



Estudo de Viabilidade Técnico-Económica de um Parque Eólico em Regime de Mercado

RUI FILIPE NORTE DELGADO

novembro de 2019

ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÓMICA DE UM PARQUE EÓLICO EM REGIME DE MERCADO

Rui Filipe Norte Delgado
1170276

2019

Instituto Superior de Engenharia do Porto
Departamento de Engenharia Mecânica



POLITÉCNICO
DO PORTO

isep

ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÓMICA DE UM PARQUE EÓLICO EM REGIME DE MERCADO

Rui Filipe Norte Delgado
1170276

Dissertação apresentada ao Instituto Superior de Engenharia do Porto para cumprimento dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Energias Sustentáveis, realizada sob a orientação do Professor Doutor Tiago Branco Andrade

2019

Instituto Superior de Engenharia do Porto
Departamento de Engenharia Mecânica



JÚRI

Presidente

Prof. Doutor Manuel Carlos Malheiro de Carvalho Felgueiras
Professor Adjunto, Departamento de Engenharia Eletrotécnica, Instituto Superior de Engenharia do Porto

Orientador

Prof. Doutor Tiago Branco Andrade
Professor Adjunto, Departamento de Organização e Gestão, Instituto Superior de Engenharia do Porto

Arguente

Prof. Doutor Jorge Miguel de Oliveira Sá e Cunha
Professor Adjunto, Departamento de Produção e Sistemas, Universidade do Minho

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao professor Tiago Branco Andrade pela disponibilidade e apoio prestado ao longo do trabalho. Agradeço à Marija e aos meus pais por tudo.

PALAVRAS CHAVE

Repowering, Extensão do tempo de vida, Aerogerador, Tarifa feed-in, Preço de mercado.

RESUMO

A próxima década será marcada por um período de transição dos parques eólicos, nomeadamente dos seus aerogeradores. O período de operação típico de um aerogerador é de 20 anos, o que significa que, devido ao ano de instalação dos parques eólicos existentes, uma decisão terá de ser tomada ao destino dos aerogeradores existentes, assim como o aproveitamento do potencial eólico existente no local.

O destino possível para os parques eólicos no fim de vida de operação é o repowering, ou seja, a substituição dos aerogeradores existentes por aerogeradores novos com maior potência nominal e melhor rendimento. Além de esta possibilidade, existe a hipótese de estender o tempo de vida de operação dos aerogeradores existentes, o que permite o aproveitamento acrescido aos recursos existentes no parque eólico. Para a extensão do tempo de vida de um aerogerador, é necessário um estudo prévio das condições dos seus componentes, a fim de averiguar se suportaram condições menos exigentes às expectáveis aquando do seu planeamento. Estas possibilidades correspondem a regimes diferentes em relação à venda de energia elétrica, nomeadamente uma tarifa “feed-in” bonificada e a venda de energia a preço de mercado. No caso de não ser contemplado estas hipóteses, a opção restante será o desmantelamento do parque.

O presente trabalho tem como objetivo analisar o desempenho técnico e económico de um parque eólico existente em Portugal, através de hipóteses que ensaiam os possíveis cenários no fim de vida dos aerogeradores existentes. O trabalho encontra-se estruturado pela análise da situação atual da energia eólica na Europa e em Portugal, o funcionamento de um parque eólico e os seus constituintes, o estudo de métodos de análise de extensão de vida de um aerogerador, o estudo do sistema elétrico nacional e a venda de eletricidade, e o estudo do caso prático do parque eólico. Em relação ao caso prático, a partir de dados disponibilizados pelo produtor, foi realizado um estudo dos aerogeradores existentes a fim de averiguar a possibilidade de extensão de vida de operação. De seguida, foram considerados modelos de aerogeradores com potências

nominais e anos de lançamento diferentes, no qual foi realizada uma análise dos mesmos a fim de considerar o aerogerador mais vantajoso para repowering. Com as variáveis da extensão de vida do aerogerador e dos modelos de aerogeradores para repowering, é realizado um estudo de hipóteses no qual é considerado várias janelas de tempo da extensão de vida dos aerogeradores e repowering. Os resultados obtidos permitiram chegar à conclusão da importância de dados históricos do parque para o estudo, das vantagens técnicas e económicas da extensão de vida dos aerogeradores e dos regimes de venda de energia elétrica.

KEYWORDS

Repowering, Lifetime Extension, Wind turbine, Feed-in Tariff, Market Price.

ABSTRACT

The next decade will be influenced by a transitional period for wind farms, especially their wind turbines. The typical operating period of a wind turbine is 20 years, which means that due to the year of installation of existing wind farms, a decision will have to be made to the destination of existing wind turbines, as well as the use of wind potential existing on-site.

The possible destination for wind farms at the end of operation life is repowering, i.e. the replacement of existing wind turbines with new wind turbines with higher rated power and better performance. Besides this possibility, there is a chance to extend the operating life of existing wind turbines, which allows added use of the existing resources in the wind farm. For the extension of the lifetime of a wind turbine, a prior study of the conditions of its components is necessary in order to ascertain whether they have endured fewer demanding conditions to those expected. These possibilities correspond to different schemes in relation to the sale of the electricity, namely a subsidized feed-in tariff and the sale of energy at market price. If these hypotheses are not contemplated, the remaining option will be the dismantling of the wind farm.

The present thesis aims to analyze the technical and economic performance of an existing wind farm in Portugal, through hypotheses that rehearse the possible scenarios at the end of life of existing wind turbines. The work is structured by the analysis of the current situation of wind energy in Europe and Portugal, the operation of a wind farm and its constituents, the study of methods of life extension analysis of a wind turbine, the study of the electrical system and the sale of electricity, and the study of the study case of the wind farm. Regarding the study case, from data made available by the producer, a study of existing wind turbines was carried out in order to ascertain the possibility of extension of operation life. Next, models of wind turbines with different nominal powers and year of launch were considered, in which an analysis of them was performed in order to consider the most advantageous wind turbine for repowering. With the variables of the life span of the wind turbine and the models of wind turbines for repowering, a hypothesis study is carried out in which several time windows of the life span of wind turbines and repowering are considered.

