eólica	Castelo Branco	39,873448	-7,878462	8	Em funcionamento	2008	6	Cabeço da Rainha II	4	2000	ENERCON	E-70 E4	EDP Renováveis	EDP Renováveis Portugal, S.A.	4	4	2
Cabeço da Rainha II (2)	Eólica	Castelo Branco	39,873448	-7,878462	22	Em funcionamento	2009	0	Cabeço da Rainha II	11	2000	ENERCON	E-82	EDP Renováveis	EDP Renováveis Portugal, S.A.	0	4	2
Enerfer I	Eólica	Castelo Branco	39,76657	-7,5785442	8	Em funcionamento	2012	9	Enerfer I	4	2000	Gamesa	G97	Grupo Enerpal	Enerfer - Produção de Energia Solar e Eólica, LDA	0	4	2
Gardunha	Eólica	Castelo Branco	40,069453	-7,664712	4	Em funcionamento	2008	8	Gardunha	2	2000	ENERCON	E-82	Generg	Generg Ventos da Gardunha - Energias Renováveis, Lda.	4	4	2
Gardunha (2)	Eólica	Castelo Branco	40,069453	-7,664712	110	Em funcionamento	2008	8	Gardunha	55	2000	ENERCON	E-70 E4	Generg	Generg Ventos da Gardunha - Energias Renováveis, Lda.	4	4	2
Mougueiras	Eólica	Castelo Branco	39,905228	-7,828519	8	Em funcionamento	2009	5	Mougueiras	4	2000	ENERCON	E-82	Trustenergy	Trustwind	0	4	2
Penamacor	Eólica	Castelo Branco	40,20636	-7,248902	20	Em funcionamento	2006	9	Penamacor 1	10	2000	Gamesa	G-83	LESTENERGIA	Lestenergia - Exp. De Parques Eólicos, S.A.	4	4	2
Penamacor (2)	Eólica	Castelo Branco	40,20636	-7,248902	14,7	Em funcionamento	2007	0	Penamacor 2	7	2100	Suzion	S88	LESTENERGIA	Lestenergia - Exp. De Parques Eólicos, S.A.	4	4	2

Penamacor (3)	Eólica	Castelo Branco	40,20636	-7,248902	20	Em funcionamento	2006	0	Penamacor 3A	10	2000	Gamesa	G-83	LESTENERGIA	Lestenergia - Exp. De Parques Eólicos, S.A.	4	4	2
Penamacor (4)	Eólica	Castelo Branco	40,20636	-7,248902	25,2	Em funcionamento	2007	0	Penamacor 3B	12	2100	Suzion	S88	LESTENERGIA	Lestenergia - Exp. De Parques Eólicos, S.A.	4	4	2
Penamacor (7)	Eólica	Castelo Branco	40,20636	-7,248902	25,2	Em funcionamento	2009	0	Sabugal	12	2100	Suzion	S88	LESTENERGIA	Lestenergia - Exp. De Parques Eólicos, S.A.	0	4	2
Perdigão	Eólica	Castelo Branco	39,7072	-7,744847	2	Em funcionamento	2007	6	Perdigão	1	2000	ENERCON	E-82	Generg	Generventos do Pinhal Interior - Energias Renováveis	4	4	2
Pinhal Interior	Eólica	Castelo Branco	39,941586	-7,965533	54	Em funcionamento	2007	6	Pinhal Interior I - Avelos	18	3000	VESTAS	V90-3.0 MW	Generg	Generventos do Pinhal Interior - Energias Renováveis	4	4	2
Pinhal Interior (1)	Eólica	Castelo Branco	39,941586	-7,965533	10	Em funcionamento	2007	6	Pinhal Interior II - Fundeiro	5	2000	ENERCON	E-70 E4	Generg	Generventos do Pinhal Interior - Energias Renováveis	4	4	2
Pinhal Interior (2)	Eólica	Castelo Branco	39,941586	-7,965533	12	Em funcionamento	2007	6	Pinhal Interior II - Furnas	6	2000	ENERCON	E-70 E4	Generg	Generventos do Pinhal Interior - Energias Renováveis	4	4	2
Pinhal Interior (3)	Eólica	Castelo Branco	39,941586	-7,965533	10	Em funcionamento	2007	6	Pinhal Interior II - Muradal	5	2000	ENERCON	E-82	Generg	Generventos do Pinhal Interior - Energias Renováveis	4	4	2
Pinhal Interior (4)	Eólica	Castelo Branco	39,941586	-7,965533	30	Em funcionamento	2007	6	Pinhal Interior II - Proença	15	2000	ENERCON	E-70 E4	Generg	Generventos do Pinhal Interior - Energias Renováveis	4	4	2
Pinhal Interior (5)	Eólica	Castelo Branco	39,941586	-7,965533	12	Em funcionamento	2007	6	Pinhal Interior II - Proença	6	2000	ENERCON	E-82	Generg	Generventos do Pinhal Interior - Energias Renováveis	4	4	2
Pinhal Interior (6)	Eólica	Castelo Branco	39,941586	-7,965533	4	Em funcionamento	2007	6	Pinhal Interior II - Rendeiro Figueiredo	2	2000	ENERCON	E-82	Generg	Generventos do Pinhal Interior - Energias Renováveis	4	4	2
Pinhal Interior (7)	Eólica	Castelo Branco	39,941586	-7,965533	12	Em funcionamento	2007	6	Pinhal Interior II - Seladolinho	6	2000	ENERCON	E-70 E4	Generg	Generventos do Pinhal Interior - Energias Renováveis	4	4	2
Vergão	Eólica	Castelo Branco	39,755345	-7,989671	13	Em funcionamento	2004	2	Vergão	10	1300	NORDEX	N62	Generg	Gener Ventos de Proença-Nova - Energias Renováveis, Lda.	4	4	2
Açor	Eólica	Coimbra	40,215979	-7,86516	20	Em funcionamento	2004	9	Açor	10	2000	ENERCON	E-70 E4	EDP Renováveis	EDP Renováveis Portugal, S.A.	4	4	2
Alto Arganil	Eólica	Coimbra	40,201674	-7,792319	36	Em funcionamento	2009	12	Alto Arganil	18	2000	ENERCON	E-82	EDP Renováveis	EDP Renováveis Portugal, S.A.	0	4	2
Beiras (3)	Eólica	Coimbra	40,235414	-7,74217	18	Em funcionamento	2010	2	Cadafaz II	9	2000	ENERCON	E-82	EDP Renováveis	Eólica das Serras das Beiras, S.A.	0	4	2
Cadafaz	Eólica	Coimbra	40,106631	-8,04032	10,2	Em funcionamento	2001	6	Cadafaz	17	600	ENERCON	E-40/6,44	EDP Renováveis	EDP Renováveis Portugal, S.A.	4	4	2
Chiqueiro	Eólica	Coimbra	40,154043	-7,775152	4	Em funcionamento	2007	10	Chiqueiro	2	2000	VESTAS	V80-2.0 MW	Iberwind	Iberwind II Produção, Sociedade Unipessoal, Lda.	4	4	2
Coentral Safra	Eólica	Coimbra	40,060202	-8,163922	15,03	Em funcionamento	2006	12	Coentral Safra	9	1670	ECOTÉCNIA	ECOTÉCNIA 74	EDP Renováveis	EDP Renováveis Portugal, S.A.	4	4	2
Coentral Safra (2)	Eólica	Coimbra	40,060202	-8,163922	26,72	Em funcionamento	2006	12	Coentral Safra	16	1670	ECOTÉCNIA	ECOTÉCNIA 74	EDP Renováveis	EDP Renováveis Portugal, S.A.	4	4	2
Degracias	Eólica	Coimbra	40,022738	-8,516293	20	Em funcionamento	2005	12	Degracias	10	2000	VESTAS	V80-2.0 MW	Iberwind	Entreventos - Energias Renováveis, S.A.	3	3	2
Lousã	Eólica	Coimbra	40,100544	-8,180029	35	Em funcionamento	2007	10	Lousã	14	2500	GE Wind Energy	2,5	Iberwind	Parque Eólico de Trevim, Lda.	4	4	2
Lousã II	Eólica	Coimbra	40,059805	-8,20734	50	Em funcionamento	2009	0	Lousã II	20	2500	NORDEX	N90/2500	Iberwind	Parque Eólico de Trevim, Lda.	0	4	2
Malhadas Góis	Eólica	Coimbra	40,090874	-8,058807	9,9	Em funcionamento	2001	0	Malhadas Góis	15	660	VESTAS	V47	Iberwind	Parque Eólico de Malhadas-Góis, S.A.	4	4	2
Malhadizes	Eólica	Coimbra	40,012796	-8,297413	12	Em funcionamento	2005	10	Malhadizes	6	2000	ENERCON	E-68/20,70	Iberwind	PEL - Parque Eólico da Lousã, Lda.	4	4	2
Pampilhosa da Serra	Eólica	Coimbra	40,1205	-7,946244	114	Em funcionamento	2006	12	Pampilhosa da Serra	38	3000	VESTAS	V90-3.0 MW	Iberwind	Parque da Pampilhosa da Serra - Energia Eólica, S.A.	4	4	2
Penacova	Eólica	Coimbra	40,288951	-8,298158	46,8	Em funcionamento	2019	0	Penacova	13	3600	Senvion	MM114	EDP Renováveis	Eólica da Linha, S.A.	0	0	2
Picos - Vale do Chão	Eólica	Coimbra	40,07361	-8,147365	22,55	Em funcionamento	2015	0	Picos - Vale do Chão	11	2050	Senvion	MM92	FINERGE	Parque Eólico de Vale do Chão, S. A.	0	0	2
Rabaçal	Eólica	Coimbra	40,02901	-8,504241	2	Em funcionamento	2005	12	Rabaçal	1	2000	VESTAS	V80-2.0 MW	Iberwind	Entreventos - Energias Renováveis, S.A.	3	3	2
São João	Eólica	Coimbra	40,021626	-8,288828	8,35	Em funcionamento	2007	8	São João 1	5	1670	ECOTÉCNIA	ECOTÉCNIA 74	EDP Renováveis	Eólica de Malhadizes, S.A.	4	4	2
São João (2)	Eólica	Coimbra	40,021626	-8,288828	13,36	Em funcionamento	2007	8	São João 2	8	1670	ECOTÉCNIA	ECOTÉCNIA 74	EDP Renováveis	Eólica de Malhadizes, S.A.	4	4	2
Serra da Boa Viagem	Eólica	Coimbra	40,1969711	-8,8565022	6	Em funcionamento	2010	0	Serra da Boa Viagem	3	2000	VESTAS	V90-2.0 MW	Fomentinvest & EFACEC	Eoloatlântico	0	3	2

Tocha	Eólica	Coimbra	40,324044	-8,809153	9	Em funcionamento	2012	4	Tocha	5	1800	VESTAS	V100	EDP Renováveis	EDP Renováveis Portugal, S.A.	0	3	2
Toutiço	Eólica	Coimbra	40,171837	-7,833643	51	Em funcionamento	2008	0	Toutiço (Arouca Silva)	17	3000	VESTAS	V90-3.0 MW	Brookfield Renewable	PEA - PARQUES EÓLICOS DE ARGANIL, Lda.	4	4	2
Toutiço (2)	Eólica	Coimbra	40,171837	-7,833643	30	Em funcionamento	2008	0	Tota	10	3000	VESTAS	V90-3.0 MW	Brookfield Renewable	PEA - PARQUES EÓLICOS DE ARGANIL, Lda.	4	4	2
Toutiço (3)	Eólica	Coimbra	40,171837	-7,833643	21	Em funcionamento	2008	0	Vale Grande	7	3000	VESTAS	V90-3.0 MW	Brookfield Renewable	PEA - PARQUES EÓLICOS DE ARGANIL, Lda.	4	4	2
Vale Grande	Eólica	Coimbra	40,186953	-7,919713	12,6	Em funcionamento	2011	8	Vale Grande	6	2100	REpower Systems AG	MM92	VENTINVESTE	Parque Eólico de Vale Grande, S.A.	0	4	2
Vidal	Eólica	Coimbra	40,129125	-7,794464	1	Em funcionamento	2006	3	Vidal	1	1000	WinWinD	WWD-1	Cavalum SGPS, S.A.	Eólica de Santa Luzia, Lda.	4	4	2
Vila Nova	Eólica	Coimbra	40,046051	-8,275402	26	Em funcionamento	2004	7	Vila Nova	13	2000	VESTAS	V80-2.0 MW	EDP Renováveis	EDP Renováveis Portugal, S.A.	4	4	2
Vila Nova (2)	Eólica	Coimbra	40,046051	-8,275402	4	Em funcionamento	2004	7	Vila Nova	2	2000	VESTAS	V90-2.0 MW	EDP Renováveis	EDP Renováveis Portugal, S.A.	4	4	2
Vila Nova II	Eólica	Coimbra	40,053719	-8,252296	24	Em funcionamento	2009	7	Vila Nova II	12	2000	ENERCON	E-82	EDP Renováveis	Eólica do Espigão, S.A.	0	4	2
Barão de São João	Eólica	Faro	37,134159	-8,798302	50	Em funcionamento	2009	8	Barão de São João	25	2000	REpower Systems AG	MM92	IE2 Portugal	PEB- Parque Eólico do Barlavento, S.A.	0	3	5
Bordeira	Eólica	Faro	37,233467	-8,80408	12	Em funcionamento	2009	1	Bordeira	6	2000	ENERCON	E-82	EDP Renováveis	EDP Renováveis Portugal, S.A.	0	3	5
Bordeira (2)	Eólica	Faro	37,233467	-8,80408	12	Em funcionamento	2009	1	Poldra	6	2000	ENERCON	E-82	EDP Renováveis	EDP Renováveis Portugal, S.A.	0	3	5
Corte dos Alamos	Eólica	Faro	37,219134	-8,721019	6	Em funcionamento	2015	12	Corte dos Alamos	3	2000	Gamesa	G97	EDP Renováveis	EDP Renováveis Portugal, S.A.	3	0	5
Espinhaço do Cão Guerreiros	Eólica	Faro	37,219951	-8,783388	10	Em funcionamento	2008	12	Espinhaço do Cão Guerreiros	5	2000	REpower Systems AG	MM92	IE2 Portugal	SEE- Sul Energia Eólica, S.A.	3	3	5
Lagoa Funda	Eólica	Faro	37,119618	-8,885409	12	Em funcionamento	2011	0	Lagoa Funda	6	2000	VESTAS	V90-2.0 MW	Iberwind	EDP Renováveis Portugal, S.A.	0	3	5
Madrinha	Eólica	Faro	37,306677	-8,61877	10	Em funcionamento	2006	10	Madrinha	5	2000	ENERCON	E-70 E4	EDP Renováveis	PEVB - Parque Eólico de Vila do Bispo, Lda.	3	3	4
Pico Alto	Eólica	Faro	37,263326	-8,233238	6	Em funcionamento	2007	8	Pico Alto	3	2000	ENERCON	E-82	EDP Renováveis	EDP Renováveis Portugal, S.A.	0	5	4
Raposeira	Eólica	Faro	37,096397	-8,861709	3,4	Em funcionamento	2014	0	Raposeira	1	3400	Servion	3.4M	UNIT ENERGY	UNIT ENERGY - Energias Renováveis, S.A.	0	0	4
Raposeira (2)	Eólica	Faro	37,096397	-8,861709	2,05	Em funcionamento	2014	0	Raposeira	1	2050	Servion	MM92	UNIT ENERGY	UNIT ENERGY - Energias Renováveis, S.A.	0	0	4
Vila do Bispo I	Eólica	Faro	37,098831	-8,861338	2	Em funcionamento	1998	0	Vila do Bispo I	4	500	ENERCON	E-40	UNIT ENERGY	UNIT ENERGY - Energias Renováveis, S.A.	3	3	4
Vila do Bispo II	Eólica	Faro	37,096411	-8,872307	10,5	Em funcionamento	2003	0	Vila do Bispo II	7	1500	Fuhrlander	MD70	UNIT ENERGY	UNIT ENERGY - Energias Renováveis, S.A.	3	3	4
Beira Interior	Eólica	Guarda	40,803749	-7,352811	23	Em funcionamento	2014	11	Beira Interior (Aldeia Nova)	10	2300	ENERCON	E-92	EDP Renováveis	Eólica da Lageira, S.A.	0	0	2
Beira Interior (2)	Eólica	Guarda	40,803749	-7,352811	23	Em funcionamento	2014	0	Cabeço Do Oiro	10	2300	ENERCON	E-92	EDP Renováveis	Eólica da Lageira, S.A.	0	0	2
Beira Interior (3)	Eólica	Guarda	40,803749	-7,352811	11,5	Em funcionamento	2014	0	Rio de Mel / Castanheira	5	2300	ENERCON	E-92	EDP Renováveis	Eólica da Lageira, S.A.	0	0	2
Dirão da Rua	Eólica	Guarda	40,351893	-7,182358	0,6	Em funcionamento	2004	7	Dirão da Rua	1	600	ENERCON	E-40/6.44	Acciona Energia Portugal	Empreendimentos Eólicos da Raia, S.A.	4	4	2
Dirão da Rua (2)	Eólica	Guarda	40,351893	-7,182358	2	Em funcionamento	2004	0	Dirão da Rua	1	2000	ENERCON	E-66/20.70	Acciona Energia Portugal	Empreendimentos Eólicos da Raia, S.A.	4	4	2
Guarda	Eólica	Guarda	40,553915	-7,284591	4	Em funcionamento	2007	1	Guarda	2	2000	ENERCON	E-82	CENTEOL	Canteol - Centrais Eólicas Reunidas, S.A.	4	4	2
Mosqueiros	Eólica	Guarda	40,460514	-7,346092	8	Em funcionamento	2008	8	Mosqueiros	4	2000	ENERCON	E-82	Generg	Ventos do Seixo Amarelo - Energias Renováveis, Lda.	4	4	2
Mosqueiros II	Eólica	Guarda	40,461072	-7,342883	20	Em funcionamento	2009	6	Mosqueiros II	10	2000	ENERCON	E-82	Trustenergy	Trustwind	0	4	2
Mosteiro	Eólica	Guarda	40,309391	-7,147229	9,1	Em funcionamento	2004	11	Mosteiro	7	1300	Bonus (Siemens Wind Power A/S)	1.3 MW	EDP Renováveis	EDP Renováveis Portugal, S.A.	4	4	2
Pisco	Eólica	Guarda	40,773176	-7,422493	16	Em funcionamento	2015	0	Pisco	8	2000	Gamesa	G97	IKEA Portugal - Móveis e Decoração, Lda.	Parque Eólico do Pisco, S.A.	0	0	2
Pisco (2)	Eólica	Guarda	40,773176	-7,422493	34	Em funcionamento	2015	0	S. Gens	17	2000	Gamesa	G114	IKEA Portugal - Móveis e Decoração, Lda.	Parque Eólico do Pisco, S.A.	0	0	2
Serra Alta	Eólica	Guarda	40,317896	-6,896637	2	Em funcionamento	2009	5	Serra Alta	1	2000	REpower Systems AG	MM92 Evolution	Cavalum SGPS, S.A.	Eólica Aldeia Velha, Lda.	0	4	2
Serra de Alvoaça	Eólica	Guarda	40,264224	-7,697704	20	Em funcionamento	2007	8	Serra de Alvoaça	10	2000	ENERCON	E-70 E4	EDP Renováveis	EDP Renováveis Portugal, S.A.	4	4	2
Serra de Alvoaça (2)	Eólica	Guarda	40,264224	-7,697704	16,1	Em funcionamento	2007	8	Pedras Lavradas	7	2300	ENERCON	E-70 E4	EDP Renováveis	EDP Renováveis Portugal, S.A.	4	4	2
Serra do Ralo	Eólica	Guarda	40,594077	-7,390366	32	Em funcionamento	2006	6	Serra do Ralo	16	2000	Gamesa	G-87	Trustenergy	Trustwind	4	4	2