The results obtained allowed to reach the conclusion of the importance of historical data of the park for the study, the technical and economic advantages of the life span of wind turbines and the operating regimes of electricity.

LISTA DE SÍMBOLOS E ABREVIATURAS

Lista de Abreviaturas

AIA	Avaliação de Impacte Ambiental
APA	Agência Portuguesa do Ambiente
APREN	Associação Portuguesa de Energias Renováveis
INEGI	Instituto de Ciência e Inovação em Engenharia Mecânica e Engenharia Industrial
IEP	Instituto Eletrotécnico Português
IEC	International Electrotechnical Commission
O&M	Operação e manutenção
SCADA	Sistema de supervisão e aquisição de dados
DNV	Det Nordske Graphic
PRO	Produção em Regime Ordinário
PRE	Produção em Regime Especial
CUR	Comercializadores de Último Recurso
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
SEN	Sistema Elétrico Nacional
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
OMIP	Operador de Mercado Ibérico Português
OMIE	Operador de Mercado Ibérico Espanhol
GGG	Gestor Global de Sistema
REE	Rede Elétrica de Espanha
REN	Rede Elétrica Nacional
VAL	Valor Atual Líquido
TIR	Taxa interna de rentabilidade
CAPEX	Capital Expenditure

Lista de Unidades

<i>MW</i>	Megawatt
<i>GW</i>	Gigawatt
<i>TWh</i>	Terawatt hora
<i>kW</i>	kilowatt
<i>m/s</i>	Metros por segundo
<i>MVA</i>	Megavolt ampere
<i>MWh</i>	Megawatt hora

Lista de Símbolos

P_v	Potência do vento
ρ	Densidade do ar
A	Área
D	Diâmetro
P_T	Potência elétrica
U	Queda de potencial
I	Intensidade da corrente
DP	Distribuição de potência do aerogerador
$\rho(v)$	Distribuição de Weibull
E_B	Energia bruta

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1 – DISTRIBUIÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA NA EUROPA EM 2018	8
FIGURA 2 – NÚMERO DE AEROGERADORES NO ANO 20 DE OPERAÇÃO NOS PRÓXIMOS ANOS . 9	
FIGURA 3 – PAÍSES EUROPEUS COM MAIOR NÚMERO DE AEROGERADORES ACIMA DOS 20 ANOS DE OPERAÇÃO NO ANO 2020	10
FIGURA 4 – EVOLUÇÃO DA POTÊNCIA EÓLICA INSTALADA EM PORTUGAL	11
FIGURA 5 – SHARE DE POTÊNCIA DE FONTES RENOVÁVEIS INSTALADA	12
FIGURA 6 – DISTRIBUIÇÃO DE CAPACIDADE INSTALADA EM PORTUGAL CONTINENTAL	13
FIGURA 7 – TAXA DE CRESCIMENTO DE ENERGIA EÓLICA EM PORTUGAL	14
FIGURA 8 – CAPACIDADE INSTALADA EM PORTUGAL POR FABRICANTES	14
FIGURA 9 – POTÊNCIA INSTALADA POR ANO EM PORTUGAL	15
FIGURA 10 – VENTOS DOMINANTES NA ATMOSFERA TERRESTRE	16
FIGURA 11 – RECURSO EÓLICO EM PORTUGAL CONTINENTAL.....	17
FIGURA 12 – CONSTITUINTES DE UM PARQUE EÓLICO.....	23
FIGURA 13 – AEROGERADOR DE EIXO VERTICAL E EIXO HORIZONTAL	25
FIGURA 14 – COMPONENTES DE UM AEROGERADOR	25
FIGURA 15 – AEROGERADOR SEM CAIXA DE VELOCIDADES	27
FIGURA 16 – CURVA DE POTÊNCIA GENÉRICA	28
FIGURA 17 – TIPOS DE MANUTENÇÃO	30
FIGURA 18 – COMPARAÇÃO DE TIPOS DE MANUTENÇÃO	31
FIGURA 19 – FREQUÊNCIA DE AVARIAS NO TEMPO DE VIDA DE UM AEROGERADOR	32
FIGURA 20 – CATEGORIAS DE AVARIAS BASEADO NO TEMPO OCORRIDO	33
FIGURA 21 – RELAÇÃO PROBABILIDADE DE AVARIAS COM O TEMPO DE PARAGEM	34
FIGURA 22 – ESTRUTURA DO SEN	43
FIGURA 23 – ESTRUTURA DA NEGOCIAÇÃO DE ENERGIA NO MIBEL	45
FIGURA 24 – DISPOSIÇÃO DOS AEROGERADORES E SUBESTAÇÃO DO PARQUE	50
FIGURA 25 – CURVA DE POTÊNCIA DOS AEROGERADORES EXISTENTES NO PARQUE	52
FIGURA 26 – AMOSTRA DE DADOS COM FALTA DE COMUNICAÇÃO	55
FIGURA 27 – PRIORIDADE DOS LOCAIS DE COLOCAÇÃO DOS NOVOS AEROGERADORES	62
FIGURA 28 – CURVA DE POTÊNCIA DOS NOVOS AEROGERADORES.....	63
FIGURA 29 - COMPARAÇÃO DE PRODUÇÕES ANUAIS DOS ARRANJOS CONSIDERADOS	64