Terreiro das Bruxas	Eólica	Guarda	40,304462	-7,16413	1	Em funcionamento	2006	3	Terreiro das Bruxas	1	1000	WinWinD	WWD-1	Cavalum SGPS, S.A.	Soltaventos - Produção Energia, Lda.	4	4	2
Trancoso	Eólica	Guarda	40,856646	-7,38129	28	Em funcionamento	2008	9	Trancoso	14	2000	ENERCON	E-82	Generg	Generg Ventos de Trancoso – Energias Renováveis, S.A.	4	4	2
Vale de Estrela	Eólica	Guarda	40,493458	-7,306064	25,3	Em funcionamento	2014	11	Vale de Estrela	11	2300	ENERCON	E-92	Trustenergy	Trustwind	0	0	2
Alvaiázere	Eólica	Leiria	39,828905	-8,41285	14	Em funcionamento	2010	12	Alvaiázere	7	2000	ENERCON	E-82	FINERGE	SEALVE - Sociedade Eléctrica de Alvaiázere, S.A.	0	4	2
Alvaiázere (2)	Eólica	Leiria	39,828905	-8,41285	4	Em funcionamento	2010	12	Arega	2	2000	ENERCON	E-82	FINERGE	SEALVE - Sociedade Eléctrica de Alvaiázere, S.A.	0	4	2
Caldas	Eólica	Leiria	39,294827	-9,012619	10	Em funcionamento	2005	1	Caldas	5	2000	Gamesa	G-83	EDP Renováveis	EDP Renováveis Portugal, S.A.	3	3	2
Cela	Eólica	Leiria	39,538291	-9,049759	2	Em funcionamento	2006	6	Cela	1	2000	REpower Systems AG	MM82	Cavalum SGPS, S.A.	Eólica de Cela, Lda.	3	3	2
Chão Falcão	Eólica	Leiria	39,609301	-8,755095	34,5	Em funcionamento	2005	7	Chão Falcão	15	2300	NORDEX	N90/2300	Iberwind	PECF - Parque Eólico do Chão Falcão, Lda.	3	3	2
Chão Falcão (3)	Eólica	Leiria	39,609301	-8,755095	25,3	Em funcionamento	2005	7	Chão falcão II	11	2300	NORDEX	N90/2300	Iberwind	PECF - Parque Eólico do Chão Falcão, Lda.	3	3	2
Chão Falcão (4)	Eólica	Leiria	39,609301	-8,755095	20,7	Em funcionamento	2005	7	Chão Falcão III	9	2300	NORDEX	N90/2300	Iberwind	PECF - Parque Eólico do Chão Falcão, Lda.	3	3	2
Marvila	Eólica	Leiria	39,570101	-8,688813	12	Em funcionamento	2008	12	Marvila	6	2000	REpower Systems AG	MM92	Eneólica	PESMA - Parque Eólico de Marvila, S.A.	3	3	2
Maução	Eólica	Leiria	39,665785	-8,736017	20,5	Em funcionamento	2018	0	Maução	10	2050	Servion	MM92	EDP Renováveis	Eólica da Linha, S.A.	0	0	2
Ortiga	Eólica	Leiria	40,005123	-8,236505	13,36	Em funcionamento	2006	5	Ortiga	8	1670	ECOTÉCNIA	ECOTÉCNIA 74	EDP Renováveis	EDP Renováveis Portugal, S.A.	4	4	2
Portela do Pereiro	Eólica	Leiria	39,498797	-8,897163	7,2	Em funcionamento	2014	11	Portela do Pereiro	4	1800	VESTAS	V90-1.8 MW	EKZ Renewables AG		0	0	2
Senhora da Vitória	Eólica	Leiria	39,631593	-9,074355	12	Em funcionamento	2004	0	Senhora da Vitória	8	1500	GE Wind Energy	1.5sl	Iberwind	Iberwind II Produção, Sociedade Unipessoal, Lda.	3	3	2
Serra d'El Rei	Eólica	Leiria	39,321712	-9,265907	21,71	Em funcionamento	2006	9	Serra d'El Rei	13	1670	ECOTÉCNIA	ECOTÉCNIA 80 1.6	EDP Renováveis	EDP Renováveis Portugal, S.A.	3	3	2
Sicó	Eólica	Leiria	39,927936	-8,563303	20	Em funcionamento	2008	12	Sicó	10	2000	ENERCON	E-82	New FINERGE e ENEólica	Empreendimentos Eólicos Serra do Sicó, S.A.	3	3	2
Videira	Eólica	Leiria	39,872924	-8,402192	6	Em funcionamento	2005	12	Videira	3	2000	ENERCON	E-70 E4	FINERGE	EOLFLOR - Produção de Energia Eólica, Lda.	4	4	2
Achada	Eólica	Lisboa	39,108914	-9,19322	6,9	Em funcionamento	2005	7	Achada	3	2300	NORDEX	N90/2300	Iberwind	PESM - Parque Eólico da Serra das Meadas, S.A.	3	3	2
Almargem	Eólica	Lisboa	38,84212	-9,267736	6	Em funcionamento	2007	6	Almargem	3	2000	ENERCON	E-82	FINERGE	Sisconer - Expl. De sist. De conversão de Energia, Lda.	3	3	2
Alrota	Eólica	Lisboa	38,934484	-9,147531	5,01	Em funcionamento	2007	6	Alrota	3	1670	ECOTÉCNIA	ECOTÉCNIA 74	Capwatt	Lusobrias - Prod. Energia Eléctrica, Lda.	3	3	2
Alto da Folgosa	Eólica	Lisboa	39,13474	-9,132167	18	Em funcionamento	2008	9	Alto da Folgosa	9	2000	REpower Systems AG	MM92	IE2 Portugal	IE2 Portugal	3	3	2
Amaral	Eólica	Lisboa	39,025907	-9,044154	10	Em funcionamento	2004	12	Amaral	5	2000	Gamesa	G-80	EDP Renováveis	EDP Renováveis Portugal, S.A.	3	3	2
Arcela	Eólica	Lisboa	38,989824	-9,153157	11,5	Em funcionamento	2005	10	Arcela	5	2300	NORDEX	N90/2300	Iberwind	Monte Agraço - Energias Alternativas, Lda.	3	3	2
Archeira 1	Eólica	Lisboa	39,035165	-9,218699	0,6	Em funcionamento	2000	0	Archeira 1	1	600	ENERCON	E-40/6.44	NOROESTE	NOROESTE Produção e Comercialização de Energias Renováveis, S.A.	3	3	2
Archeira 2	Eólica	Lisboa	39,037192	-9,224532	2	Em funcionamento	2004	0	Archeira 2	1	2000	ENERCON	E-66/20.70	NOROESTE	NOROESTE Produção e Comercialização de Energias Renováveis, S.A.	3	3	2
Archeira 2 (2)	Eólica	Lisboa	39,037192	-9,224532	2	Em funcionamento	2004	0	Archeira 2 - 2ª fase	1	2000	ENERCON	E-66/20.70	NOROESTE	NOROESTE Produção e Comercialização de Energias Renováveis, S.A.	3	3	2
Archeira 3	Eólica	Lisboa	39,034562	-9,21949	0,6	Em funcionamento	2005	0	Archeira 3	1	600	ENERCON	E-40/6.44	Teixeira & Lima, SGPS, S.A.	Enercancelos - Energias Eólicas, Lda.	3	3	2
Arruda	Eólica	Lisboa	38,969749	-9,16658	6	Em funcionamento	2006	8	Arruda	3	2000	Gamesa	G-83	EDP Renováveis	EDP Renováveis Portugal, S.A.	3	3	2
Bolores	Eólica	Lisboa	38,859954	-9,22651	5,2	Em funcionamento	2003	11	Bolores	4	1300	Bonus (Siemens Wind Power A/S)	1.3 MW	EDP Renováveis	EDP Renováveis Portugal, S.A.	3	3	2
Catifeja	Eólica	Lisboa	39,041728	-9,232443	18	Em funcionamento	2004	7	Catifeja	9	2000	Gamesa	G-80	IBERDROLA	IBERDROLA RENEWABLES PORTUGAL, S.A.	3	3	2

Fanhões	Eólica	Lisboa	38,892593	-9,145952	12	Em funcionamento	2005	4	Fanhões	6	2000	Gamesa	G-80	EDP Renováveis	EDP Renováveis Portugal, S.A.	3	3	2
Fanhões (2)	Eólica	Lisboa	38,892593	-9,145952	6	Em funcionamento	2005	4	Fanhões II	3	2000	Gamesa	G-80	EDP Renováveis	EDP Renováveis Portugal, S.A.	3	3	2
Gi	Eólica	Lisboa	38,968717	-9,085466	4	Em funcionamento	2000	9	Gi	2	2000	ENERCON	E-66/20.70	Auditerg	VENTOESTE, Lda.	3	3	2
Gi (2)	Eólica	Lisboa	38,968717	-9,085466	0,6	Em funcionamento	2000	9	Boeiro 2	1	600	ENERCON	E-40/6.44	Auditerg	VENTOESTE, Lda.	3	3	2
Gi (3)	Eólica	Lisboa	38,968717	-9,085466	0,6	Em funcionamento	2000	9	São João	1	600	ENERCON	E-40/6.44	Auditerg	VENTOESTE, Lda.	3	3	2
Gi (4)	Eólica	Lisboa	38,968717	-9,085466	1,2	Em funcionamento	2000	9	São Romão	2	600	ENERCON	E-40/6.44	Auditerg	VENTOESTE, Lda.	3	3	2
Igreja Nova	Eólica	Lisboa	38,909762	-9,27602	3,3	Em funcionamento	1999	0	Igreja Nova	2	1650	VESTAS	V66-1.65	Iberwind	Enerflora - Produção de Energia Eléctrica, Lda.	3	3	2
Igreja Nova (2)	Eólica	Lisboa	38,909762	-9,27602	3,9	Em funcionamento	1999	0	Igreja Nova II	3	1300	NORDEX	N60	Iberwind	Enerflora - Produção de Energia Eléctrica, Lda.	3	3	2
Jarmeleira	Eólica	Lisboa	38,906687	-9,292863	0,85	Em funcionamento	2002	0	Jarmeleira	1	850	VESTAS	V52-850 kW	Iberwind	Enerflora - Produção de Energia Eléctrica, Lda.	3	3	2
Joginho	Eólica	Lisboa	39,100363	-9,166994	26	Em funcionamento	2006	10	Joginho	13	2000	REpower Systems AG	MM82	IE2 Portugal	Edifica de São Julião, Lda.	3	3	2
Maravilha I	Eólica	Lisboa	39,070667	-9,22352	6	Em funcionamento	2009	7	Maravilha I	3	2000	ENERCON	E-82	EDP Renováveis	Edifica da Terra do Mato, S.A.	0	3	2
Maravilha II	Eólica	Lisboa	39,056534	-9,199209	4	Em funcionamento	2009	7	Maravilha II	2	2000	ENERCON	E-82	EDP Renováveis	Edifica da Terra do Mato, S.A.	0	3	2
Milagres	Eólica	Lisboa	39,035264	-9,140091	6	Em funcionamento	2009	6	Milagres	3	2000	ENERCON	E-82	EDP Renováveis	Edifica da Terra do Mato, S.A.	0	3	2
Moinho de Manique	Eólica	Lisboa	38,895578	-9,237604	0,6	Em funcionamento	2004	11	Moinho de Manique	1	600	ENERCON	E-40/6.44	Acciona Energia Portugal	Parque Eólico de Manique, S.A.	3	3	2
Moinho de Manique (2)	Eólica	Lisboa	38,895578	-9,237604	2	Em funcionamento	2004	11	Moinho de Manique	1	2000	ENERCON	E-66/20.70	Acciona Energia Portugal	Parque Eólico de Manique, S.A.	3	3	2
Moinho Velho	Eólica	Lisboa	38,983885	-9,105494	1,8	Em funcionamento	2004	5	Moinho Velho	1	1800	ENERCON	E-66/20.70	FINERGE	BIOWATT - Recursos Energéticos, Lda.	3	3	2
Montijo	Eólica	Lisboa	39,022292	-9,139318	2	Em funcionamento	2005	5	Montijo	1	2000	ENERCON	E-70 E4	Acciona Energia Portugal	SERE - Sociedade Exploradora de Recursos Eléctricos, S.A.	3	3	2
Passarinho	Eólica	Lisboa	38,982026	-9,174008	8	Em funcionamento	2005	5	Passarinho	4	2000	ENERCON	E-70 E4	Acciona Energia Portugal	Empreendimentos Eólicos do Verde Horizonte, S.A.	3	3	2
Picotinhos - Valérios	Eólica	Lisboa	38,888327	-9,200492	2	Em funcionamento	2006	3	Picotinhos - Valérios	1	2000	REpower Systems AG	MM82	Cavalum SGPS, S.A.	Edifica de Fanhões, Lda.	3	3	2
Pó	Eólica	Lisboa	39,303382	-9,214621	9,1	Em funcionamento	2006	9	Pó	7	1300	Bonus (Siemens Wind Power A/S)	1.3 MW	EDP Renováveis	EDP Renováveis Portugal, S.A.	3	3	2
Ribamar	Eólica	Lisboa	39,005484	-9,405314	6	Em funcionamento	2004	0	Ribamar	3	2000	REpower Systems AG	MM82	Energetix	Parque Eólico de Ribamar, Lda	3	3	2
São Mamede	Eólica	Lisboa	38,973848	-9,227371	6,9	Em funcionamento	2005	11	São Mamede	3	2300	NORDEX	N90/2300	Iberwind	Enerflora - Produção de Energia Eléctrica, Lda.	3	3	2
Sardinha	Eólica	Lisboa	38,874131	-9,221893	26	Em funcionamento	2008	5	Sardinha	13	2000	Gamesa	G-90	Acciona Energia Portugal	NOTOS - Produção de Energia Eléctrica, Lda	3	3	2
Senhora do Socorro	Eólica	Lisboa	39,020738	-9,207491	6	Em funcionamento	2006	4	Senhora do Socorro	3	2000	ENERCON	E-70 E4	Acciona Energia Portugal	SERE - Sociedade Exploradora de Recursos Eléctricos, S.A.	3	3	2
Senhora do Socorro (2)	Eólica	Lisboa	39,020738	-9,207491	2	Em funcionamento	2006	4	Senhora do Socorro	1	2000	ENERCON	E-82	Acciona Energia Portugal	SERE - Sociedade Exploradora de Recursos Eléctricos, S.A.	3	3	2
Seramena	Eólica	Lisboa	39,000365	-9,140359	2	Em funcionamento	2011	1	Seramena	1	2000	ENERCON	E-82	Acciona Energia Portugal	SERE - Sociedade Exploradora de Recursos Eléctricos, S.A.	0	3	2
Serra da Capucha	Eólica	Lisboa	39,060703	-9,259659	10	Em funcionamento	2005	6	Serra da Capucha	5	2000	ENERCON	E-70 E4	FINERGE	Parque Eólico da Serra da Capucha, S.A.	3	3	2
Serra da Escusa	Eólica	Lisboa	38,967464	-9,243772	2	Em funcionamento	2005	9	Serra da Escusa	2	1000	WinWinD	WWD-1	Iberwind	Enerflora - Produção de Energia Eléctrica, Lda.	3	3	2
Serra de Todo-o-Mundo	Eólica	Lisboa	39,292628	-9,027912	10	Em funcionamento	2004	0	Serra de Todo-o-Mundo	5	2000	VESTAS	V80-2.0 MW	Iberwind	Iberwind II Produção, Sociedade Unipessoal, Lda.	3	3	2
Sobral	Eólica	Lisboa	38,971176	-9,176123	14	Em funcionamento	2006	9	Sobral	7	2000	Gamesa	G-83	EDP Renováveis	EDP Renováveis Portugal, S.A.	3	3	2
Vale de Galegos	Eólica	Lisboa	39,046725	-9,309663	8	Em funcionamento	2010	1	Vale de Galegos	4	2000	ENERCON	E-82	EDP Renováveis	Edifica da Terra do Mato, S.A.	0	3	2
Vale de Galegos (3)	Eólica	Lisboa	39,046725	-9,309663	6	Em funcionamento	2010	1	Vale de Galegos - Romeirão	3	2000	ENERCON	E-82	EDP Renováveis	Edifica da Terra do Mato, S.A.	0	3	2
Vila Franca de Xira	Eólica	Lisboa	38,890271	-9,118084	12,6	Em funcionamento	2009	0	Vila Franca de Xira	6	2100	Suzion	S88	SPEE	SPEE 2 - Parque Eólico de Vila Franca de Xira, S.A.	0	3	2