ÍNDICE DE TABELAS

TABELA 1 – CLASSE DE VENTOS SEGUNDO IEC STANDARD	18
TABELA 2 – EXTENSÃO DE VIDA ÚTIL VS REPOWERING	36
TABELA 3 – MÉTODOS DE ANÁLISE DE EXTENSÃO DE VIDA	37
TABELA 4 – DISPONIBILIDADE ANUAL DO PARQUE	53
TABELA 5 – DISPONIBILIDADE ANUAL DOS AEROGERADORES EXISTENTES NO PARQUE	54
TABELA 6 – PRODUÇÃO ANUAL DOS AEROGERADORES EXISTENTES NO PARQUE	55
TABELA 7 – COMPARAÇÃO DA CLASSE IEC COM A VELOCIDADE REAL DO RECURSO DE AG1	56
TABELA 8 – SOMATÓRIO DE HORAS DE EXTENSÃO DE VIDA DOS AEROGERADORES.....	57
TABELA 9 – NÚMERO DE HORAS COM VELOCIDADES ACIMA DE 25 M/S	58
TABELA 10 – HISTÓRICO DE SUBSTITUIÇÃO DE COMPONENTES NO PARQUE	59
TABELA 11 – CARACTERIZAÇÃO DOS NOVOS MODELOS DE AEROGERADORES	62
TABELA 12 – RESULTADOS DE PRODUÇÕES ANUAIS DOS ARRANJOS CONSIDERADOS	64
TABELA 13 – ROADMAP DAS HIPÓTESES PARA O ESTUDO	66
TABELA 14 – DISTRIBUIÇÃO PERCENTUAL TÍPICA DE UM PARQUE EÓLICO	67
TABELA 15 – PREVISÃO DE PREÇOS PARA REPOWERING E PREÇOS CONSIDERADOS PARA AEROGERADORES EXISTENTES	68
TABELA 16 – MÉDIA DE PREÇOS MÍNIMOS E MÉDIOS DE MERCADO.....	69
TABELA 17 – VALOR PERCENTUAL DE IPC.....	69
TABELA 18 – HIPÓTESE 1	70
TABELA 19 – HIPÓTESE 2	71
TABELA 20 – HIPÓTESE 3	72
TABELA 21 – HIPÓTESE 4	73
TABELA 22 – SÍNTESE DE RESULTADOS DA AVALIAÇÃO FINANCEIRA	74
TABELA 23 – CASHFLOWS DAS HIPÓTESES 5 E 6	75
TABELA 24 – VAL DAS HIPÓTESES SEM REPOWERING.....	76

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	3
2	ENERGIA EÓLICA.....	7
2.1	Panorama Europeu de Energia Eólica	7
2.2	Energia Eólica em Portugal.....	10
2.3	Características do vento.....	16
3	PARQUE EÓLICO	23
3.1	Constituição de um aerogerador	24
3.2	Operação de um aerogerador.....	27
3.3	Manutenção de Aerogeradores	30
3.4	Falhas de Componentes.....	32
3.5	Extensão de vida útil vs Repowering.....	34
3.6	Metodologia de estudo de extensão de vida.....	36
4	SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL	41
4.1	Regimes de Produção de Eletricidade.....	41
4.2	Funcionamento do Sistema Elétrico Nacional	43
4.3	Mercado Ibérico de Eletricidade	44
5	CASO PRÁTICO.....	49
5.1	Viabilidade de um projeto.....	49
5.2	Descrição do caso prático	50
5.3	Estudo de extensão de vida útil do Parque.....	51
5.3.1	Características dos Aerogeradores do Parque	51
5.3.2	Dados SCADA do Parque	53

5.3.3	Disponibilidade do Parque	53
5.3.4	Produção do Parque	54
5.3.5	Estudo do recurso.....	56
5.3.6	Substituição de Componentes.....	58
5.3.7	Síntese de resultados	60
5.4	Estudo de repowering	61
5.4.1	Comparação de Aerogeradores.....	63
5.4.2	Estudo de disposição do Parque	63
5.4.3	Síntese de Resultados.....	65
5.5	Estudo da viabilidade de hipóteses do Parque	65
5.5.1	Metodologia do estudo das hipóteses	66
5.5.2	Descrição das hipóteses	69
5.5.3	Resultados Obtidos	74
5.5.4	Discussão dos resultados.....	76
6	CONCLUSÃO	83
7	BIBLIOGRAFIA.....	89
8	ANEXOS.....	93
8.1	Anexo 1 – Hipótese 1	95
8.2	Anexo 2 – Hipótese 2	96
8.3	Anexo 3 – Hipótese 3	97
8.4	Anexo 4 – Hipótese 4	98
8.5	Anexo 5 – Estudo de extensão de vida	99
8.6	Produção dos modelos considerados para repowering.....	100
8.7	Previsões de CAPEX e O&M	101

1 INTRODUÇÃO

1 INTRODUÇÃO

O presente século está marcado por constantes acontecimentos relacionados com a forma de como os recursos do planeta estão a ser geridos. Neste momento, com o aumento da temperatura terrestre, o aumento da poluição, escassez de recursos e catástrofes naturais, existem provas suficientes que nos dias de hoje vivemos acima das possibilidades que o planeta pode suportar. Como tentativa de mudar o rumo das previsões calamitosas, foram assinados o Protocolo de Quioto e o Acordo de Paris, com o fim de reduzir os gases de efeito de estufa [1].

Para cumprir estes objetivos, a indústria energética virou-se a alternativas de fontes renováveis, que não emitem gases poluentes na produção elétrica. Indústria esta que é um dos setores que mais contribui no auxílio da problemática da emissão de gases poluentes. No caso de Portugal, um país rico em recursos naturais internos para explorar, debruçou-se na exploração de energias renováveis, como a eólica, a hídrica e solar. Em relação ao recurso eólico, o nível de eolicidade em Portugal torna o recurso um dos principais contribuintes na produção energética nacional. Em 2006, como resultado do consórcio eólico formado em Portugal denominado Eneop (2005) e de incentivos financeiros, foram implementados vários parques eólicos, com o fim de ser uma alternativa energética e de cumprir metas ambientais estipuladas [2].