Alto dos Forninhos	Eólica	Portalegre	39,294756	-7,356675	8,2	Em funcionamento	2014	0	Alto dos Forninhos	4	2050	Senvion	MM92	Energetix	Ventculto	0	0	3
Abogalheira	Eólica	Porto	41,192643	-8,042677	3,34	Em funcionamento	2006	9	Abogalheira	2	1670	ECOTÉCNIA	ECOTÉCNIA 80 1.6	EDP Renováveis	EDP Renováveis Portugal, S.A.	1	1	1
Baião	Eólica	Porto	41,18665	-7,959262	6,3	Em funcionamento	2009	0	Baião	3	2100	Suzion	S88	SPEE	SPEE 3 - Parque Eólico de Baião, S.A.	0	0	1
Boneca	Eólica	Porto	41,063457	-8,345827	0,6	Em funcionamento	2003	0	Boneca	1	600	ENERCON	E-40/6.44	Gerbasto	Enercanceles Energias Eólicas, Lda.	1	1	1
Chorida 1	Eólica	Porto	41,209337	-7,93934	0,8	Em funcionamento	2006	6	Chorida 1	1	800	ENERCON	E-48 600	Eólica do Penedo Ruivo, Lda.	Eólica do Penedo Ruivo, Lda.	1	1	1
Chorida 2	Eólica	Porto	41,210718	-7,936254	0,8	Em funcionamento	2006	6	Chorida 2	1	800	ENERCON	E-48 800	Eólica da Castanheira, Lda.	Eólica da Castanheira, Lda.	1	1	1
Mafómedes	Eólica	Porto	41,220604	-7,92445	4,2	Em funcionamento	2008	12	Mafómedes	2	2100	Suzion	S88	ENERGIEKONTOR Portugal, S.A.	ENERGIEKONTOR Portugal - Energia Eólica, Lda.	1	1	1
Penedo Ruivo	Eólica	Porto	41,235765	-7,908331	13	Em funcionamento	2005	0	Penedo Ruivo	10	1300	Bonus (Siemens Wind Power A/S)	1.3 MW	ENERGIEKONTOR	ENERGIEKONTOR Portugal - Energia Eólica, Lda.	2	2	1
Portal da Freita	Eólica	Porto	41,267475	-7,896513	0,5	Em funcionamento	1998	12	Portal da Freita	1	500	ENERCON	E-40	Acciona Energia Portugal, S.A.	Acciona Eólica Portugal, S.A.	2	2	1
Portal da Freita (2)	Eólica	Porto	41,267475	-7,896513	0,6	Em funcionamento	2005	0	Portal da Freita II	1	600	ENERCON	E-48 600	Acciona Energia Portugal, S.A.	Acciona Eólica Portugal, S.A.	2	2	1
Sebolido	Eólica	Porto	41,065166	-8,345417	0,8	Em funcionamento	2006	0	Sebolido	1	800	ENERCON	E-48 800	Gerbasto	Enercanceles II - Energias Eólicas, Lda.	1	1	1
Seixinhos	Eólica	Porto	41,206999	-7,886219	10,4	Em funcionamento	2006	0	Seixinhos	8	1300	Bonus (Siemens Wind Power A/S)	1.3 MW	ENERGIEKONTOR	ENERGIEKONTOR Portugal - Energia Eólica, Lda.	1	1	1
Serra da Boneca - Torrão	Eólica	Porto	41,072707	-8,34251	2	Em funcionamento	2007	3	Serra da Boneca - Torrão	1	2000	REpower Systems AG	MM82	Cavalum SGPS, S.A.	Eólica do Torrão, Lda.	1	1	1
Serra da Boneca II	Eólica	Porto	41,059379	-8,340048	8	Em funcionamento	2005	6	Serra da Boneca II	4	2000	ENERCON	E-70 E4	Gerbasto	Eólica da Boneca - Empreendimentos Eólicos, S.A.	1	1	1
Teixeiró	Eólica	Porto	41,19532	-7,889398	6	Em funcionamento	2004	0	Teixeiró	3	2000	REpower Systems AG	MM70	GESFINU	Energia Verde - produção de energia, Lda.	1	1	1
Teixeiró (2)	Eólica	Porto	41,19532	-7,889398	8	Em funcionamento	2004	0	Teixeiró	4	2000	REpower Systems AG	MM82	GESFINU	Energia Verde - produção de energia, Lda.	1	1	1
Bairro	Eólica	Santarém	39,586647	-8,57827	22	Em funcionamento	2009	8	Bairro	11	2000	ENERCON	E-82	EDP Renováveis	Eólica do Alto da Lagoa, S.A.	0	4	2
Pracana	Eólica	Santarém	39,570281	-7,825957	2	Em funcionamento	2006	2	Pracana	1	2000	ENERCON	E-70 E4	Acciona Energia Portugal	Acciona Energia Portugal	4	4	2
Serra da Amêndoa	Eólica	Santarém	39,622191	-8,028232	4,5	Em funcionamento	2002	9	Serra da Amêndoa	5	900	NEG-MICON	NM 900-52	WTG Energia	WTG Energias, S.A.	4	4	2
Serra da Amêndoa (2)	Eólica	Santarém	39,622191	-8,028232	14,85	Em funcionamento	2004	0	Serra da Amêndoa - 2ª fase	9	1650	VESTAS	NM82	WTG Energia	WTG Energias, S.A.	4	4	2
Serra da Lage	Eólica	Santarém	39,627231	-7,985606	2,25	Em funcionamento	1999	0	Serra da Lage	3	750	NEG-MICON	NM 750-48	WTG Energia	WTG Energias, S.A.	4	4	2
Serra da Lage (2)	Eólica	Santarém	39,627231	-7,985606	2,25	Em funcionamento	2000	0	Serra da Lage - 2ª fase	3	750	NEG-MICON	NM 750-48	WTG Energia	WTG Energias, S.A.	4	4	2
Serra dos Candeeiros	Eólica	Santarém	39,408691	-8,938601	75	Em funcionamento	2005	6	Serra dos Candeeiros	25	3000	VESTAS	V90-3.0 MW	Iberwind	Iberwind II Produção, Sociedade Unipessoal, Lda.	3	3	2
Serra dos Candeeiros (2)	Eólica	Santarém	39,408691	-8,938601	36	Em funcionamento	2005	0	Candeeiro II	12	3000	VESTAS	V90-3.0 MW	Iberwind	Iberwind II Produção, Sociedade Unipessoal, Lda.	3	3	2
Chaminé	Eólica	Setúbal	37,865931	-8,751155	6,9	Em funcionamento	2005	9	Chaminé	3	2300	NORDEX	N90/2300	Generg	Unipessoal, Lda. Generg Ventos de Sines - Energias Renováveis, Lda.	3	3	4
Costa Vicentina	Eólica	Setúbal	37,852993	-8,728566	10	Em funcionamento	2005	6	Costa Vicentina	5	2000	REpower Systems AG	MM82	Acciona Energia Portugal	Parque Eólico da Costa Vicentina, S.A.	3	3	4
Moinho dos Chãos	Eólica	Setúbal	37,956276	-8,838897	1,8	Em funcionamento	1992	0	Moinho dos Chãos	12	150	WINWORLD	W-2800/150	Aerogeradores de Portugal S.A.	Aerogeradores de Portugal S.A.	3	3	4
Alagoa de Cima	Eólica	Viana do Castelo	41,969828	-8,45677	13,5	Em funcionamento	2005	0	Alagoa de Cima	9	1500	GE Wind Energy	1.5s	EDP Renováveis	EDP Renováveis	1	1	1
Alto Minho I	Eólica	Viana do Castelo	42,015415	-8,345598	10	Em funcionamento	2007	12	Alto Minho I	5	2000	ENERCON	E-70 E4	EEVM	Ventominho - Energias Renováveis, S.A.	1	1	1
Alto Minho I (2)	Eólica	Viana do Castelo	42,015415	-8,345598	56	Em funcionamento	2007	12	Alto do Corisco	28	2000	ENERCON	E-82	EEVM	Ventominho - Energias Renováveis, S.A.	1	1	1
Alto Minho I (4)	Eólica	Viana do Castelo	42,015415	-8,345598	26	Em funcionamento	2007	12	Mendoiro Bustave	13	2000	ENERCON	E-70 E4	EEVM	Ventominho - Energias Renováveis, S.A.	1	1	1
Alto Minho I (5)	Eólica	Viana do Castelo	42,015415	-8,345598	26	Em funcionamento	2007	12	Mendoiro Bustave	13	2000	ENERCON	E-82	EEVM	Ventominho - Energias Renováveis, S.A.	1	1	1
Alto Minho I (6)	Eólica	Viana do Castelo	42,015415	-8,345598	22	Em funcionamento	2007	12	Picos	11	2000	ENERCON	E-70 E4	EEVM	Ventominho - Energias	1	1	1

Alto Minho I (7)	Eólica	Viana do Castelo	42,015415	-8,345598	30	Em funcionamento	2007	12	Picos	15	2000	ENERCON	E-82	EEVM	Renováveis, S.A. Vantominho - Energias Renováveis, S.A.	1	1	1
Alto Minho I (8)	Eólica	Viana do Castelo	42,015415	-8,345598	28	Em funcionamento	2007	12	Picoto	14	2000	ENERCON	E-70 E4	EEVM	Renováveis, S.A. Vantominho - Energias Renováveis, S.A.	1	1	1
Alto Minho I (9)	Eólica	Viana do Castelo	42,015415	-8,345598	10	Em funcionamento	2007	12	Picoto	5	2000	ENERCON	E-82	EEVM	Renováveis, S.A. Vantominho - Energias Renováveis, S.A.	1	1	1
Alto Minho I (11)	Eólica	Viana do Castelo	42,015415	-8,345598	32	Em funcionamento	2007	12	Santo António	16	2000	ENERCON	E-70 E4	EEVM	Renováveis, S.A. Vantominho - Energias Renováveis, S.A.	1	1	1
Arga	Eólica	Viana do Castelo	41,824591	-8,710798	36	Em funcionamento	2006	4	Arga	12	3000	VESTAS	V90-3.0 MW	EEVM	Empreendimentos Eólicos da Espiga, S.A.	1	1	1
Carreço-Outeiro	Eólica	Viana do Castelo	41,757862	-8,817567	20,7	Em funcionamento	2005	2	Carreço-Outeiro	9	2300	NORDEX	N90/2300	Generg	Generg Ventos de Viana do Castelo - Energias Renováveis, Lda.	1	1	1
Espiga	Eólica	Viana do Castelo	41,836568	-8,832097	6	Em funcionamento	2005	0	Espiga	3	2000	ENERCON	E-70 E4	EEVM	Empreendimentos Eólicos da Espiga, S.A.	1	1	1
Fonte da Lameira	Eólica	Viana do Castelo	41,80462	-8,697779	0,6	Em funcionamento	2003	0	Fonte da Lameira	1	600	ENERCON	E-40/6.44	NOVENERGI, Produção de Electricidade, Lda.	NOVENERGI, Produção de Electricidade, Lda.	1	1	1
Praia Norte	Eólica	Viana do Castelo	41,687471	-8,845271	2	Em funcionamento	2012	5	Praia Norte	1	2000	ENERCON	E82 E2 FTQ	ENERCON	EnercorPor - Energias Renováveis de Portugal Sociedade Unipessoal, Lda	0	1	1
São Paio	Eólica	Viana do Castelo	41,912489	-8,711282	10	Em funcionamento	2005	0	São Paio	5	2000	ENERCON	E-70 E4	EEVM	Empreendimentos Eólicos Cerveirenses, S.A.	1	1	1
Agueira	Eólica	Vila Real	41,776468	-7,866659	0,6	Em funcionamento	2003	10	Agueira	1	600	ENERCON	E-40/6.44	FINERGE	Empreendimento Eólico de Viade, Lda.	2	2	1
Alto do Marco	Eólica	Vila Real	41,407268	-7,800864	12	Em funcionamento	2011	5	Alto do Marco	6	2000	ENERCON	E-82	FINERGE	Parque Eólico de Gevancas, S.A.	0	2	1
Alto do Seixal	Eólica	Vila Real	41,715906	-7,796935	1,6	Em funcionamento	2006	1	Alto do Seixal	2	800	ENERCON	E-48 800	EHATB	Eólica de Athô, Lda.	2	2	1
Alturas do Barroso Alvão	Eólica	Vila Real	41,710303	-7,823979	0,6	Em funcionamento	2003	1	Alturas do Barroso Alvão	1	600	ENERCON	E-40/6.44	EHATB	Empresa Eólica do Barroso, Lda.	2	2	1
Alvão (2)	Eólica	Vila Real	41,443628	-7,730156	10,8	Em funcionamento	2002	3	Alvão	6	1800	ENERCON	E-66/18.70	EHATB	Empreendimento Eólico de Alvadia, Lda.	2	2	1
Bulgueira	Eólica	Vila Real	41,528869	-7,719343	2,4	Em funcionamento	2003	3	Bulgueira	3	800	NORDEX	N50	HIDROERG	ATBERG - Eólicas do Alto Tâmega e Barroso, Lda.	2	2	1
Cabeço Alto	Eólica	Vila Real	41,876	-7,836356	11,7	Em funcionamento	2000	0	Cabeço Alto	9	1300	NORDEX	N60	Iberwind	PESEL - Parque Eólico da Serra do Larouco, S.A.	2	2	1
Caravelas	Eólica	Vila Real	41,354855	-7,770854	0,6	Em funcionamento	2000	5	Caravelas	1	600	ENERCON	E-40/6.44	Acciona Energia Portugal	Acciona Energia Portugal, S.A.	2	2	1
Caravelas (2)	Eólica	Vila Real	41,354855	-7,770854	0,6	Em funcionamento	2000	5	caravelas	1	600	ENERCON	E-48 600	Acciona Energia Portugal, S.A.	Acciona Energia Portugal, S.A.	2	2	1
Casa da Lagoa	Eólica	Vila Real	41,561219	-7,524949	0,6	Em funcionamento	2006	3	Casa da Lagoa	1	600	ENERCON	E-48 600	EHATB	Eólica de Barbadas, Lda.	2	2	1
Chã do Guilhado	Eólica	Vila Real	41,502962	-7,618638	2	Em funcionamento	2009	9	Chã do Guilhado	1	2000	ENERCON	E-82	HIDROERG	ATBERG - Eólicas do Alto Tâmega e Barroso, Lda.	0	2	1
Leiranco	Eólica	Vila Real	41,732734	-7,649434	0,6	Em funcionamento	2006	2	Leiranco	1	600	ENERCON	E-48 600	EHATB	Eólica do Leiranco, Lda.	2	2	1
Lomba da Seixa	Eólica	Vila Real	41,602385	-7,895751	1,3	Em funcionamento	2001	0	Lomba da Seixa	1	1300	NORDEX	N60	Iberwind	PESEL - Parque Eólico da Serra do Larouco, S.A.	2	2	1
Lomba da Seixa (2)	Eólica	Vila Real	41,602385	-7,895751	11,7	Em funcionamento	2001	0	Lomba da Seixa	9	1300	NORDEX	N60	Iberwind	PESEL - Parque Eólico da Serra do Larouco, S.A.	2	2	1
Lomba da Seixa II	Eólica	Vila Real	41,598152	-7,893616	12	Em funcionamento	2004	0	Lomba da Seixa II	8	1500	GE Wind Energy	1.5s	Iberwind	PESEL - Parque Eólico da Serra do Larouco, S.A.	2	2	1
Lomba do Vale	Eólica	Vila Real	41,602608	-7,989601	16,1	Em funcionamento	2010	0	Lomba do Vale	7	2300	NORDEX	N90/2300	Brookfield Renewable	Eólica dos Candeeiros - Parques Eólicos Unipessoal, Lda.	0	1	1
Lomba do Vale (2)	Eólica	Vila Real	41,602608	-7,989601	5	Em funcionamento	2010	0	Lomba do Vale	2	2500	NORDEX	N90/2500	Brookfield Renewable	Eólica dos Candeeiros - Parques Eólicos Unipessoal, Lda.	0	1	1
Mairos 1	Eólica	Vila Real	41,843604	-7,337351	0,6	Em funcionamento	2006	5	Mairos 1	1	600	ENERCON	E-48 600	EHATB	Eólica da Serra de Mairos, Lda.	2	2	1
Mairos 1 (2)	Eólica	Vila Real	41,843604	-7,337351	2	Em funcionamento	2006	5	Mairos I	1	2000	ENERCON	E-70 E4	EHATB	Eólica da Serra de Mairos, Lda.	2	2	1
Mairos 2	Eólica	Vila Real	41,844707	-7,335285	0,6	Em funcionamento	2006	3	Mairos 2	1	600	ENERCON	E-48 600	EHATB	Eólica da Serra de Mairos, Lda.	2	2	1

Meroicinha	Eólica	Vila Real	41,37162	-7,757682	6	Em funcionamento	2004	1	Meroicinha	3	2000	VESTAS	V80-2.0 MW	Iberwind	Hidromarão - Sociedade Produtora de Energia, S.A.	2	2	1
Meroicinha (2)	Eólica	Vila Real	41,37162	-7,757682	3	Em funcionamento	2004	1	Meroicinha	1	3000	VESTAS	V90-3.0 MW	Iberwind	Hidromarão - Sociedade Produtora de Energia, S.A.	2	2	1
Meroicinha II	Eólica	Vila Real	41,3870008	-7,7490511	15	Em funcionamento	2011	0	Meroicinha II	6	2500	NORDEX	N90/2500	DirétrizVerde, Lda	Eólica de Alto Marão - Energia Eólica, Lda.	0	2	1
Negrelo e Guilhado	Eólica	Vila Real	41,475041	-7,62717	2	Em funcionamento	2009	3	Negrelo e Guilhado	1	2000	ENERCON	E-82	EDP Renováveis	Eólica de Montenegro, S.A.	0	2	1
Negrelo e Guilhado (2)	Eólica	Vila Real	41,475041	-7,62717	20	Em funcionamento	2011	12	Negrelo e Guilhado	10	2000	ENERCON	E-82	EDP Renováveis	Eólica de Montenegro, S.A.	0	2	1
Outeiro	Eólica	Vila Real	41,334014	-7,836184	30	Em funcionamento	2005	6	Outeiro	15	2000	ENERCON	E-70 E4	Acciona Energia Portugal	Parque Eólico do Outeiro, S.A.	2	2	1
Padrela	Eólica	Vila Real	41,563495	-7,525539	0,6	Em funcionamento	2003	1	Padrela	1	600	ENERCON	E-40/6.44	EDP Renováveis	EDP Renováveis Portugal, S.A.	2	2	1
Padrela	Eólica	Vila Real	41,438434	-7,649762	7,5	Em funcionamento	2004	2	Padrela	5	1500	ENERCON	1.5s	EHATB	Eólica da Padrela, Lda.	2	2	1
Pena Suar	Eólica	Vila Real	41,292691	-7,921582	10	Em funcionamento	1997	12	Pena Suar	20	500	ENERCON	E-40	EDP Renováveis	EDP Renováveis Portugal, S.A.	2	2	1
Pena Suar (2)	Eólica	Vila Real	41,292691	-7,921582	6	Em funcionamento	2005	11	Pena Suar	3	2000	ENERCON	E-70 E4	EDP Renováveis	EDP Renováveis Portugal, S.A.	2	2	1
Salgueiros-Guilhado	Eólica	Vila Real	41,490006	-7,800985	8	Em funcionamento	2009	3	Salgueiros-Guilhado	4	2000	ENERCON	E-82	EDP Renováveis	Eólica dos Altos de Salgueiros-Guilhado, S.A.	0	2	1
Serra do Alvão	Eólica	Vila Real	41,416665	-7,735467	42	Em funcionamento	2008	12	Serra do Alvão	21	2000	Gamesa	G-87	IBERDROLA	PARQUE EÓLICO SERRA DO ALVÃO, S.A.	2	2	1
Serra do Barroso	Eólica	Vila Real	41,685645	-7,872798	18	Em funcionamento	2003	5	Serra do Barroso	9	2000	VESTAS	V80-2.0 MW	EDP Renováveis	EDP Renováveis Portugal, S.A.	2	2	1
Serra do Barroso II	Eólica	Vila Real	41,691744	-7,843077	12	Em funcionamento	2009	3	Serra do Barroso II	6	2000	ENERCON	E-82	EDP Renováveis	Eólica da Serra das Alturas, S.A.	0	2	1
Serra do Barroso III	Eólica	Vila Real	41,680585	-7,849732	16	Em funcionamento	2009	8	Serra do Barroso III	8	2000	ENERCON	E-82	EDP Renováveis	Eólica do Alto do Moutisco, S.A.	0	2	1
Serra do Leiranco	Eólica	Vila Real	41,741501	-7,953528	27,6	Em funcionamento	2014	5	Serra do Leiranco	12	2300	ENERCON	E-92	EDP Renováveis	Eólica do Castelo, S.A.	0	0	1
Terra Fria	Eólica	Vila Real	41,742136	-7,942847	10	Em funcionamento	2010	1	Terra Fria	5	2000	ENERCON	E-82	Trustenergy	Trustwind	0	2	1
Terra Fria (2)	Eólica	Vila Real	41,742136	-7,942847	36	Em funcionamento	2010	1	Facho Colmeira	18	2000	ENERCON	E-82	Trustenergy	Trustwind	0	2	1
Terra Fria (3)	Eólica	Vila Real	41,742136	-7,942847	50	Em funcionamento	2010	1	Montalegre	25	2000	ENERCON	E-82	Trustenergy	Trustwind	0	2	1
Trandeliras	Eólica	Vila Real	41,546657	-7,689739	18,2	Em funcionamento	2003	0	Trandeliras	14	1300	Bonus (Siemens Wind Power A/S)	1.3 MW	ENERGIEKONTOR	Energiekontor Portugal - Energia Eólica, Lda.	2	2	1
Vila Cova	Eólica	Vila Real	41,314972	-7,897534	34,5	Em funcionamento	2014	4	Vila Cova	15	2300	ENERCON	E-92	EDP Renováveis	Eólica do Velão, S.A.	0	0	1
Alto do Monção	Eólica	Viseu	40,503326	-8,265713	32	Em funcionamento	2007	2	Alto do Monção	16	2000	Gamesa	G-87	IBERDROLA	EONERGI - ENERGIA EÓLICA, S.A.	4	4	2
Alto do Talefe	Eólica	Viseu	40,989832	-7,986782	13,5	Em funcionamento	2004	1	Alto do Talefe	9	1500	GE Wind Energy	1.5s	EDP Renováveis	EDP Renováveis Portugal, S.A.	4	4	1
Alto Douro	Eólica	Viseu	41,069607	-7,576865	14	Em funcionamento	2010	2	Alto Douro	7	2000	ENERCON	E-82	FINERGE	Eólica do Alto Douro, S.A.	0	4	1
Arada-Montemuro	Eólica	Viseu	40,94657	-8,036764	50	Em funcionamento	2008	0	Arada-Montemuro	25	2000	ENERCON	E-82	EDF EN	Eólica da Arada - Empreendimentos Eólicos da Serra da Arada S.A.	4	4	2
Arada-Montemuro (2)	Eólica	Viseu	40,94657	-8,036764	6	Em funcionamento	2008	0	Aveloso	3	2000	ENERCON	E-82	EDF EN	Eólica da Arada - Empreendimentos Eólicos da Serra da Arada S.A.	4	4	2
Arada-Montemuro (4)	Eólica	Viseu	40,94657	-8,036764	34	Em funcionamento	2008	0	Carvalhosa	17	2000	ENERCON	E-82	EDF EN	Eólica da Arada - Empreendimentos Eólicos da Serra da Arada S.A.	4	4	2
Arada-Montemuro (7)	Eólica	Viseu	40,94657	-8,036764	22	Em funcionamento	2008	0	Picão	11	2000	ENERCON	E-82	EDF EN	Eólica da Arada - Empreendimentos Eólicos da Serra da Arada S.A.	4	4	2
Arcipreste	Eólica	Viseu	41,03524	-8,147781	0,6	Em funcionamento	2003	12	Arcipreste	1	600	ENERCON	E-40/6.44	FINERGE	EDCLINEF - Produção de energia Eólica, Lda.	4	4	1
Bigorne	Eólica	Viseu	41,056465	-7,8919	7	Em funcionamento	2002	0	Bigorne	4	1750	VESTAS	V66-1.75	Iberwind	PESM - Parque Eólico da Serra das Meadas, S.A.	4	4	1
Bustelo	Eólica	Viseu	41,003231	-7,995483	18	Em funcionamento	2009	11	Bustelo	9	2000	ENERCON	E-82	EDP Renováveis	Eólica do Alto da Teixosa, S.A.	0	4	1
Cabril	Eólica	Viseu	40,963768	-8,033514	16,2	Em funcionamento	2002	0	Cabril	9	1800	ENERCON	E-66/18.70	EDF EN	Eólica da Cabreira, S.A.	4	4	2
Cadração	Eólica	Viseu	40,5580792	-	1,2	Em funcionamento	2004	10	Cadração	1	1200	ENERCON	E-58/10.58	Acciona Energia Portugal	Acciona Eólica Portugal, S.A.	4	4	2
Candal / Coelheira	Eólica	Viseu	40,840418	-8,160589	40	Em funcionamento	2006	0	Candal / Coelheira	20	2000	ENERCON	E-70 E4	Acciona Energia Portugal	Eólica do Canto - Empreendimentos Eléctricos, S.A.	3	3	1
Caramulo	Eólica	Viseu	40,619816	-8,150788	6	Em funcionamento	2007	4	Caramulo	3	2000	ENERCON	E-82	Generg	Generg Ventos do Caramulo - Energias Renováveis, Lda.	4	4	1

Caramulo (2)	Eólica	Viseu	40,619816	-8,150788	34	Em funcionamento	2007	4	Bezerreira	17	2000	ENERCON	E-70 E4	Generg	Generg Ventos do Caramulo - Energias Renováveis, Lda.	4	4	1
Caramulo (3)	Eólica	Viseu	40,619816	-8,150788	12	Em funcionamento	2007	4	Caselho	6	2000	ENERCON	E-70 E4	Generg	Generg Ventos do Caramulo - Energias Renováveis, Lda.	4	4	1
Caramulo (4)	Eólica	Viseu	40,619816	-8,150788	30	Em funcionamento	2007	4	Fornelo do Monte	15	2000	ENERCON	E-70 E4	Generg	Generg Ventos do Caramulo - Energias Renováveis, Lda.	4	4	1
Caramulo (5)	Eólica	Viseu	40,619816	-8,150788	8	Em funcionamento	2007	4	Silvares	4	2000	ENERCON	E-70 E4	Generg	Generg Ventos do Caramulo - Energias Renováveis, Lda.	4	4	1
Casais	Eólica	Viseu	41,008305	-8,082214	2	Em funcionamento	2007	6	Casais	1	2000	ENERCON	E-82	Gerbasto	Edifica de Tendais - Empreendimentos Eólicos, Lda.	4	4	1
Cinfães	Eólica	Viseu	41,025196	-8,089235	8	Em funcionamento	2009	11	Cinfães	4	2000	ENERCON	E-82	EDP Renováveis	Edifica do Alto da Teixosa, S.A.	0	4	1
Douro Sul	Eólica	Viseu	40,973825	-7,688766	86,1	Em funcionamento	2016	0	Douro Sul	42	2050	Servion	MM92	FINERGE	Parque Eólico Douro Sul, S.A.	0	0	1
Douro Sul (2)	Eólica	Viseu	40,973825	-7,688766	24	Em funcionamento	2016	0	Sernancelhe	12	2000	Servion	MM100	FINERGE	Parque Eólico Douro Sul, S.A.	0	0	1
Douro Sul (3)	Eólica	Viseu	40,973825	-7,688766	38,95	Em funcionamento	2016	0	Três Marcos	19	2050	Servion	MM92	FINERGE	Parque Eólico Douro Sul, S.A.	0	0	1
Fonte da Mesa	Eólica	Viseu	41,094846	-7,868689	10,2	Em funcionamento	1996	8	Fonte da Mesa	17	600	VESTAS	V42	EDP Renováveis	EDP Renováveis Portugal, S.A.	4	4	1
Fonte da Mesa II	Eólica	Viseu	41,086263	-7,870015	10	Em funcionamento	2010	1	Fonte da Mesa II	5	2000	ENERCON	E-82	FINERGE	Edifica do Alto Douro, S.A.	0	4	1
Fonte da Queilha	Eólica	Viseu	41,011748	-8,100753	13,5	Em funcionamento	2004	1	Fonte da Queilha	9	1500	GE Wind Energy	1.5s	EDP Renováveis	EDP Renováveis Portugal, S.A.	4	4	1
Lagoa de D. João e Feirão	Eólica	Viseu	41,03174	-7,935203	34	Em funcionamento	2008	9	Lagoa de D. João e Feirão	17	2000	ENERCON	E-82	FINERGE	Empreendimentos Eólicos do Douro, S.A.	4	4	1
Lameira	Eólica	Viseu	40,967048	-8,028356	10,4	Em funcionamento	2005	0	Lameira	8	1300	Bonus (Siemens Wind Power A/S)	1.3 MW	ENERGIEKONTOR	Energiekontor Portugal - Energia Eólica, Lda.	4	4	2
Leomil	Eólica	Viseu	40,957532	-7,658981	16,1	Em funcionamento	2007	5	Leomil	7	2300	NORDEX	N90/2300	Iberwind	Iberwind II Produção, Sociedade Unipessoal, Lda.	4	4	1
Meadas	Eólica	Viseu	41,112979	-7,854023	9	Em funcionamento	2005	8	Meadas	3	3000	VESTAS	V90-3.0 MW	Generg	Megavento - Produção de Electricidade, Lda.	4	4	1
Mourisca	Eólica	Viseu	40,93433	-7,78141	38	Em funcionamento	2007	1	Mourisca	19	2000	Gamesa	G-87	Trustenergy	Trustwind	4	4	2
Nave	Eólica	Viseu	40,93425	-7,781278	38	Em funcionamento	2007	1	Nave	19	2000	Gamesa	G-90	Trustenergy	Trustwind	4	4	2
Pinheiro	Eólica	Viseu	40,971784	-7,982114	21,6	Em funcionamento	2002	0	Pinheiro	12	1800	ENERCON	E-66/18.70	EDF EN	Edifica da Cabreira, S.A.	4	4	1
Ribabelde	Eólica	Viseu	41,014556	-7,873504	14	Em funcionamento	2008	11	Ribabelde	7	2000	ENERCON	E-82	Acciona Energia Portugal	Empreendimentos Eólicos de Ribadelide, S.A.	4	4	1
Santa Helena	Eólica	Viseu	41,005382	-7,807276	4	Em funcionamento	2005	0	Santa Helena	2	2000	REpower Systems AG	MM82	GESFINU	Parque Eólico Senhora do Monte, Lda.	4	4	1
São Cristóvão	Eólica	Viseu	41,072409	-7,877764	1,65	Em funcionamento	2001	0	São Cristóvão	1	1650	VESTAS	V66-1.65	Iberwind	PESM - Parque Eólico da Serra das Meadas, S.A.	4	4	1
São Cristóvão (2)	Eólica	Viseu	41,072409	-7,877764	2	Em funcionamento	2001	0	São Cristóvão	1	2000	VESTAS	V80-2.0 MW	Iberwind	PESM - Parque Eólico da Serra das Meadas, S.A.	4	4	1
São Cristóvão (3)	Eólica	Viseu	41,072409	-7,877764	2	Em funcionamento	2001	0	São Cristóvão	1	2000	VESTAS	V90-2.0 MW	Iberwind	PESM - Parque Eólico da Serra das Meadas, S.A.	4	4	1
São Macário	Eólica	Viseu	40,870224	-8,078748	11,5	Em funcionamento	2007	12	São Macário	5	2300	NORDEX	N90/2300	Iberwind	Iberwind II Produção, Sociedade Unipessoal, Lda.	4	4	1
São Macário II	Eólica	Viseu	40,9924	-7,963971	23	Em funcionamento	2011	0	São Macário II	10	2300	NORDEX	N90/2300	Infusion	Ventos Propícios - Ene. Eol. Uni., Lda.	0	4	1
São Pedro	Eólica	Viseu	40,994289	-8,091348	10	Em funcionamento	2005	0	São Pedro	5	2000	ENERCON	E-70 E4	EDF EN	Edifica de Montemuro, S.A.	4	4	1
Senhora do Castelo I	Eólica	Viseu	41,033746	-8,150539	1,2	Em funcionamento	2003	1	Senhora do Castelo I	2	600	ENERCON	E-40/6.44	Acciona Energia Portugal	Parque Eólico dos Fiéis, S.A.	4	4	1
Senhora do Castelo II	Eólica	Viseu	41,032927	-8,152642	4	Em funcionamento	2003	9	Senhora do Castelo II	2	2000	ENERCON	E-66/20.70	Acciona Energia Portugal	Eólicas do Marão - Produção de Energia, S.A.	4	4	1
Sirigo	Eólica	Viseu	40,963741	-7,390294	4	Em funcionamento	2005	8	Sirigo	2	2000	ENERCON	E-70 E4	HIDROERG	HIDROERG - Projectos Energéticos, Lda.	4	4	1
Sobrado	Eólica	Viseu	40,966248	-8,038792	8	Em funcionamento	2009	0	Sobrado	4	2000	REpower Systems AG	MM82 Evolution	ENERGIEKONTOR	Energiekontor Portugal - Energia Eólica, Lda.	0	4	2
Tendais	Eólica	Viseu	41,037198	-8,119751	10	Em funcionamento	2007	12	Tendais	5	2000	ENERCON	E-82	Gerbasto	Enerbigorne - Projectos de Energia, S.A.	4	4	1
Testos	Eólica	Viseu	40,990299	-7,850286	24	Em funcionamento	2008	5	Testos	12	2000	ENERCON	E-82	EDP Renováveis	EDP Renováveis Portugal, S.A.	4	4	2
Vígia	Eólica	Viseu	40,99357	-7,788512	28,8	Em funcionamento	2018	0	Vígia	8	3600	Servion	MM114	EDP Renováveis	Edifica da Linha	0	0	1