Para a implementação de um parque eólico, é necessário passar por várias fases para ser concretizada com sucesso. As etapas na implementação podem repartir-se na escolha preliminar do local, baseada em indicadores biológicos ou dados do atlas do vento, no qual serão realizados estudos em relação a condições de acesso, a proximidade à rede elétrica e estudos ambientais preliminares. O próximo passo é a quantificação do recurso, através de campanhas de medições do local, estudos de mesoescala, que descrevem as leis físicas de quantidade de movimento e conservação de energia e estudos através de modelos lineares. Esta quantificação é avaliada quanto à qualidade e ao grau de incerteza dos resultados obtidos, o que permitirá responder à questão do potencial do recurso do local. Se o potencial do recurso é positivo, é realizada uma análise económica com participação da entidade financiadora e com estudos adicionais se a incerteza do potencial do recurso for alta. Mediante a potência total do parque é realizada uma AIA (Avaliação do Impacte Ambiental), supervisionada pela Agência Portuguesa do Ambiente, que aprova, condiciona ou não aprova o projeto. Com a construção e a planificação da manutenção realizada, inicia-se o processo de exploração do parque [3] [4].

Após a fase de operação, são levantadas várias questões em relação ao próximo passo, nomeadamente ao destino do parque eólico e seus equipamentos, assim como o aproveitamento de seus recursos e desafios económicos, que são questões que os proprietários dos parques devem averiguar antes do fim da operação. Estas questões são a motivação do estudo apresentado no presente documento. Como referido anteriormente, em 2006 foram instalados vários parques eólicos, no qual correspondem a 1200 MW (600 aerogeradores). Visto que, de uma forma geral, todos os aerogeradores têm um período de vida útil de 20 anos, no ano 2026, 600 aerogeradores serão alvo de um dos seguintes processos: extensão do tempo de vida de operação do aerogerador, desmantelamento do aerogerador ou repowering. A extensão do tempo de vida do aerogerador é possível, se as condições dos componentes principais se encontrarem em melhores condições do que o previsto em projeto para o ano 20 do aerogerador, ou se a substituição de alguns componentes chave permitam que o aerogerador se mantenha em operação por um período adicional. Se o aerogerador não se encontrar mais em condições de operação e de segurança, o desmantelamento do parque ou o repowering (substituição dos aerogeradores existentes por novos com mais potência e uma tecnologia mais moderna) serão as soluções existentes. As decisões tomadas serão influenciadas a nível económico e técnico, assim como em termos legais, visto que a legislação em vigor pode influenciar esta decisão, através de fatores como a tarifa bonificada e a venda de energia em regime de mercado [5] [6] [7].

No presente trabalho, foi elaborado um estudo de hipóteses de um caso prático existente após fim de contrato firmado com o Estado. O caso prático foi aplicado a um parque eólico da zona do Minho com uma potência instalada de 10 MW com 5 turbinas eólicas de 2 MW de potência. A data de início de operação foi em 2006. As hipóteses estudadas foram o repowering dos aerogeradores, extensão do tempo de vida dos aerogeradores existentes e desmantelamento. As hipóteses estudadas contemplam extensão de vida dos aerogeradores por 2 e 5 anos, com o objetivo de testar o rendimento do parque eólico do caso prático em regime de tarifa fixa “feed-in” e em regime de mercado. O caso prático encontra-se dividido pelo estudo de extensão de vida dos aerogeradores existentes no parque eólico, o estudo dos possíveis modelos de aerogeradores para efetuar o repowering e a análise de rentabilidade das hipóteses referidas.

2 ENERGIA EÓLICA

2 Energia Eólica

2.1 Panorama Europeu de Energia Eólica

A energia eólica é um setor chave na base industrial da Europa. A produção, instalação e operação de aerogeradores suporta mais de 260000 postos de trabalho e os parques eólicos geram benefícios económicos diretos nos locais onde se encontra localizado, que são regularmente em comunidades rurais, disponibilizando emprego e investimento [8].

A história da indústria eólica na Europa arranca em 1982 com o primeiro parque eólico europeu, na Grécia, com 100 kW de potência. Na década de 80, surgiu então os players fabricantes predominantes, incluindo a Enercon, com o desenvolvimento da sua primeira turbina eólica, e a Vestas, na sua decisão de se concentrar exclusivamente na indústria eólica; também surgiram políticas europeias de incentivo económico, assim como nacional, nomeadamente na Dinamarca, Reino Unido e Alemanha. Na década de 90, com a evolução da tecnologia eólica, com a criação de turbinas de maior potência, já com potências acima de 1 MW, em conjunto com a evolução de sensibilização ambiental e acordos mundiais de redução de emissões de gases de estufa, verificou-se um aumento exponencial de parques eólicos na Europa. Tendência que continua no início do milénio, até mais recentemente, com a estagnação de criação de novos parques eólicos em terra em certos países e a aposta em parques eólicos offshore [9] [10].

Na matriz energética, a energia eólica responde a 14% da necessidade energética da União Europeia, sendo superior em vários países: 41% na Dinamarca, 28% na Irlanda, 24% em Portugal, 21% na Alemanha e 19% em Espanha[11] .

A Figura 1 ilustra a distribuição da capacidade instalada na Europa em 2018, assim como a sua contribuição global:

dilema que muitos produtores, nomeadamente proprietários de parques eólicos, terão nos próximos anos [11] [12].

Na Europa, em 2020, 28% dos aerogeradores instalados terão mais de 15 anos de vida. Tipicamente um aerogerador chega ao fim de sua vida de operação aos 20 anos, o que significa o fim de vida eminente de um número significativo de aerogeradores na Europa [11].