Anexo B – Código *MATLAB* criado para o modelo

O código apresentado depende de ficheiros externos ao código. Contactar o autor em caso de necessidade dos ficheiros.

```
%Determinação das zonas de cada parque
load('matlab.mat', 'lat_lon')

%coordenadas geográficas dos pontos extremos de
portugal continental
x= [-9.48055556 -6.18916667];
y= [36.78101944 42.15401111];

%Lê figuras da DGE
figure,
imshow((imread('zonas2005.png')),XDData',YData',y)
figure,
imshow((imread('zonas2009.png')),XDData',YData',y)
figure,
imshow((imread('zonas2013.png')),XDData',YData',y)
set(gca, 'YDir','normal')
axis on

%figure, imshow(III(1:167,1:167,:))
III05 = imread('azonas2005.png');
III09 = imread('azonas2009.png');
III14 = imread('azonas2013.png');

%Coordenadas geográficas dos parques eólicos
portugueses
x1 = lat_lon(:,2);
y1 = lat_lon(:,1);

%%
%Transforma coordenadas para pixel value e grava a
cor nesse ponto
[x1 , y1]
pixel_x05 = round( [x1 + 9.50055556] * 390 /
[9.50055556 - 6.18916667])+2;
pixel_y05 = 761 - round( [y1 - 36.78101944] * 761 /
[42.15401111 - 36.78101944]);

pixel_x09 = round( [x1 + 9.50055556] * 445 /
[9.50055556 - 6.18916667])+2;
pixel_y09 = 888 - round( [y1 - 36.78101944] * 888 /
[42.15401111 - 36.78101944]);

pixel_x14 = round( [x1 + 9.50055556] * 442 /
[9.50055556 - 6.18916667])+2;
pixel_y14 = 823 - round( [y1 - 36.78101944] * 823 /
[42.15401111 - 36.78101944]);

[pixel_x , pixel_y]
RGB05 = III05(pixel_y05,pixel_x05,:);
RGB09 = III09(pixel_y09,pixel_x09,:);
RGB14 = III14(pixel_y14,pixel_x14,:);
%%
%Cria cores de referência para cada zona dependendo
do ano
%Pontos escolhidos pessoalmente

pixel_xref05 = [150 250 100 150];
pixel_yref05 = [95 95 600 300];
RGBref05 = III05(pixel_yref05,pixel_xref05,:);

pixel_xref09 = [150 250 90 250 250];
pixel_yref09 = [95 95 600 600 720];
RGBref09 = III09(pixel_yref09,pixel_xref09,:);

pixel_xref14 = [200 200 100 90 200];
pixel_yref14 = [100 300 600 550 780];
RGBref14 = III14(pixel_yref14,pixel_xref14,:);
%%

%Comparar com a cor de referência e indica a zona
correspondente ao parque
ano=lat_lon(:,3);
zona = zeros(379,3);
for i=1:379
    for j=1:379
        %zona pré 2009
        %parques com início de funcionamento antes de
2009
        if ano(i) < 2009
            if (RGB05(i,j,1) == RGBref05(1,1,1)) &&
(RGB05(i,j,2) == RGBref05(1,1,2)) && (RGB05(i,j,3) ==
RGBref05(1,1,3))
                zona(i,1) = 1;
            elseif (RGB05(i,j,1) == RGBref05(2,2,1)) &&
(RGB05(i,j,2) == RGBref05(2,2,2)) && (RGB05(i,j,3) ==
RGBref05(2,2,3))
                zona(i,1) = 2;
            elseif (RGB05(i,j,1) == RGBref05(3,3,1)) &&
(RGB05(i,j,2) == RGBref05(3,3,2)) && (RGB05(i,j,3) ==
RGBref05(3,3,3))
                zona(i,1) = 3;
            elseif (RGB05(i,j,1) == RGBref05(4,4,1)) &&
(RGB05(i,j,2) == RGBref05(4,4,2)) && (RGB05(i,j,3) ==
RGBref05(4,4,3))
                zona(i,1) = 4;
            else
                %verificar se algum parque não é
reconhecido
                zona(i,1) = 100;
            end
        end
    end
    %%
    %Completa zonas não reconhecidas no
programa
    %Só dará para uma ordem específica
    %2005
    zona(12,1) =1;
    zona(13,1) =1;
    zona(16,1) =1;
    zona(82,1) =3;
    zona(101,1) =3;
    zona(159,1) =3;
    zona(199,1) =3;
    zona(225,1) =1;
    zona(228,1) =1;
    zona(229,1) =1;
    zona(241,1) =3;
    zona(271,1) =2;
    zona(283,1) =2;
    zona(284,1) =2;
    zona(285,1) =2;
    zona(357,1) =4;

    %Ver 2005 estes dois estão numa zona não
deliniada,
    %início de funcionamento proveniente da base
de dados errado
    zona(8,1)=0;
    zona(111,1)=0;

    %%
    %zona 2009-2014
    %parques com início de funcionamento antes de
2014
    if ano(i) < 2014
        %parques com início de funcionamento antes
de 2009 têm a
        %mesma zona
        if ano(i)<2009
            zona(i,2) = zona(i,1);
            elseif (RGB09(i,j,1) == RGBref09(1,1,1)) &&
(RGB09(i,j,2) == RGBref09(1,1,2)) && (RGB09(i,j,3) ==
RGBref09(1,1,3))
                zona(i,2) = 1;
            elseif (RGB09(i,j,1) == RGBref09(2,2,1)) &&
(RGB09(i,j,2) == RGBref09(2,2,2)) && (RGB09(i,j,3) ==
RGBref09(2,2,3))
                zona(i,2) = 2;
            elseif (RGB09(i,j,1) == RGBref09(3,3,1)) &&
(RGB09(i,j,2) == RGBref09(3,3,2)) && (RGB09(i,j,3) ==
RGBref09(3,3,3))
                zona(i,2) = 3;
            elseif (RGB09(i,j,1) == RGBref09(4,4,1)) &&
(RGB09(i,j,2) == RGBref09(4,4,2)) && (RGB09(i,j,3) ==
RGBref09(4,4,3))
                zona(i,2) = 4;
            elseif (RGB09(i,j,1) == RGBref09(5,5,1)) &&
(RGB09(i,j,2) == RGBref09(5,5,2)) && (RGB09(i,j,3) ==
RGBref09(5,5,3))
                zona(i,2) = 5;
            else
                zona(i,2) = 100;
            end
        end
    end
    %%
    %Completa zonas não reconhecidas no
programa
    %Só dará para uma ordem específica
    %2009
    zona(8,2) =5;
    zona(85,2) =3;
    zona(86,2) =3;
    zona(94,2) =4;
    zona(96,2) =3;
    zona(97,2) =3;
    zona(98,2) =3;
    zona(99,2) =3;
    zona(100,2) =3;
    zona(103,2) =3;
    zona(104,2) =3;
    zona(105,2) =3;
    zona(106,2) =3;
    zona(107,2) =3;
    zona(111,2) =5;
    zona(140,2) =4;
    zona(187,2) =3;
    zona(188,2) =3;
    zona(189,2) =3;
    zona(190,2) =3;
    zona(204,2) =3;
    zona(210,2) =3;
    zona(211,2) =3;
    zona(212,2) =3;
    zona(213,2) =3;
    zona(216,2) =1;
    zona(230,2) =4;
    zona(257,2) =1;
    zona(260,2) =1;
    zona(265,2) =2;
    zona(281,2) =1;
    zona(282,2) =1;
    zona(301,2) =2;
    zona(302,2) =2;
```

```

zona(315,2) =4;
zona(316,2) =4;
zona(317,2) =4;
zona(336,2) =4;
zona(347,2) =4;
zona(352,2) =4;
zona(373,2) =4;
zona(376,2) =4;

%%
%zona pós 2014
if (RGB14(i,j,1) == RGBref14(1,1,1)) &&
(RGB14(i,j,2) == RGBref14(1,1,2)) && (RGB14(i,j,3) ==
RGBref14(1,1,3))
    zona(i,3) = 1;
elseif (RGB14(i,j,1) == RGBref14(2,2,1)) &&
(RGB14(i,j,2) == RGBref14(2,2,2)) && (RGB14(i,j,3) ==
RGBref14(2,2,3))
    zona(i,3) = 2;
elseif (RGB14(i,j,1) == RGBref14(3,3,1)) &&
(RGB14(i,j,2) == RGBref14(3,3,2)) && (RGB14(i,j,3) ==
RGBref14(3,3,3))
    zona(i,3) = 3;
elseif (RGB14(i,j,1) == RGBref14(4,4,1)) &&
(RGB14(i,j,2) == RGBref14(4,4,2)) && (RGB14(i,j,3) ==
RGBref14(4,4,3))
    zona(i,3) = 4;
elseif (RGB14(i,j,1) == RGBref14(5,5,1)) &&
(RGB14(i,j,2) == RGBref14(5,5,2)) && (RGB14(i,j,3) ==
RGBref14(5,5,3))
    zona(i,3) = 5;
else
    zona(i,3) = 100;
end
end
end

%%
%Completa zonas não reconhecidas no programa
%Só dará para uma ordem especifica
%2014
zona(1,3) =1;
zona(2,3) =2;
zona(3,3) =1;
zona(7,3) =4;
zona(8,3) =4;
zona(9,3) =4;
zona(10,3) =4;
zona(25,3) =1;
zona(26,3) =1;
zona(85,3) =2;
zona(86,3) =2;
zona(96:107,3) =5;
zona(108:111,3) =4;
zona(112:115,3) =4;
zona(128,3) =2;
zona(129,3) =2;
zona(140,3) =2;
zona(145,3) =2;
zona(149,3) =2;
zona(150,3) =2;
zona(159,3) =2;
zona(160,3) =2;
zona(165,3) =2;
zona(167,3) =2;
zona(169,3) =2;
zona(170,3) =2;
zona(171,3) =2;
zona(172,3) =2;
zona(175,3) =2;
zona(176,3) =2;
zona(177,3) =2;
zona(186,3) =2;

zona(187,3) =2;
zona(188,3) =2;
zona(197,3) =2;
zona(198,3) =2;
zona(199,3) =2;
zona(200,3) =2;
zona(205,3) =2;
zona(206,3) =2;
zona(207,3) =2;
zona(208,3) =2;
zona(210,3) =2;
zona(211,3) =2;
zona(212,3) =2;
zona(213,3) =2;
zona(214,3) =3;
zona(239,3) =4;
zona(240,3) =4;
zona(241,3) =4;
zona(242,3) =1;
zona(256,3) =1;
zona(257,3) =1;
zona(258,3) =1;
zona(260,3) =1;
zona(271,3) =1;
zona(283,3) =1;
zona(284,3) =1;
zona(285,3) =1;
zona(326:333,3) =2;
zona(336,3) =1;
zona(337,3) =2;
zona(338,3) =2;
zona(340,3) =1;
zona(340:350,3) =1;
zona(353,3) =1;
zona(355,3) =2;
zona(358,3) =2;
zona(359,3) =2;
zona(360,3) =1;
zona(361,3) =1;
zona(362,3) =1;
zona(366,3) =1;
zona(367,3) =1;
zona(368,3) =1;
zona(369,3) =1;
zona(372,3) =1;
zona(373,3) =2;
zona(377,3) =2;
zona(378,3) =1;

%%
%Ver posição dos parques na imagem

xx= x1:%(377);
yy= y1:%(377);

hold on
plot(xx,yy,'b+')

%%
%Determinação das horas de produção equivalente por
parque dependendo da
%zona
load('matlab.mat')
Zona05=Parquesmat(parqueeolico,4); %zona=
Parque(linha pedida,coluna zona05) de 2005 a 2008
Zona09=Parquesmat(parqueeolico,5); %zona=
Parque(linha pedida,coluna zona05) de 2009 a 2013
Zona14=Parquesmat(parqueeolico,6); %de 2014 a
2019

if a <2009
    variavel = 1;
    while variavel==1
        if Zona05 == 1
            horas05 = Horaseq1(m, a-1990);
            variavel = 0;
        elseif Zona05 == 2
            horas05 = Horaseq2(m, a-1990);
            variavel = 0;
        elseif Zona05 == 3
            horas05 = Horaseq3(m, a-1990);
            variavel = 0;
        elseif Zona05 == 4
            horas05 = Horaseq4(m, a-1990);
            variavel = 0;
        end
    end
elseif (a>=2009) && (a<2014)
    variavel = 1;
    while variavel==1
        if Zona09 == 1
            horas09 = Horaseq1(m, a-1990);
            variavel = 0;
        elseif Zona09 == 2
            horas09 = Horaseq2(m, a-1990);
            variavel = 0;
        elseif Zona09 == 3
            horas09 = Horaseq3(m, a-1990);
            variavel = 0;
        elseif Zona09 == 4
            horas09 = Horaseq4(m, a-1990);
            variavel = 0;
        elseif Zona09 == 5
            horas09 = Horaseq5(m, a-1990);
            variavel = 0;
        end
    end
elseif a>=2014
    variavel = 1;
    while variavel==1
        if Zona14 == 1
            horas14 = Horaseq1(m,a-1990);
            variavel = 0;
        elseif Zona14 == 2
            horas14 = Horaseq2(m,a-1990);
            variavel = 0;
        elseif Zona14 == 3
            horas14 = Horaseq3(m, a-1990);
            variavel = 0;
        elseif Zona14 == 4
            horas14 = Horaseq4(m, a-1990);
            variavel = 0;
        elseif Zona14 == 5
            horas14 = Horaseq5(m, a-1990);
            variavel = 0;
        end
    end
end
%%
%Funções de tarifa remuneratória de acordo com a
legislação
function P = tar_1988(TP,Ep,Tp,Ec,Tc)
function P = tar_1995(PP,Ep,Tp,Ec,Tc)
function VRDm =
tar_1999(ECRpcm,ECRvm,ECRm,POTdec)
function VRDm =
tar_1999PF(ECRpcm,ECRvm,ECRm,POTdec)
%3 últimos anos
function VRDm =
tar_1999PVPA(ECRpcm,ECRvm,ECRm,POTdec)
%3 últimos anos
function [VRDm,PAVRDm] =
tar_2001(ECRpcm,ECRvm,ECRm,POTdec,Z)
function VRDm =
tar_2005(ECRpcm,ECRvm,ECRm,POTdec)

```

```

function VRDm =
tar_2007(ECRpcm,ECRvm,ECRm,POTdec)

%tarifa1988
for a = ai:1998
for m=m:12
TP = 269.8;
zona;
%horas de produção equivalente do parque
if a < 2009
horas = horas05/12;
elseif (a>=2009) && (a<2014)
horas = horas09/12;
else
horas = horas14/12;
end
Tp = 720 * .1666;
Ep = horas * .1666 * Pot;
Tc = 720 * .4167;
Ec = horas * .4167 * Pot;
Pf = (.3*Fueloleo(a-1990))*(Ep+Ec);
Enepointa(m,a-1990) = Ep;
Enecheia(m,a-1990) = Ec;
Rec(m,a-1990) =
(tar_1988(TP,Ep,Tp,Ec,Tc)*horas/12) * 0.004987983 +
Pf; %0.004987983 - passagem escudos euros
%mete a receita no mes m e ano a (-1990 é
para igalar a
%coluna será o número do primeiro ano a
considerar -2)
vari=vari+1;
end
m=1;
end

a=a+1; %1999
for m=1:5 %tarifa pré 1999
TP=269.8;
zona;
if a < 2009
horas = horas05/12;
elseif (a>=2009) && (a<2014)
horas = horas09/12;
else
horas = horas14/12;
end
Tp = 720 * .1666;
Ep = horas * .1666 * Pot;
Tc = 720 * .4167;
Ec = horas * .4167 * Pot;
Pf = (.3*Fueloleo(a-1990))*(Ep+Ec);
Enepointa(m,a-1990) = Ep;
Enecheia(m,a-1990) = Ec;
Rec(m,a-1990) =
(tar_1988(TP,Ep,Tp,Ec,Tc)*horas/12) * 0.004987983 +
Pf;
vari=vari+1;
end

falta = 15-(2000-ai); %anos em falta para o Dec.Lei
99
ab=1999; %necessário para a fórmula IPC
funcionar
IPC

for m=6:12 %tarifa 1999 até ao fim do mês
zona
if a < 2009
horas = horas05/12;
elseif (a>=2009) && (a<2014)
horas = horas09/12;
else
horas = horas14/12;
end
ECRpcm = horas * .5833 *Pot;
ECRvm = horas * .4167 *Pot;
ECRm = horas *Pot;
POTdec = Pot;
end

POTdec = Pot;
Enepoche(m,a-1990) = ECRpcm;
Enevazio(m,a-1990) = ECRvm;
Rec(m,a-1990) =
tar_1999(ECRpcm,ECRvm,ECRm,POTdec) * IND(m,a-
1997) * 0.004987983;
vari=vari+1;
end

a=a+1;
m=1;
end

a=a+1;
for m=1:mi-1 %para prefazer o número de anos
necessários
zona
if a < 2009
horas = horas05/12;
elseif (a>=2009) && (a<2014)
horas = horas09/12;
else
horas = horas14/12;
end
ECRpcm = horas * .5833 *Pot;
ECRvm = horas * .4167 *Pot;
ECRm = horas *Pot;
POTdec = Pot;
Enepoche(m,a-1990) = ECRpcm;
Enevazio(m,a-1990) = ECRvm;
Rec(m,a-1990) =
tar_1999(ECRpcm,ECRvm,ECRm,POTdec) * IND(m,a-
1997) * 0.004987983;
vari=vari+1;
end

m=mi;
%tarifa 1999 (parte 2-pós 12 anos) até ao fim do
ano
for m=m:12
zona
if a < 2009
horas = horas05/12;
elseif (a>=2009) && (a<2014)
horas = horas09/12;
else
horas = horas14/12;
end
ECRpcm = horas * .5833 *Pot;
ECRvm = horas * .4167 *Pot;
ECRm = horas *Pot;
POTdec = Pot;
end

%Categorias dos resultados
Nomes= {'ai','mi','Pot','nturbinas','Lucros Parque
Normal','Lucros Repower (Cap)','Ano Repower
(Cap)','Lucros Repower (Turb)','Ano Repower
(Turb)','Potência Aumentada','Lucros Extensão de
Vida','Ano Extensão de Vida','Lucros Ext Repower
(Cap)','Ano Ext Repower (Cap)','Lucros Ext Repower
(Turb)','Ano Ext Repower (Turb)','Potência
Aumentada','Melhor Hipótese Normal','Melhor Hipótese
Normal'};
xlswrite('Resultados.xlsx',Nomes,'r=7.5 OPEX =
const','A1')

for parqueeolico = 1:297
parqueeolico %quantos parques já foram analisados
load('matlab.mat')
load('futuro.mat')
addpath
'C:\Users\Piporca\Documents\MATLAB\Examples\R20
20a\matlab\DeclareFunctionWithOneOutputExample'

Rec(1:12,2:end) = zeros; %zera a matriz receitas
RecRepower(1:12,2:end) = zeros; %zera a matriz
receitas repowering
Enepointa(1:12,2:end) = zeros; %zera a matriz
energia ponta
Enecheia(1:12,2:end) = zeros; %zera a matriz
energia cheia
Enepoche(1:12,2:end) = zeros; %zera a matriz
energia ponta+cheia
Enevazio(1:12,2:end) = zeros; %zera a matriz energia
vazio
ZZZZ(1:12,2:end) = zeros; %matriz para ver a
variação do coeficiente Z (Dec.Lei 2001)
tarifa(1:12,2:end) = zeros; %zera a matriz tarifa
%Variação do preço do Fuelóleo 2ª coluna 1992
Fueloleo =
[0,0.14,0.14,0.13,0.13,0.14,0.16,0.14,0.17,0.27,0.26,0.
26,0.29,0.27,0.35,0.41,0.44,0.55,0.45,0.59];

vari = 0; %numtotal de meses
ai=Parquesmat(parqueeolico,2);
mi=Parquesmat(parqueeolico,3);
%quando não é indicado o mês inicial é definido como
janeiro
if mi==0
mi=1;
end
m=mi;
ab=ai;
Pot =Parquesmat(parqueeolico,1)*1000; %potencia
parque *1000 (em kW)
nturbinas =Parquesmat(parqueeolico,7); %numero
de turbinas do parque
maxmwh = 33 *(Pot/1000); %máximo de
energia entregue à rede
actmwh=0; %energia entregue à
rede

```



```

for m=1:2
zona
if a < 2009
horas = horas05/12;
elseif (a>=2009) && (a<2014)
horas=horas09/12;
else
horas=horas14/12;
end
ECRpcm = horas * .5833 * Pot;
ECRvm = horas * .4167 * Pot;
ECRm = horas * Pot;
POTdec = Pot;
Enepoche(m,a-1990) = ECRpcm;
Enevazio(m,a-1990) = ECRvm;
Rec(m,a-1990) =
tar_2005(ECRpcm,ECRvm,ECRm,POTdec) * IND(m,a-1997);
end

ma=m;
%anos com tarifa remuneratória com valores
limites
decreto2013
end

elseif ((ai==1999) && (m>=3)) || ((ai>1999) &&
(ai<2002)) %tarifa 1999
IPC
for a = ai:ai+11
for m=m:12
zona
if a < 2009
horas = horas05/12;
elseif (a>=2009) && (a<2014)
horas = horas09/12;
else
horas = horas14/12;
end
ECRpcm = horas * .5833 * Pot;
ECRvm = horas * .4167 * Pot;
ECRm = horas * Pot;
POTdec = Pot;
Enepoche(m,a-1990) = ECRpcm;
Enevazio(m,a-1990) = ECRvm;
Rec(m,a-1990) =
tar_1999(ECRpcm,ECRvm,ECRm,POTdec) * IND(m,a-1997) * 0.004987983;
end
m=1;
end

if (ai < 2001)
a=a+1;
for a = a:2012
for m=m:12
zona
if a < 2009
horas = horas05/12;
elseif (a>=2009) && (a<2014)
horas = horas09/12;
else
horas = horas14/12;
end
ECRpcm = horas * .5833 * Pot;
ECRvm = horas * .4167 * Pot;
ECRm = horas * Pot;
POTdec = Pot;
Enepoche(m,a-1990) = ECRpcm;
Enevazio(m,a-1990) = ECRvm;
Rec(m,a-1990) =
(tar_1999PF(ECRpcm,ECRvm,ECRm,POTdec) *
IND(m,a-1997)

```

```

+tar_1999PVPA(ECRpcm,ECRvm,ECRm,POTdec)) *
0.004987983;
end
m=1;
end
else
end
a=a+1; %2013
m=1;
zona
if a < 2009
horas = horas05/12;
elseif (a>=2009) && (a<2014)
horas = horas09/12;
else
horas = horas14/12;
end
ECRpcm = horas * .5833 * Pot;
ECRvm = horas * .4167 * Pot;
ECRm = horas * Pot;
POTdec = Pot;
Enepoche(m,a-1990) = ECRpcm;
Enevazio(m,a-1990) = ECRvm;
Rec(m,a-1990) =
(tar_1999PF(ECRpcm,ECRvm,ECRm,POTdec) *
IND(m,a-1997)
+tar_1999PVPA(ECRpcm,ECRvm,ECRm,POTdec)) *
0.004987983;
end

for m=m+1:12 %dec lei 2013
zona
if a < 2009
horas = horas05/12;
elseif (a>=2009) && (a<2014)
horas=horas09/12;
else
horas=horas14/12;
end
ECRpcm = horas * .5833 * Pot;
ECRvm = horas * .4167 * Pot;
ECRm = horas * Pot;
POTdec = Pot;
Enepoche(m,a-1990) = ECRpcm;
Enevazio(m,a-1990) = ECRvm;
Rec(m,a-1990) =
tar_2005(ECRpcm,ECRvm,ECRm,POTdec) * IND(m,a-1997);
end
a=a+1;
for a=a:2005+14
for m=1:12
zona
if a < 2009
horas = horas05/12;
elseif (a>=2009) && (a<2014)
horas=horas09/12;
else
horas=horas14/12;
end
ECRpcm = horas * .5833 * Pot;
ECRvm = horas * .4167 * Pot;
ECRm = horas * Pot;
POTdec = Pot;
Enepoche(m,a-1990) = ECRpcm;
Enevazio(m,a-1990) = ECRvm;
Rec(m,a-1990) =
tar_2005(ECRpcm,ECRvm,ECRm,POTdec) * IND(m,a-1997);
end
a=a+1;
end

```

```

for m=1:2
zona
if a < 2009
horas = horas05/12;
elseif (a>=2009) && (a<2014)
horas=horas09/12;
else
horas=horas14/12;
end
ECRpcm = horas * .5833 * Pot;
ECRvm = horas * .4167 * Pot;
ECRm = horas * Pot;
POTdec = Pot;
Enepoche(m,a-1990) = ECRpcm;
Enevazio(m,a-1990) = ECRvm;
Rec(m,a-1990) =
tar_2005(ECRpcm,ECRvm,ECRm,POTdec) * IND(m,a-1997);
end

ma=m;
decreto2013

elseif ((ai==2002) && (ai<2005)) || ((ai==2005) &&
(m<3)) %tarifa 2001
IPC
for a = ai
horasT2=0; %total de horas de produção
equivalente até ao mês "m"
%horas = horas de produção equivalente no
mês "m"
for m = mi:12
%primeiro mês
if m == mi
zona;
if a < 2009
horas = horas05/12;
elseif (a>=2009) && (a<2014)
horas = horas09/12;
else
horas = horas14/12;
end
horasT1 = horas;
horasT2 = horasT1;
%várias possibilidades do coeficiente Z
if horasT1 <= 2000
ECRpcm = horas * .5833 * Pot;
ECRvm = horas * .4167 * Pot;
ECRm = horas * Pot;
POTdec = Pot;
Z = 1.7;
Enepoche(m,a-1990) = ECRpcm;
Enevazio(m,a-1990) = ECRvm;
Rec(m,a-1990) =
tar_2001(ECRpcm,ECRvm,ECRm,POTdec,Z) *
IND(m,a-1997) * 0.004987983;
ZZZZ(m,a-1990) = Z;
elseif (horasT1 > 2000) && (horasT1 <=
2200)
T1 = horasT1 - 2000;
ECRpcm1 = 2000 * .5833 * Pot;
ECRvm1 = 2000 * .4167 * Pot;
ECRm1 = 2000 * Pot;
POTdec = Pot;
Z1 = 1.7;
Rec1 =
tar_2001(ECRpcm1,ECRvm1,ECRm1,POTdec,Z1) *
IND(m,a-1997) * 0.004987983;

```

```

ECRpcm2 = T1 * .5833 *Pot;
ECRvm2 = T1 * .4167 *Pot;
ECRm2 = T1 *Pot;
POTdec = Pot;
Z2 = 1.3;
Rec2 =
tar_2001(ECRpcm2,ECRvm2,ECRm2,POTdec,Z2) *
IND(m,a-1997) * 0.004987983;

Enepoche(m,a-1990) = ECRpcm1 +
ECRpcm2;
Enevazio(m,a-1990) = ECRvm1 +
ECRvm2;
Rec(m,a-1990) = Rec1 + Rec2;
ZZZZ(m,a-1990) = Z1+Z2;

elseif (horasT1 > 2200) && (horasT1 <=
2400)
T1 = horasT1 - 2200;

ECRpcm1 = 2000 * .5833 *Pot;
ECRvm1 = 2000 * .4167 *Pot;
ECRm1 = 2000 *Pot;
POTdec = Pot;
Z1 = 1.7;
Rec1 =
tar_2001(ECRpcm1,ECRvm1,ECRm1,POTdec,Z1) *
IND(m,a-1997) * 0.004987983;

ECRpcm2 = 200 * .5833 *Pot;
ECRvm2 = 200 * .4167 *Pot;
ECRm2 = 200 *Pot;
POTdec = Pot;
Z2 = 1.3;
Rec2 =
tar_2001(ECRpcm2,ECRvm2,ECRm2,POTdec,Z2) *
IND(m,a-1997) * 0.004987983;

ECRpcm3 = T1 * .5833 *Pot;
ECRvm3 = T1 * .4167 *Pot;
ECRm3 = T1 *Pot;
POTdec = Pot;
Z3 = 0.95;
Rec3 =
tar_2001(ECRpcm3,ECRvm3,ECRm3,POTdec,Z3) *
IND(m,a-1997) * 0.004987983;

Enepoche(m,a-1990) = ECRpcm1 +
ECRpcm2 + ECRvm3;
Enevazio(m,a-1990) = ECRvm1 +
ECRvm2 + ECRvm3;
Rec(m,a-1990) = Rec1 + Rec2 + Rec3;
ZZZZ(m,a-1990) = Z1+Z2+Z3;

elseif (horasT1 > 2400) && (horasT1 <=
2600)
T1 = horasT1 - 2400;

ECRpcm1 = 2000 * .5833 *Pot;
ECRvm1 = 2000 * .4167 *Pot;
ECRm1 = 2000 *Pot;
POTdec = Pot;
Z1 = 1.7;
Rec1 =
tar_2001(ECRpcm1,ECRvm1,ECRm1,POTdec,Z1) *
IND(m,a-1997) * 0.004987983;

ECRpcm2 = 200 * .5833 *Pot;
ECRvm2 = 200 * .4167 *Pot;
ECRm2 = 200 *Pot;
POTdec = Pot;
Z2 = 1.3;
Rec2 =
tar_2001(ECRpcm2,ECRvm2,ECRm2,POTdec,Z2) *
IND(m,a-1997) * 0.004987983;

ECRpcm3 = 200 * .5833 *Pot;
ECRvm3 = 200 * .4167 *Pot;
ECRm3 = 200 *Pot;
POTdec = Pot;
Z3 = 0.95;
Rec3 =
tar_2001(ECRpcm3,ECRvm3,ECRm3,POTdec,Z3) *
IND(m,a-1997) * 0.004987983;

ECRpcm4 = 200 * .5833 *Pot;
ECRvm4 = 200 * .4167 *Pot;
ECRm4 = 200 *Pot;
POTdec = Pot;
Z4 = 0.65;
Rec4 =
tar_2001(ECRpcm4,ECRvm4,ECRm4,POTdec,Z4) *
IND(m,a-1997) * 0.004987983;

ECRpcm5 = T1 * .5833 *Pot;
ECRvm5 = T1 * .4167 *Pot;
ECRm5 = T1 *Pot;
POTdec = Pot;
Z5 = 0.4;
Rec5 =
tar_2001(ECRpcm5,ECRvm5,ECRm5,POTdec,Z5) *
IND(m,a-1997) * 0.004987983;

Enepoche(m,a-1990) = ECRpcm1 +
ECRpcm2 + ECRpcm3 + ECRpcm4 + ECRpcm5;
Enevazio(m,a-1990) = ECRvm1 +
ECRvm2 + ECRvm3 + ECRvm4 + ECRvm5;
Rec(m,a-1990) = Rec1 + Rec2 + Rec3 +
Rec4 + Rec5;
ZZZZ(m,a-1990) = Z1+Z2+Z3+Z4+Z5;

end
%fim mês1

else
zona;
if a < 2009
horas = horas05/12;
elseif (a>=2009) && (a<2014)
horas = horas09/12;
else
horas = horas14/12;
end
horasT2 = horasT2 + horas;

if horasT2 <= 2000
ECRpcm = horas * .5833 *Pot;
ECRvm = horas * .4167 *Pot;
ECRm = horas *Pot;
POTdec = Pot;
Z = 1.7;

Enepoche(m,a-1990) = ECRpcm;
Enevazio(m,a-1990) = ECRvm;
Rec(m,a-1990) =
tar_2001(ECRpcm,ECRvm,ECRm,POTdec,Z) *
IND(m,a-1997) * 0.004987983;
ZZZZ(m,a-1990) = Z;

elseif (horasT2 > 2000) && (horasT2 <=
2200) && ((horasT2-horas) <= 2000)
%horasT2-horas = total de horas de
produção equivalente até ao mês "m-1"
T1 = horasT2 - 2000;
T2 = horas - T1; %horas no mês "m" até
prefazer as 2000 horas de produção equivalente total

ECRpcm1 = T2 * .5833 *Pot;
ECRvm1 = T2 * .4167 *Pot;
ECRm1 = T2 *Pot;
POTdec = Pot;
Z1 = 1.7;
Rec1 =
tar_2001(ECRpcm1,ECRvm1,ECRm1,POTdec,Z1) *
IND(m,a-1997) * 0.004987983;

ECRpcm2 = T1 * .5833 *Pot;
ECRvm2 = T1 * .4167 *Pot;
ECRm2 = T1 *Pot;
POTdec = Pot;
Z2 = 1.3;
Rec2 =
tar_2001(ECRpcm2,ECRvm2,ECRm2,POTdec,Z2) *
IND(m,a-1997) * 0.004987983;

Enepoche(m,a-1990) = ECRpcm1 +
ECRpcm2;
Enevazio(m,a-1990) = ECRvm1 +
ECRvm2;
Rec(m,a-1990) = Rec1 + Rec2;
ZZZZ(m,a-1990) = Z1+Z2;

elseif (horasT2 > 2000) && (horasT2 <=
2200) && ((horasT2-horas) > 2000)
ECRpcm = horas * .5833 *Pot;
ECRvm = horas * .4167 *Pot;
ECRm = horas *Pot;
POTdec = Pot;
Z = 1.3;

```



```

Enepoche(m,a-1990) = ECRpcm;
Enevazio(m,a-1990) = ECRvm;
Rec(m,a-1990) =
tar_2001(ECRpcm,ECRvm,ECRm,POTdec,Z) *
IND(m,a-1997) * 0.004987983;
ZZZZ(m,a-1990) = Z;

elseif (horasT2 > 2200) && (horasT2 <=
2400) && ((horasT2-horas) <= 2000)
T1 = horasT2 - 2200;
T2 = horas - T1 - 200;

ECRpcm1 = T2 * .5833 *Pot;
ECRvm1 = T2 * .4167 *Pot;
ECRm1 = T2 *Pot;
POTdec = Pot;
Z1 = 1.7;
Rec1 =
tar_2001(ECRpcm1,ECRvm1,ECRm1,POTdec,Z1) *
IND(m,a-1997) * 0.004987983;

ECRpcm2 = 200 * .5833 *Pot;
ECRvm2 = 200 * .4167 *Pot;
ECRm2 = 200 *Pot;
POTdec = Pot;
Z2 = 1.3;
Rec2 =
tar_2001(ECRpcm2,ECRvm2,ECRm2,POTdec,Z2) *
IND(m,a-1997) * 0.004987983;

ECRpcm3 = T1 * .5833 *Pot;
ECRvm3 = T1 * .4167 *Pot;
ECRm3 = T1 *Pot;
POTdec = Pot;
Z3 = 0.95;
Rec3 =
tar_2001(ECRpcm3,ECRvm3,ECRm3,POTdec,Z3) *
IND(m,a-1997) * 0.004987983;

Enepoche(m,a-1990) = ECRpcm1 +
ECRpcm2 + ECRpcm3;
Enevazio(m,a-1990) = ECRvm1 +
ECRvm2 + ECRvm3;
Rec(m,a-1990) = Rec1 + Rec2 + Rec3;
ZZZZ(m,a-1990) = Z1+Z2+Z3;

elseif (horasT2 > 2200) && (horasT2 <=
2400) && (((horasT2-horas) > 2000)&& ((horasT2-
horas) <= 2200))
T1 = horasT2 - 2200;
T2 = horas - T1;

ECRpcm1 = T2 * .5833 *Pot;
ECRvm1 = T2 * .4167 *Pot;
ECRm1 = T2 *Pot;
POTdec = Pot;
Z1 = 1.3;
Rec1 =
tar_2001(ECRpcm1,ECRvm1,ECRm1,POTdec,Z1) *
IND(m,a-1997) * 0.004987983;

ECRpcm2 = T1 * .5833 *Pot;
ECRvm2 = T1 * .4167 *Pot;
ECRm2 = T1 *Pot;
POTdec = Pot;
Z2 = 0.95;
Rec2 =
tar_2001(ECRpcm2,ECRvm2,ECRm2,POTdec,Z2) *
IND(m,a-1997) * 0.004987983;

Enepoche(m,a-1990) = ECRpcm1 +
ECRpcm2;
Enevazio(m,a-1990) = ECRvm1 +
ECRvm2;

Rec(m,a-1990) = Rec1 + Rec2;
ZZZZ(m,a-1990) = Z1+Z2;

elseif (horasT2 > 2200) && (horasT2 <=
2400) && ((horasT2-horas) > 2000) && ((horasT2-
horas) <= 2200))
T1 = horasT2 - 2400;
T2 = horas - T1 - 400;

ECRpcm1 = T2 * .5833 *Pot;
ECRvm1 = T2 * .4167 *Pot;
ECRm1 = T2 *Pot;
POTdec = Pot;
Z1 = 1.7;
Rec1 =
tar_2001(ECRpcm1,ECRvm1,ECRm1,POTdec,Z1) *
IND(m,a-1997) * 0.004987983;

ECRpcm2 = 200 * .5833 *Pot;
ECRvm2 = 200 * .4167 *Pot;
ECRm2 = 200 *Pot;
POTdec = Pot;
Z2 = 1.3;
Rec2 =
tar_2001(ECRpcm2,ECRvm2,ECRm2,POTdec,Z2) *
IND(m,a-1997) * 0.004987983;

ECRpcm3 = 200 * .5833 *Pot;
ECRvm3 = 200 * .4167 *Pot;
ECRm3 = 200 *Pot;
POTdec = Pot;
Z3 = 0.95;
Rec3 =
tar_2001(ECRpcm3,ECRvm3,ECRm3,POTdec,Z3) *
IND(m,a-1997) * 0.004987983;

Enepoche(m,a-1990) = ECRpcm1 +
ECRpcm2 + ECRpcm3;
Enevazio(m,a-1990) = ECRvm1 +
ECRvm2 + ECRvm3;
Rec(m,a-1990) = Rec1 + Rec2 + Rec3;
ZZZZ(m,a-1990) = Z1+Z2+Z3;

elseif (horasT2 > 2400) && (horasT2 <=
2600) && (((horasT2-horas) > 2200)&& ((horasT2-
horas) <= 2400))
T1 = horasT2 - 2400;
T2 = horas - T1;

ECRpcm1 = T2 * .5833 *Pot;
ECRvm1 = T2 * .4167 *Pot;
ECRm1 = T2 *Pot;
POTdec = Pot;
Z1 = .95;
Rec1 =
tar_2001(ECRpcm1,ECRvm1,ECRm1,POTdec,Z1) *
IND(m,a-1997) * 0.004987983;

ECRpcm2 = T1 * .5833 *Pot;
ECRvm2 = T1 * .4167 *Pot;
ECRm2 = T1 *Pot;
POTdec = Pot;
Z2 = 0.65;
Rec2 =
tar_2001(ECRpcm2,ECRvm2,ECRm2,POTdec,Z2) *
IND(m,a-1997) * 0.004987983;

Enepoche(m,a-1990) = ECRpcm1 +
ECRpcm2;
Enevazio(m,a-1990) = ECRvm1 +
ECRvm2;

Rec(m,a-1990) = Rec1 + Rec2;
ZZZZ(m,a-1990) = Z1+Z2;

elseif (horasT2 > 2400) && (horasT2 <=
2600) && ((horasT2-horas) > 2400)
ECRpcm = horas * .5833 *Pot;
ECRvm = horas * .4167 *Pot;
ECRm = horas *Pot;
POTdec = Pot;
Z = 0.65;

Enepoche(m,a-1990) = ECRpcm;
Enevazio(m,a-1990) = ECRvm;
Rec(m,a-1990) =
tar_2001(ECRpcm,ECRvm,ECRm,POTdec,Z) *
IND(m,a-1997) * 0.004987983;
ZZZZ(m,a-1990) = Z;

elseif (horasT2 > 2400) && (horasT2 <=
2600) && ((horasT2-horas) <= 2000)
T1 = horasT2 - 2400;
T2 = horas - T1 - 200;

ECRpcm1 = T2 * .5833 *Pot;
ECRvm1 = T2 * .4167 *Pot;
ECRm1 = T2 *Pot;
POTdec = Pot;
Z1 = 1.7;
Rec1 =
tar_2001(ECRpcm1,ECRvm1,ECRm1,POTdec,Z1) *
IND(m,a-1997) * 0.004987983;

ECRpcm2 = 200 * .5833 *Pot;
ECRvm2 = 200 * .4167 *Pot;
ECRm2 = 200 *Pot;
POTdec = Pot;
Z2 = 1.3;
Rec2 =
tar_2001(ECRpcm2,ECRvm2,ECRm2,POTdec,Z2) *
IND(m,a-1997) * 0.004987983;

ECRpcm3 = T1 * .5833 *Pot;
ECRvm3 = T1 * .4167 *Pot;
ECRm3 = T1 *Pot;
POTdec = Pot;
Z3 = 0.65;
Rec3 =
tar_2001(ECRpcm3,ECRvm3,ECRm3,POTdec,Z3) *
IND(m,a-1997) * 0.004987983;

Enepoche(m,a-1990) = ECRpcm1 +
ECRpcm2 + ECRpcm3;
Enevazio(m,a-1990) = ECRvm1 +
ECRvm2 + ECRvm3;
Rec(m,a-1990) = Rec1 + Rec2 + Rec3;
ZZZZ(m,a-1990) = Z1+Z2+Z3;

elseif (horasT2 > 2400) && (horasT2 <=
2600) && ((horasT2-horas) > 2000) && ((horasT2-
horas) <= 2200))
T1 = horasT2 - 2400;
T2 = horas - T1 - 200;

ECRpcm1 = T2 * .5833 *Pot;
ECRvm1 = T2 * .4167 *Pot;
Rec(m,a-1990) = Rec1 + Rec2 + Rec3;
ZZZZ(m,a-1990) = Z1+Z2+Z3+Z4;

elseif (horasT2 > 2400) && (horasT2 <=
2600) && (((horasT2-horas) > 2000) && ((horasT2-
horas) <= 2200))
T1 = horasT2 - 2400;
T2 = horas - T1 - 200;

ECRpcm1 = T2 * .5833 *Pot;
ECRvm1 = T2 * .4167 *Pot;