Na Figura 2 é possível observar o número de aerogeradores no ano 20 de operação nos próximos anos:

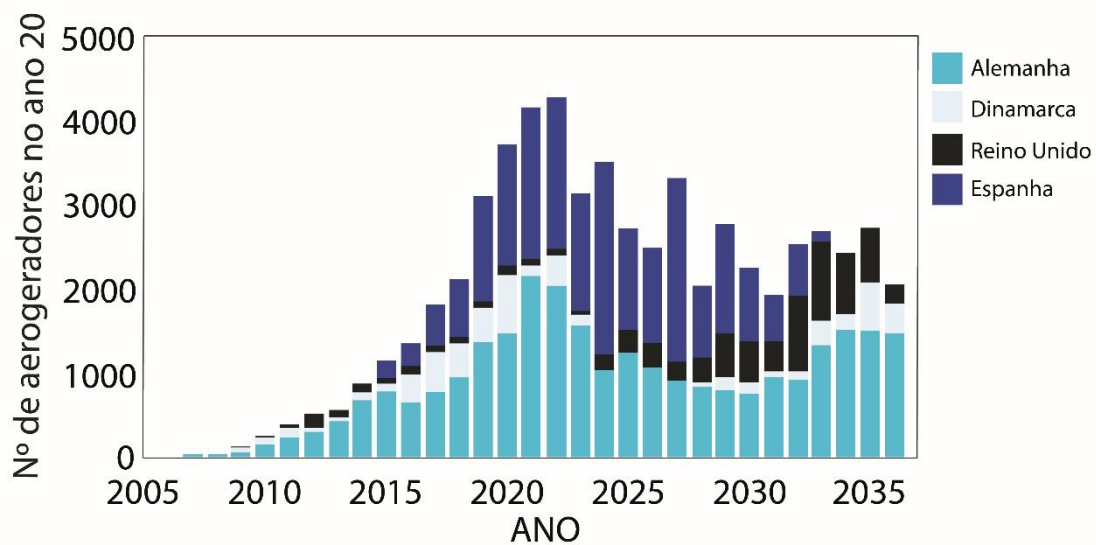


Figura 2 – Número de aerogeradores no ano 20 de operação nos próximos anos [5]

Estes números podem traduzir-se para o resto da Europa, incluindo Portugal, visto que os períodos de instalação da maioria dos parques em Portugal iniciaram no ano 2005. Como se verifica na Figura 2, no ano 2020 mais de 4000 aerogeradores terão mais de 20 anos, número significativo que obriga a decisões importantes de proprietários e produtores nos próximos anos. Para demonstrar a emergência desta problemática e a necessidade de abordar o mais breve possível, a Figura 3 apresenta os países com o maior número de aerogeradores com mais de 20 anos no ano 2020:

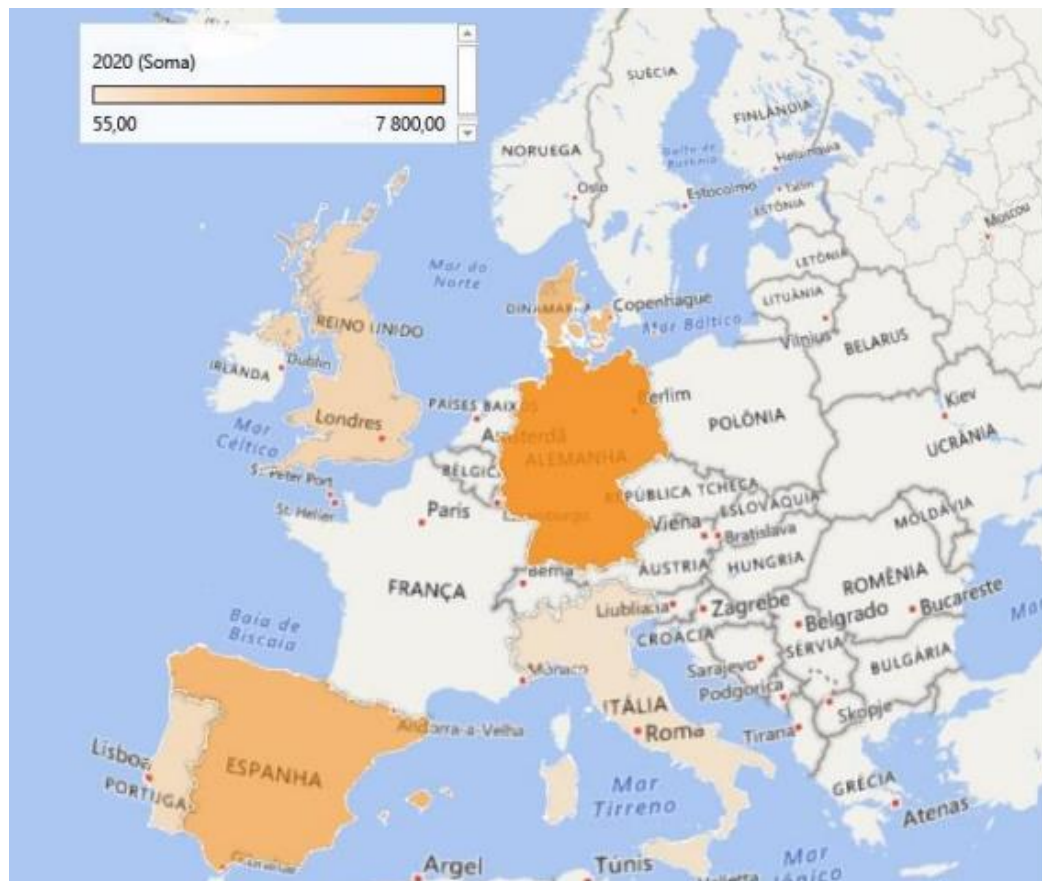


Figura 3 – Países europeus com maior número de aerogeradores acima dos 20 anos de operação no ano 2020 [13]

A Figura 3 revela que os maiores produtores europeus na Europa também são os países com maior número de aerogeradores perto do fim de vida de operação. Os países incluídos são Alemanha, Dinamarca, Reino Unido, Espanha, Portugal e Itália.

Consequentemente, a indústria necessita de se preparar para os desafios dos próximos 5-10 anos com os seus aerogeradores, como a sua manutenção, a avaliação da estrutura e dos componentes principais, assim como estudos económicos de venda de energia, para decisão de extensão de vida do aerogerador, a decisão de repowering do parque eólico, ou até o seu desmantelamento, temas que serão abordados nos capítulos seguintes.