```

```

Rec(m,a-1990) =
tar_2001(ECRpcm,ECRvm,ECRm,POTdec,Z) *
IND(m,a-1997) * 0.004987983;
ZZZZ(m,a-1990) = Z;

elseif (horasT2 > 2600) && ((horasT2-
horas) <= 2000)
T1 = horasT2 - 2600;
T2 = horas - T1 - 600;

ECRpcm1 = T2 * .5833 *Pot;
ECRvm1 = T2 * .4167 *Pot;
ECRm1 = T2 *Pot;
POTdec = Pot;
Z1 = 1.7;
Rec1 =
tar_2001(ECRpcm1,ECRvm1,ECRm1,POTdec,Z1) *
IND(m,a-1997) * 0.004987983;

ECRpcm2 = 200 * .5833 *Pot;
ECRvm2 = 200 * .4167 *Pot;
ECRm2 = 200 *Pot;
POTdec = Pot;
Z2 = 1.3;
Rec2 =
tar_2001(ECRpcm2,ECRvm2,ECRm2,POTdec,Z2) *
IND(m,a-1997) * 0.004987983;

ECRpcm3 = 200 * .5833 *Pot;
ECRvm3 = 200 * .4167 *Pot;
ECRm3 = 200 *Pot;
POTdec = Pot;
Z3 = 0.95;
Rec3 =
tar_2001(ECRpcm3,ECRvm3,ECRm3,POTdec,Z3) *
IND(m,a-1997) * 0.004987983;

ECRpcm4 = 200 * .5833 *Pot;
ECRvm4 = 200 * .4167 *Pot;
ECRm4 = 200 *Pot;
POTdec = Pot;
Z4 = 0.65;
Rec4 =
tar_2001(ECRpcm4,ECRvm4,ECRm4,POTdec,Z4) *
IND(m,a-1997) * 0.004987983;

ECRpcm5 = T1 * .5833 *Pot;
ECRvm5 = T1 * .4167 *Pot;
ECRm5 = T1 *Pot;
POTdec = Pot;
Z5 = 0.4;
Rec5 =
tar_2001(ECRpcm5,ECRvm5,ECRm5,POTdec,Z5) *
IND(m,a-1997) * 0.004987983;

Enepoche(m,a-1990) = ECRpcm1 +
ECRpcm2 + ECRpcm3 + ECRpcm4 + ECRpcm5;
Enevazio(m,a-1990) = ECRvm1 +
ECRvm2 + ECRvm3 + ECRvm4 + ECRvm5;
Rec(m,a-1990) = Rec1 + Rec2 + Rec3 +
Rec4 + Rec5;
ZZZZ(m,a-1990) = Z1+Z2+Z3+Z4+Z5;

elseif (horasT2 > 2600) && (((horasT2-
horas) > 2000) && ((horasT2-horas) <= 2200))
T1 = horasT2 - 2600;
T2 = horas - T1 - 400;

ECRpcm1 = T2 * .5833 *Pot;
ECRvm1 = T2 * .4167 *Pot;
ECRm1 = T2 *Pot;
POTdec = Pot;
Z1 = 1.3;

Rec1 =
tar_2001(ECRpcm1,ECRvm1,ECRm1,POTdec,Z1) *
IND(m,a-1997) * 0.004987983;

ECRpcm2 = 200 * .5833 *Pot;
ECRvm2 = 200 * .4167 *Pot;
ECRm2 = 200 *Pot;
POTdec = Pot;
Z2 = .65;
Rec2 =
tar_2001(ECRpcm2,ECRvm2,ECRm2,POTdec,Z2) *
IND(m,a-1997) * 0.004987983;

ECRpcm3 = T1 * .5833 *Pot;
ECRvm3 = T1 * .4167 *Pot;
ECRm3 = T1 *Pot;
POTdec = Pot;
Z3 = 0.4;
Rec3 =
tar_2001(ECRpcm3,ECRvm3,ECRm3,POTdec,Z3) *
IND(m,a-1997) * 0.004987983;

Enepoche(m,a-1990) = ECRpcm1 +
ECRpcm2 + ECRpcm3;
Enevazio(m,a-1990) = ECRvm1 +
ECRvm2 + ECRvm3;

Rec(m,a-1990) = Rec1 + Rec2 + Rec3;
ZZZZ(m,a-1990) = Z1+Z2+Z3;

elseif (horasT2 > 2600) && (((horasT2-
horas) > 2400) && ((horasT2-horas) <= 2600))
T1 = horasT2 - 2600;
T2 = horas - T1;

ECRpcm1 = T2 * .5833 *Pot;
ECRvm1 = T2 * .4167 *Pot;
ECRm1 = T2 *Pot;
POTdec = Pot;
Z1 = .65;
Rec1 =
tar_2001(ECRpcm1,ECRvm1,ECRm1,POTdec,Z1) *
IND(m,a-1997) * 0.004987983;

ECRpcm2 = T1 * .5833 *Pot;
ECRvm2 = T1 * .4167 *Pot;
ECRm2 = T1 *Pot;
POTdec = Pot;
Z2 = 0.4;
Rec2 =
tar_2001(ECRpcm2,ECRvm2,ECRm2,POTdec,Z2) *
IND(m,a-1997) * 0.004987983;

Enepoche(m,a-1990) = ECRpcm1 +
ECRpcm2;
Enevazio(m,a-1990) = ECRvm1 +
ECRvm2;
Rec(m,a-1990) = Rec1 + Rec2;
ZZZZ(m,a-1990) = Z1+Z2;

elseif (horasT2 > 2600) && ((horasT2-
horas) > 2600)
ECRpcm = horas * .5833 *Pot;
ECRvm = horas * .4167 *Pot;
ECRm = horas *Pot;
POTdec = Pot;
Z = 0.4;

Enepoche(m,a-1990) = ECRpcm;
Enevazio(m,a-1990) = ECRvm;
Rec(m,a-1990) =
tar_2001(ECRpcm,ECRvm,ECRm,POTdec,Z) *
IND(m,a-1997) * 0.004987983;
ZZZZ(m,a-1990) = Z1;

end
end
m=1;
end

a=a+1;
for a = a:ai+14
%%%%REPETE PROCESSO ANTERIOR
end

a=a+1;
horasT2=0;
for m=1:mi-1
%%%%REPETE PROCESSO ANTERIOR
end

for m=mi:12 %dec lei 2013
zona
if a < 2009
horas = horas05/12;
elseif (a>=2009) && (a<2014)
horas=horas09/12;
else
horas=horas14/12;
end
ECRpcm = horas * .5833 * Pot;
ECRvm = horas * .4167 * Pot;

```

```

ECRm = horas * Pot;
POTdec = Pot;

Enepoche(m,a-1990) = ECRpcm;
Enevazio(m,a-1990) = ECRvm;
Rec(m,a-1990) =
tar_2005(ECRpcm,ECRvm,ECRm,POTdec) * IND(m,a-1997);
end

a=a+1;
%divisão para uzar estimativas
if a<=2019
for a=a:2005+14
for m=1:12
zona
if a < 2009
horas = horas05/12;
elseif (a>=2009) && (a<2014)
horas=horas09/12;
else
horas=horas14/12;
end
ECRpcm = horas * .5833 * Pot;
ECRvm = horas * .4167 * Pot;
ECRm = horas * Pot;
POTdec = Pot;

Enepoche(m,a-1990) = ECRpcm;
Enevazio(m,a-1990) = ECRvm;
Rec(m,a-1990) =
tar_2005(ECRpcm,ECRvm,ECRm,POTdec) * IND(m,a-1997);
end
end
else
a=2019;
end

a=a+1;
for m=1:2
zona
if a < 2009
horas = horas05/12;
elseif (a>=2009) && (a<2014)
horas=horas09/12;
else
horas=horas14/12;
end
ECRpcm = horas * .5833 * Pot;
ECRvm = horas * .4167 * Pot;
ECRm = horas * Pot;
POTdec = Pot;

Enepoche(m,a-1990) = ECRpcm;
Enevazio(m,a-1990) = ECRvm;
Rec(m,a-1990) =
tar_2005(ECRpcm,ECRvm,ECRm,POTdec) * IND(m,a-1997);
end

ma=m;
decreto2013

elseif ((ai==2005) && (m>=3)) || ((ai>2005) && (ai<2007)) || ((ai==2007) && (m<6)) %tarifa 2005
IPC
for a = ai:ai+12
for m=m:12
zona
if a < 2009
horas = horas05/12;
elseif (a>=2009) && (a<2014)
horas=horas09/12;
else
horas=horas14/12;
end
ECRpcm = horas * .5833 * Pot;
ECRvm = horas * .4167 * Pot;
ECRm = horas * Pot;
POTdec = Pot;
Enepoche(m,a-1990) = ECRpcm;
Enevazio(m,a-1990) = ECRvm;
Rec(m,a-1990) =
tar_2005(ECRpcm,ECRvm,ECRm,POTdec) * IND(m,a-1997);
end

actmwh=actmwh + (ECRm/1000000);
%/1000 para Mwh /1000 para GWh
ma=m;
if actmwh>=maxmwh
break
end
end
else
actmwh < maxmwh
a=a+1;
for m=1:mi-1
zona;
if a < 2009
horas = horas05/12;
elseif (a>=2009) && (a<2014)
horas=horas09/12;
else
horas=horas14/12;
end
ECRpcm = horas * .5833 * Pot;
ECRvm = horas * .4167 * Pot;
ECRm = horas * Pot;
POTdec = Pot;
Enepoche(m,a-1990) = ECRpcm;
Enevazio(m,a-1990) = ECRvm;
Rec(m,a-1990) =
tar_2005(ECRpcm,ECRvm,ECRm,POTdec) * IND(m,a-1997);
end

actmwh=actmwh + (ECRm/1000000);
%/1000 para Mwh /1000 para GWh
ma=m;
if actmwh>=maxmwh
break
end
end
decreto2013

elseif ((ai==2007) && (m>=6)) || ((ai>2007) && (ai<2012)) || ((ai==2012) && mi<9) %tarifa 2007
IPC
for a = ai:ai+11
for m=m:12
zona
if a < 2009
horas = horas05/12;
elseif (a>=2009) && (a<2014)
horas=horas09/12;
else
horas=horas14/12;
end
ECRpcm = horas * .5833 * Pot;
ECRvm = horas * .4167 * Pot;
ECRm = horas * Pot;
POTdec = Pot;
Enepoche(m,a-1990) = ECRpcm;
Enevazio(m,a-1990) = ECRvm;
Rec(m,a-1990) =
tar_2007(ECRpcm,ECRvm,ECRm,POTdec) * IND(m,a-1997);
end

actmwh=actmwh + (ECRm/1000000);
%/1000 para Mwh /1000 para GWh
ma=m;
if actmwh>=maxmwh
break
end
end
m=1;
end

```



```

tarifa(m,a-1990) =1000* Rec(m,a-1990)/
(Eneponta(m,a-1990)+ Enecheia(m,a-1990) +
Enepoche(m,a-1990) + Enevazio(m,a-1990));
end
m=1;
end

```

```

%tarifa mensal atualizada para €2019
for j=2:28
for i = 1:12
tarifaatu(i,j) = tarifa(i,j) * atualizar(1,j-1);
end
end
for j= 29:60
for i = 1:12
tarifaatu(i,j) = tarifa(i,j);
end
end

```

```

%tarifa anual média não atualizada
for i=2:60
A(i)= mean(nonzeros(tarifa(1:12,i)));
end

```

```

%tarifa anual média atualizada para €2019
for i=2:60
B(i)= mean(nonzeros(tarifaatu(1:12,i)));
end

```

```

%Tarifa remuneratória aplicada apenas em regimes
definidos nos Dec.Lei
for i=2:60
D(i)=0;
end

```

```

if (ai<1998) || ((ai==1998) && (mi<3))
D(ai-1990:ai-1990+15)=B(ai-1990:ai-1990+15);
elseif ((ai==1998) && (mi>=3)) || ((ai>1998) &&
(ai<2005)) || ((ai==2005) && (mi<3))
D(ai-1990:2020-1990+7)=B(ai-1990:2020-1990+7);
elseif ((ai==2005) && (mi>=3)) || ((ai>2005) &&
(ai<2012)) || ((ai==2012) && (mi<9))
D(ai-1990:ai-1990+15+7)=B(ai-1990:ai-1990+15+7);
else
end

```

```

%Energia total produzida - para calcular tarifa
ponderada
for i=2:60
energia(i) =
sum(Enecheia{1:12,i})+sum(Enepoche{1:12,i})+sum(En
eponta{1:12,i})+sum(Enevazio{1:12,i});
end

```

```

%Remove valores de 0
D(D=0)=NaN;
energia(energia==0)=NaN;

```

```

%Script para calcular os resultados desejados
Totais

```

```

xlRange = strcat('A',int2str(parqueeolico+1));
xlRange2 = strcat('C',int2str(parqueeolico+1));
%Guarda a tarifa e energia do parque num excel
xlswrite('matlab.xlsx',D,'tarifa',xlRange)
xlswrite('matlab.xlsx',energia,'energia',xlRange)

```

```

%Guarda os resultados obtidos num excel em folhas
diferentes
if nTurbinas >= 4
xlswrite('matlab.xlsx',CTotalextr,'normal',xlRange2)
xlswrite('matlab.xlsx',CTotalrepcap,'cap',xlRange2)
xlswrite('matlab.xlsx',CTotalrepturb,'turb',xlRange2)

```

```

xlswrite('matlab.xlsx',CTotalextrrepcap,'capext',xlRange
2)

```

```

xlswrite('matlab.xlsx',CTotalextrrepturb,'turbext',xlRange
2)
else
xlswrite('matlab.xlsx',CTotalextr,'normal',xlRange2)
xlswrite('matlab.xlsx',CTotalrepturb,'turb',xlRange2)

```

```

xlswrite('matlab.xlsx',CTotalextrrepturb,'turbext',xlRange
2)
end
%Guarda os resultados categorizados na linha 7
xlRange = strcat('A',int2str(parqueeolico+1));
xlswrite('Resultados.xlsx',resultados,'r=7.5 OPEX =
const',xlRange)

```

```

%cashflows vida normal e extensão para ver IRR
Cashflow(1)=-Capex1;
%cashflow ano +i1 (porque cashflow(1) é o
investimento)
for i=2:26
Cashflow(i)= + Recano((ai-1990)+i-2)-
(Pot*CAPEXOPEX(2,(ai-1990)+i-2));
end