2.2 Energia Eólica em Portugal

No caso de Portugal, país com recursos naturais para explorar, apostou na exploração de energias renováveis, como a eólica, a hídrica e a solar. Em relação ao recurso eólico, este recurso é um dos principais contribuintes na produção energética nacional. Em 2005, como resultado do consórcio eólico formado em Portugal denominado ENEOP, foram implementados vários parques eólicos, com o fim de se tornarem uma alternativa energética e de cumprir metas ambientais estipuladas. Consequentemente, no fim de 2007, Portugal era o décimo produtor mundial de energia eólica em termos

absolutos. Em 2007, Portugal tinha uma capacidade instalada de 2150 MW, que representava 2,3% do mercado mundial [14] [15].

A Figura 4 representa a evolução da indústria em Portugal até 2016:

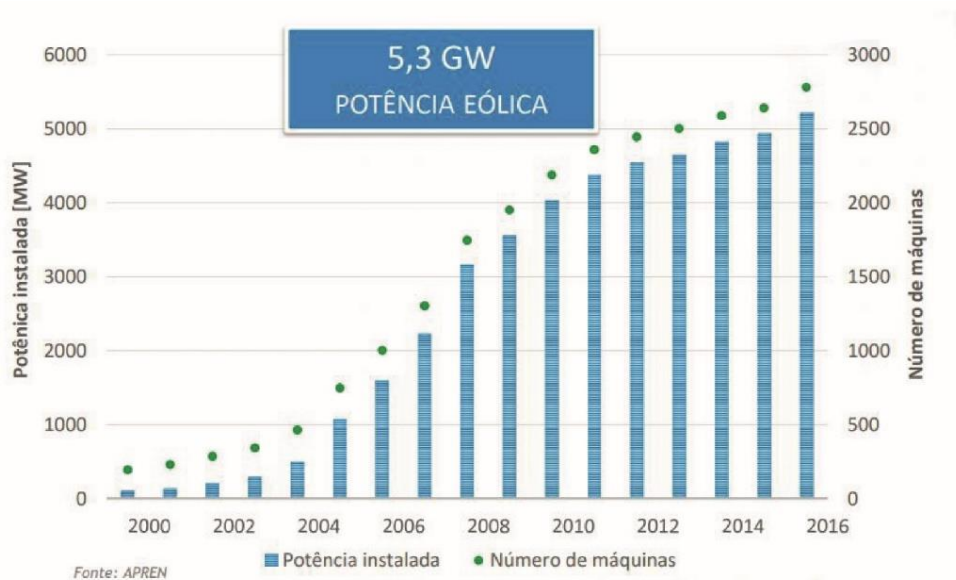


Figura 4 – Evolução da potência eólica instalada em Portugal [13]

Os valores de produção elétrica de fonte eólica demonstrados na Figura 4 são justificados pelos incentivos financeiros e consórcios formados, como referido anteriormente. No final de 2017, a capacidade instalada no país atingiu os 5306 MW e 12,1 TWh de produção eólica anual. Estes números são um contributo significativo para a redução da dependência energética, com a energia eólica sendo vista como uma tecnologia madura que contribui para a segurança do abastecimento energético [16].

Em comparação com o resto das fontes renováveis, o crescimento eólico foi o mais emergente. A Figura 5 apresenta a evolução do share de potência instalada em Portugal até 2016:

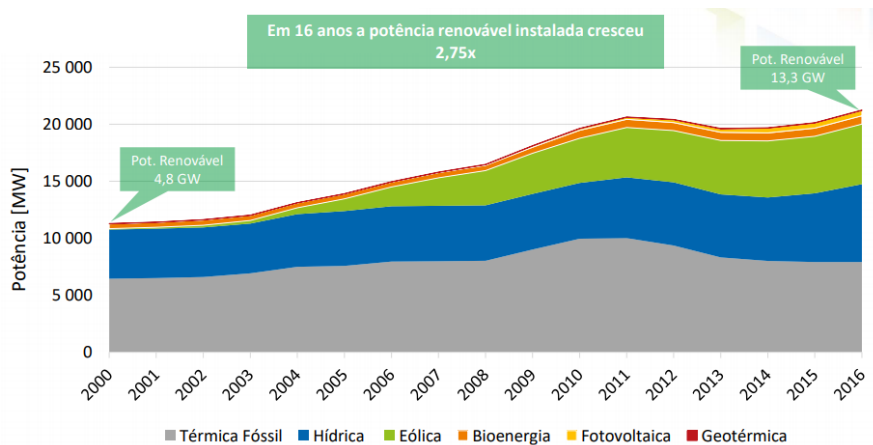


Figura 5 – Share de potência de fontes renováveis instalada [13]

Como verificado na Figura 5, a energia térmica fóssil e a energia hídrica tiveram sempre uma presença significativa ao longo dos anos em relação à potência instalada. A energia eólica a partir de 2005 teve um crescimento emergente e hoje tem uma contribuição relevante e quase equiparável à energia não renovável.

Embora Portugal tenha um bom potencial de energia eólica, segundo a DGEG, devido à sua situação geográfica e geomorfológica, apenas nas montanhas, a velocidade e a regularidade do vento é suscetível de aproveitamento energético. A maior parte dos locais com essas características situam-se a norte do rio Tejo, e a Sul junto à Costa Vicentina e Ponta de Sagres, sendo raros na planície alentejana [17].

A Figura 6 apresenta a distribuição da capacidade instalada por Distritos e Regiões Autónomas (2016):

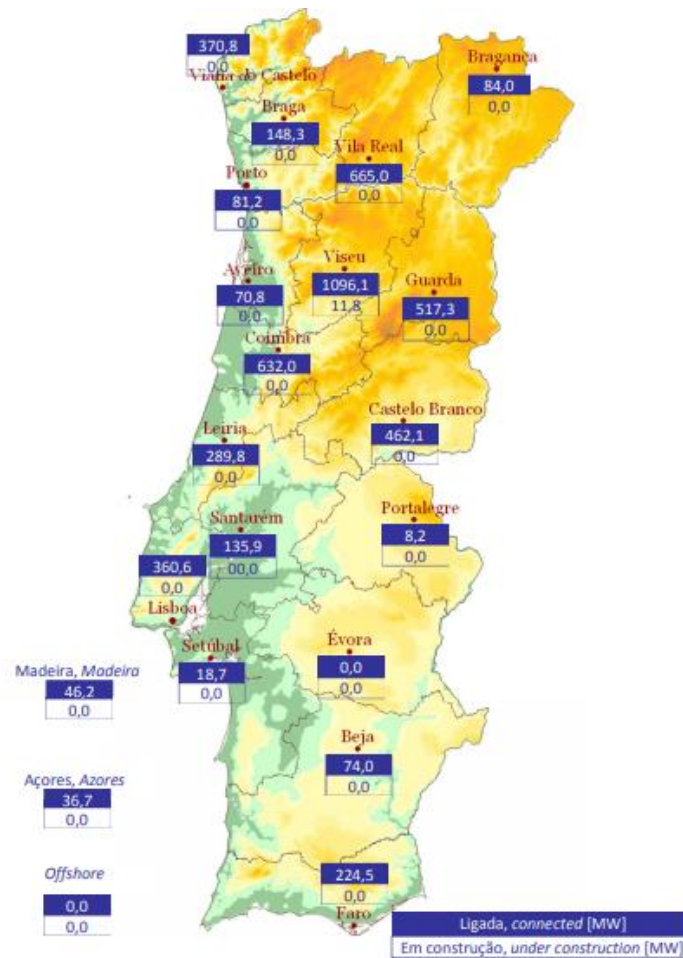


Figura 6 – Distribuição de capacidade instalada em Portugal Continental [16]

Na produção de eletricidade em 2017, segundo a APREN, a produção eólica teve mais representação, com 21,6% da produção nacional, apresentando-se como o maior contribuinte renovável. No total de produção, a energia renovável apresenta no total uma percentagem de 42%, aproximando-se da energia fóssil, com 58% [16].

Embora demonstrado anteriormente que a contribuição da energia eólica em Portugal é positiva, a tendência do seu crescimento não terá a mesma resposta. Segundo a APREN, o crescimento da energia eólica, ou seja, a instalação de novos parques e de novos aerogeradores, estagnou nos últimos 6-7 anos [16].

A Figura 7 demonstra a evolução da taxa de crescimento da energia eólica em Portugal:

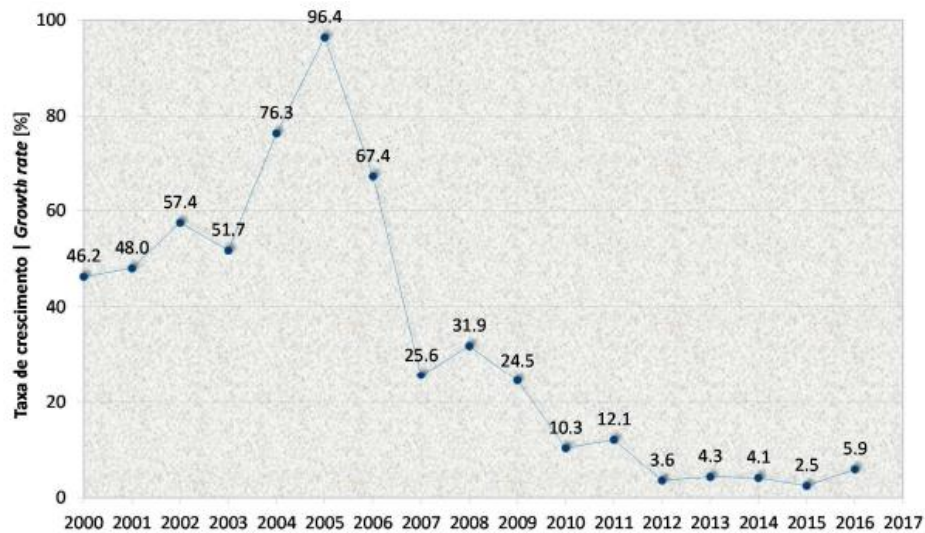


Figura 7 – Taxa de crescimento de energia eólica em Portugal [16]

Como verificado pela Figura 7 e segundo dados do INEGI, em 2005, ano de grandes iniciativas e acordos em relação à energia eólica em Portugal, teve um crescimento de 96,4%, valor que desceu abruptamente nos anos seguintes. No ano de 2012 iniciou um período de crescimento baixo e estagnante, nunca ultrapassando os 6%.

Em relação ao share de fabricantes em Portugal, a ENERCON domina o número de aerogeradores no país, devido à oportunidade tomada por este fabricante no consórcio ENEOP, que permitiu possuir a maior cota no mercado [16].