```

```

%Calcular IRR, guardar num excel os cashflow em vida
normal + extensão
%IRR em vida normal (1:21) e em extensão de vida
(1:26)
IRRn=irr(Cashflow(1:21));
IRRext=irr(Cashflow(1:26));
rate= [IRRn,IRRext];
xlRange = strcat('A',int2str(parqueeolico+1));
xlRange2 = strcat('C',int2str(parqueeolico+1));
xlRange3 = strcat('AD',int2str(parqueeolico+1));
xlswrite('IRR2.xlsx',ai,'IRRnormal',xlRange)
xlswrite('IRR2.xlsx',Cashflow,'IRRnormal',xlRange2)
xlswrite('IRR2.xlsx',rate,'IRRnormal',xlRange3)
end
toc

```

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
r=0.075; %Taxa de desconto - Variável para análise
de sensibilidade

```

```

%Diferença entre repowering (capacidade) ou não
if nTurbinas >= 4
%Receitas

```

```

%Receita anual com receita atualizada(2019) -
normal e repowering
for i = (ai-1990):59
Recano(i) =
sum(sum(Recat(mi:12,i)))+sum(sum(Recat{1:mi-
1,i+1}));
RecRepowerano(i) =
sum(sum(RecRepowerat(mi:12,i)))+sum(sum(RecRepo
werat{1:mi-1,i+1}));
end
for i = 60
Recano(i) = sum(sum(Recat{1:12,i}));
RecRepowerano(i) =
sum(sum(RecRepowerat{1:12,i}));
end

```

```

%atualiza a receita em ordem a r ((Rn)/(1+r)^n)
for i = (ai-1990):60
Recanoat(i) = (Recano(i))/(1+r)^(i-(ai-1991));
RecRepoweranoat(i) =
(RecRepowerano(i))/(1+r)^(i-(ai-1991));
end

```

```

%total receitas do parque inicial a funcionar i anos
for i = 1:20

```

```

Tot1(i) = sum(Recanoat((ai-1990):(ai-1990)+i-1));
end

```

```

%total receitas extensão de vida até 5 anos
for i=20:24
if ((ai-1990)+i) <= 55
Totext(i+1) = sum(Recanoat(((ai-1990)+20):((ai-
1990)+20)+(i-20)));
elseif ((ai-1990)+i) > 55
n=60-((ai-1990)+i);
Totext(i+1) = sum(Recanoat(((ai-1990)+i+1):60)
+ ((4-n)*Recanoat(60)));
end
end

```

```

%total receitas do segundo parque que funciona 25
anos começando em i+1 (mesma capacidade)
for i=1:25
if ((ai-1990)+i) <= 35
Totrepcap(i+1) = sum(RecRepoweranoat(((ai-
1990)+i+1):((ai-1990)+i+1)+24));
elseif ((ai-1990)+i) > 35
n=60-((ai-1990)+i);
Totrepcap(i+1) = sum(RecRepoweranoat(((ai-
1990)+i+1):60) + ((24-n)*RecRepoweranoat(60)));
end
end

```

```

%total receitas do segundo parque que funciona 25
anos começando em i+1 (mesmo número turbinas)
for i = 1:26
Totrepturb(i) = nTurbinas * (Totrepcap(i) / Pot) *
Rep_Cap1(((ai-1990)+(i-1)));
end

```

```

%total receitas do parque - vida normal e repowering
em vida normal
for i = 1:20
Totalrepcap(i) = Tot1(i)+Totrepcap(i+1); %soma
recietas do parque 1 e parque 2(mesma capacidade)
com substituição após i anos de funcionamento
Totalrepturb(i) = Tot1(i)+Totrepturb(i+1); %soma
recietas do parque 1 e parque 2(mesmo numero de
turbinas) com substituição após i anos de
funcionamento

```

```

Totalex(i) = 0;%Tot1(i);
Totalextrepcap(i) = 0;%Totalrepcap(i);
Totalextrepturb(i) = 0;%Totalrepturb (i);
end

```

```

%totais do parque - extensão de vida e repowering
em extensão de vida
for i = 21:25
Totalex(i) = Tot1(20)+ Totext(i); %soma recietas
do parque inicial e extensão
Totalextrepcap(i) = Tot1(20) + Totext(i) +
Totrepcap(i+1); %parque inicial + extesão e repower
durante extensão (capacidade)
Totalextrepturb(i) = Tot1(20) + Totext(i) +
Totrepturb(i+1); %parque inicial + extesão e repower
durante extensão (turbinas)
end

```

```

%%
%Capex e Opex
%atualiza a opex em ordem a r ((Opex)/(1+r)^n) e
multiplica pela
%potencia (kW)
for i = (ai-1990):60
Opexat(i) = Pot * (CAPEXOPEX(2,i)/(1+r)^(i-(ai-
1991)));
end

```

```

%capex do ano de instalação do parque inicial e
multiplica pela
%potencia (kW)

```

```

Capex1 = Pot * CAPEXOPEX(1,(ai-1990));

%total opex do parque inicial a funcionar i anos
for i = 1:20
    Opex1(i) = sum(Opexat((ai-1990):(ai-1990)+i-1));
end

%opex de extensão de vida
for i=(ai-1990)+20:(ai-1990)+24 %Para análise de
sensibilidade
    Opexat2(i) =Opexat(i); %2 (1+(.5*(i-(ai-
1990)+19)))) (i-(ai-1990)+18)
end
for i=20:24
    if ((ai-1990)+i) <= 55
        Opexext(i+1)=sum(Opexat2(((ai-1990)+20):(ai-
1990)+20)+(i-20));
    elseif ((ai-1990)+i) > 55
        n=60-(ai-1990)+i;
        Opexext(i+1)=sum(Opexat2(((ai-1990)+i+1):60)
+ ((4-n)*Opexat2(60)));
    end
end

%total opex do segundo parque que funciona 25 anos
começando em i+1 (mesma capacidade)
for i=1:25
    if ((ai-1990)+i) <= 35
        Opexrepcap(i+1) = sum(Opexat(((ai-
1990)+i+1):(ai-1990)+i+1+24));
    elseif ((ai-1990)+i) > 35
        n=60-(ai-1990)+i;
        Opexrepcap(i+1) = sum(Opexat(((ai-
1990)+i+1):60) + ((24-n)*Opexat(60)));
    end
end

%total Opex do segundo parque que funciona 25
anos começando em i+1 (mesmo número turbinas)
for i= 1:26
    Opexrepturb(i) = nturbinas * (Opexrepcap(i) / Pot) *
Rep_Cap(1,((ai-1990)+(i-1)));
end

%Total opex do do parque - vida normal e repowering
em vida normal
for i = 1:20
    Totalopexrepcap(i) = Opex1(i)+Opexrepcap(i+1);
%mesma capacidade
    Totalopexrepturb(i) = Opex1(i)+Opexrepturb(i+1);
%mesmo num turbinas

    Totalopexext(i) = 0;
    Totalopexextrepcap(i)=Totalopexrepcap(i);
    Totalopexextrepturb(i)=0;
end
%Total opex do parque - extensão de vida e
repowering em extensão de vida
for i = 21:25
    Totalopexext(i) = Opex1(20) + Opexext(i); %opex
parque 1 e extensão
    Totalopexextrepcap(i) = Opex1(20) + Opexext(i) +
Opexrepcap(i+1); %parque 1 + ext + repower
(capacidade)
    Totalopexextrepturb(i) = Opex1(20) + Opexext(i) +
Opexrepturb(i+1); %parque 1 + ext + repower (nº
turbinas)
end
%%
%VAL
for i = 1:20
    CTotalexrepcap(i) = -Capex1 - (Pot *
((CAPEXOPEX(1,(ai-1990)+i-1))/((1+r)^i))) +
Totalrepcap(i) - Totalopexrepcap(i);

```

```

CTotalexrepturb(i) = -Capex1 - (nturbinas *
(Rep_Cap(1,((ai-1990)+i-1))) * ((CAPEXOPEX(1,(ai-
1990)+i-1))/((1+r)^i))) + Totalrepturb(i) -
Totalopexrepturb(i);

CTotalex(i)=-Capex1 - Opex1(i) + Tot1(i);
CTotalextrepcap(i+1)=CTotalexrepcap(i);
CTotalextrepturb(i+1)=CTotalexrepturb(i);

Pganha(i+1) = (nturbinas * Rep_Cap(1,((ai-
1990)+i+1))) - Pot;
end
for i = 21:25
    CTotalex(i) = -Capex1 - Totalopexext(i) +
Totalext(i);
    CTotalextrepcap(i+1) = -Capex1 - (Pot *
((CAPEXOPEX(1,(ai-1990)+i-1))/((1+r)^i))) -
Totalopexextrepcap(i) + Totalextrepcap(i);
    CTotalextrepturb(i+1) = -Capex1 - (nturbinas *
(Rep_Cap(1,((ai-1990)+i-1))) * ((CAPEXOPEX(1,(ai-
1990)+i-1))/((1+r)^i))) - Totalopexextrepturb(i)
+Totalextrepturb(i);
    %Aumento de Potência com repowering
    Pganha(i+1) = (nturbinas * Rep_Cap(1,((ai-
1990)+i+1))) - Pot;
end
CTotalextrepcap(CTotalextrepcap==0)=NaN;
CTotalextrepturb(CTotalextrepturb==0)=NaN;

%Resultados desejados - valores máximos e anos
correspondentes
lucrosparquenormal = max(CTotalex(1:20));
lucrosrepowercap = max(CTotalexrepcap);
lucrosrepowerurb = max(CTotalexrepturb);
lucrosexensao = max(CTotalex(21:25));
lucrosexrepowercap =
max(CTotalextrepcap(22:26));
lucrosexrepowerurb =
max(CTotalextrepturb(22:26));

anormal=find(CTotalex(1:20)==max(CTotalex(1:20)
));
anorepowercap =
find(CTotalexrepcap==max(CTotalexrepcap))+1;
anorepowerurb =
find(CTotalexrepturb==max(CTotalexrepturb))+1;
anoextensao =
find(CTotalex(21:25)==max(CTotalex(21:25)));
anoextrepowercap =
find(CTotalextrepcap(22:26)==max(CTotalextrepcap(22
:26)))+21;
anoextrepowerurb =
find(CTotalextrepturb(22:26)==max(CTotalextrepturb(2
2:26)))+21;
Pganhanormal = Pganha(anorepowerurb);
Pganhaextensao = Pganha(anoextrepowerurb);

Lucros1 =
[lucrosparquenormal,lucrosrepowercap,lucrosrepower
urb];
Lucros2 =
[lucrosparquenormal,lucrosrepowercap,lucrosrepower
urb,lucrosexensao,lucrosexrepowercap,lucrosexrepo
werturb];
melhorhipotesenormal = max(Lucros1);
melhorhipotesetotal = max(Lucros2);

resultados =
[ai,mi,Pot,nturbinas,lucrosparquenormal,lucrosrepower
cap,anorepowercap,lucrosrepowerurb,anorepowerurb,
Pganhanormal,lucrosexensao,anoextensao,lucrosexr
epowercap,anoextrepowercap,lucrosexrepowerurb,an
oextrepowerurb,Pganhaextensao,melhorhipotesenorm
al,melhorhipotesetotal,anormal];

```

```

%%
elseif nturbinas <4
%Receitas
for i = (ai-1990):59
    Recano(i) =
sum(sum(Recat(mi,12,i))+sum(sum(Recat{1:mi-
1,i+1})));
    RecRepowerano(i) =
sum(sum(RecRepowerat(mi,12,i))+sum(sum(RecRepo
werat{1:mi-1,i+1})));
end
for i = 60
    Recano(i) = sum(sum(Recat{1:12,i}));
    RecRepowerano(i) =
sum(sum(RecRepowerat{1:12,i}));
end
for i = (ai-1990):60
    Recanoat(i) = (Recano(i)/(1+r)^(i-(ai-1991)));
    RecRepoweranoat(i) =
(RecRepowerano(i)/(1+r)^(i-(ai-1991)));
end
for i = 1:20
    Tot1(i) = sum(Recanoat((ai-1990):(ai-1990)+i-1));
end
for i=20:24
    if ((ai-1990)+i) <= 55
        Totext(i+1) = sum(Recanoat(((ai-1990)+20):(ai-
1990)+20)+(i-20));
    elseif ((ai-1990)+i) > 55
        n=60-(ai-1990)+i;
        Totext(i+1) = sum(Recanoat(((ai-1990)+i+1):60)
+ ((4-n)*Recanoat(60)));
    end
end
for i=1:25
    if ((ai-1990)+i) <= 35
        Totrepcap(i+1) = sum(RecRepoweranoat(((ai-
1990)+i+1):(ai-1990)+i+1+24));
    elseif ((ai-1990)+i) > 35
        n=60-(ai-1990)+i;
        Totrepcap(i+1) = sum(RecRepoweranoat(((ai-
1990)+i+1):60) + ((24-n)*RecRepoweranoat(60)));
    end
end
for i= 1:26
    Totrepturb(i) = nturbinas * (Totrepcap(i) / Pot) *
Rep_Cap(1,((ai-1990)+(i-1)));
end
for i = 1:20
    Totalrepturb(i) = Tot1(i)+Totrepturb(i+1);

    Totalext(i) = 0;%Tot1(i);
    Totalextrepturb(i) = 0;%Totalrepturb (i);
end
for i = 21:25
    Totalext(i) = Tot1(20)+ Totext(i);
    Totalextrepturb(i) = Tot1(20) + Totext(i) +
Totrepturb(i+1);
end
%%
%Capex e Opex
for i = (ai-1990):60
    Opexat(i) = Pot * (CAPEXOPEX(2,i)/(1+r)^(i-(ai-
1991)));
end
Capex1 = Pot * CAPEXOPEX(1,(ai-1990));

```

```

for i = 1:20
    Opex1(i) = sum(Opexat((ai-1990):(ai-1990)+i-1));
end

for i=(ai-1990)+20:(ai-1990)+24
    Opexat2(i) =Opexat(i); %2 (1+.5*(i-(ai-1990+19)))) (i-(ai-1990)+18))
end
for i=20:24
    if ((ai-1990)+i) <= 55
        Opexext(i+1) = sum(Opexat2(((ai-1990)+20):(ai-1990)+20)+(i-20)));
    elseif ((ai-1990)+i) > 55
        n=60-(ai-1990+i);
        Opexext(i+1) = sum(Opexat2(((ai-1990)+i+1):60) + ((4-n)*Opexat2(60)));
    end
end

for i=1:25
    if ((ai-1990)+i) <= 35
        Opexrepcap(i+1) = sum(Opexat(((ai-1990)+i+1):(ai-1990)+i+1)+24));
    elseif ((ai-1990)+i) > 35
        n=60-(ai-1990+i);
        Opexrepcap(i+1) = sum(Opexat(((ai-1990)+i+1):60) + ((24-n)*Opexat(60)));
    end
end

for i= 1:26
    Opexrepturb(i) = nturbinas * (Opexrepcap(i) / Pot) *
Rep_Cap{1,((ai-1990)+i-1)};
end

for i = 1:20
    Totalopexrepturb(i) = Opex1(i)+Opexrepturb(i+1);
%mesmo num turbinas

    Totalopexext(i) = 0;
    Totalopexextrepturb(i)=0;
end

for i = 21:25
    Totalopexext(i) = Opex1(20) + Opexext(i); %opex
parque 1 e extensao
    Totalopexextrepturb(i) = Opex1(20) + Opexext(i) +
Opexrepturb(i+1); %parque 1 + ext + repower (nº
turbinas)
end
%%
for i =1:20
    CTotalextext(i) = -Capex1 - (nturbinas *
(Rep_Cap{1,((ai-1990)+i+1)})) * ((CAPEXOPEX{1,(ai-1990)+i+1})/((1+r)^i)) + Totalrepturb(i) -
Totalopexrepturb(i);

    CTotalex(i)=-Capex1 - Opex1(i) + Tot1(i);
    CTotalexrepturb(i+1)=CTotalexrepturb(i);

    Pganha(i+1) = (nturbinas * Rep_Cap{1,((ai-1990)+i+1)}) - Pot;
end

for i = 21:25
    CTotalex(i) = -Capex1 - Totalopexext(i) +
Totalext(i);
    CTotalexrepturb(i+1) = -Capex1 - (nturbinas *
(Rep_Cap{1,((ai-1990)+i+1)})) * ((CAPEXOPEX{1,(ai-1990)+i+1})/((1+r)^i)) - Totalopexextrepturb(i)
+Totalextrepturb(i);

    Pganha(i+1) = (nturbinas * Rep_Cap{1,((ai-1990)+i+1)}) - Pot;
end

end
CTotalexrepturb(CTotalexrepturb==0)=NaN;

lucrosparquenormal = max(CTotalex(1:20));
lucrosrepowerturb = max(CTotalexrepturb);
lucrosexensao = max(CTotalex(21:25));
lucrosexrepowerturb =
max(CTotalexrepturb(22:26));

anonormal=find(CTotalex(1:20)==max(CTotalex(1:20)
));
anorepowerturb =
find(CTotalexrepturb==max(CTotalexrepturb))+1;
anoextensao =
find(CTotalex(21:25)==max(CTotalex(21:25)));
anoextrepowerturb =
find(CTotalexrepturb(22:26)==max(CTotalexrepturb(2
2:26)))+21;
Pganhanormal = Pganha(anorepowerturb);
Pganhaextensao = Pganha(anoextrepowerturb);

Lucros1 =
[lucrosparquenormal,lucrosrepowerturb];%lucrosrepow
ercap
Lucros2 =
[lucrosparquenormal,lucrosrepowerturb,lucrosexensao
,lucrosexrepowerturb];%lucrosrepowercap,lucrosexre
powercap
melhorhipotesenormal = max(Lucros1);
melhorhipotesetotal = max(Lucros2);

resultados =
[ai,mi,Pot,nturbinas,lucrosparquenormal,0,0,lucrosrepo
werturb,anorepowerturb,Pganhanormal,lucrosexensao
,anoextensao,0,0,lucrosexrepowerturb,anoextrepowert
urb,Pganhaextensao,melhorhipotesenormal,melhorhipo
tesetotal,anonormal];
end

```