A Figura 8 apresenta a capacidade instalada de aerogeradores por fabricante em Portugal (2016):

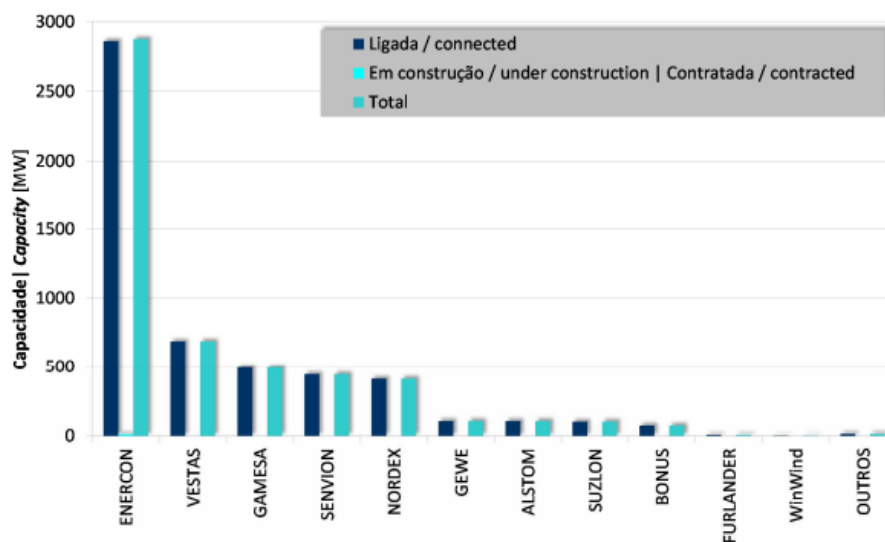


Figura 8 – Capacidade instalada em Portugal por fabricantes [16]

A Figura 8 demonstra o domínio da ENERCON em relação à capacidade instalada, seguida da VESTAS e da GAMESA. Um dado importante de retirar da Figura 8 é o da existência praticamente nula de nova capacidade em construção. Esta Figura foi elaborada pelo INEGI em 2016, mas a tendência é para se manter nos próximos anos, a não ser que medidas sejam tomadas [6].

Como referido anteriormente, o período de vida útil dos aerogeradores tem geralmente como limite 20 anos, dados pelo fabricante. O setor eólico nacional está cada vez mais envelhecido e a tendência está para se manter, mas o facto de os aerogeradores terem um limite de 20 anos não impossibilita a continuidade de exploração do aerogerador, pois os fatores poderão ou não implicar a sua operação posterior a 20 anos. De momento, em Portugal não existe legislação que assegure a extensão da vida útil dos aerogeradores, sendo difícil a continuidade da manutenção dos parques eólicos [6].

Em Portugal existem cerca de 250 empreendimentos eólicos, correspondendo a uma potência instalada de cerca de 5,3 GW. Do total de parques eólicos, 19% estão com idade a variar entre os 15 e 20 anos, totalizando uma potência instalada de 339,52 MW. Caso se verifique o não investimento, o setor eólico irá diminuir drasticamente ao longo dos anos [6].

A Figura 9 demonstra a potência instalada nos próximos anos em Portugal:

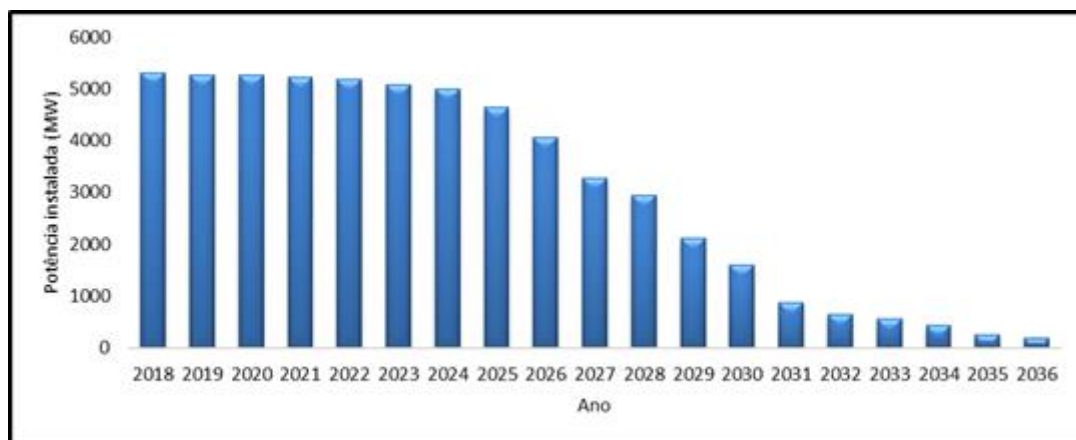


Figura 9 – Potência instalada por ano em Portugal [6]

Como demonstra a Figura 9, a partir de 2020 a potência instalada de fonte eólica em Portugal vai diminuir drasticamente. Com uma análise previsível a curto prazo realizada como base do ano de 2018, no ano de 2023, cerca de 72% parques eólicos estarão com 15 ou mais anos. Utilizando a mesma análise, mas a médio prazo, o IEP refere que em 2028 cerca de 95% dos parques eólicos terão 15 ou mais anos, correspondendo a 92% da potência instalada, o que corresponde a cerca de 4901 MW [6].

Como referido anteriormente, é necessário averiguar uma solução para estes números. Neste sentido, sendo impensável o desmantelamento da frota eólica existente devido à sua contribuição demonstrada anteriormente, apontam-se duas

soluções possíveis para a continuidade de operação dos parques eólicos em fim de vida útil: a extensão da vida útil dos aerogeradores, ainda que por um período de tempo limitado, consoante a existência ou não de enquadramento legal; ou o repowering das turbinas eólicas, com substituição por tecnologia mais recente e eficiente em que os parques eólicos já têm a vantagem de já ter as infraestruturas de acesso e ligação à rede disponíveis [6] [7].

2.3 Características do vento

O vento é um recurso utilizado para responder às necessidades energéticas das atividades humanas, como os meios de transporte e bombeamento de água para fins industriais. Este recurso é um recurso renovável que é variável na sua intensidade e frequência. Dependendo de essa intensidade e frequência, o vento poderá ser utilizado para vários fins, incluindo a produção de energia elétrica [19].

Para a possibilidade de utilizar o vento para produção de energia elétrica, caracteriza-se o recurso na sua origem, características e potencial eólico. Em relação à sua origem, o vento é gerado por movimento das massas do ar que são condicionadas pela variação da pressão no planeta, devido às radiações solares. O movimento é realizado das zonas de alta pressão para zonas onde a pressão é inferior [20].

A Figura 10 demonstra os ventos dominantes no planeta:

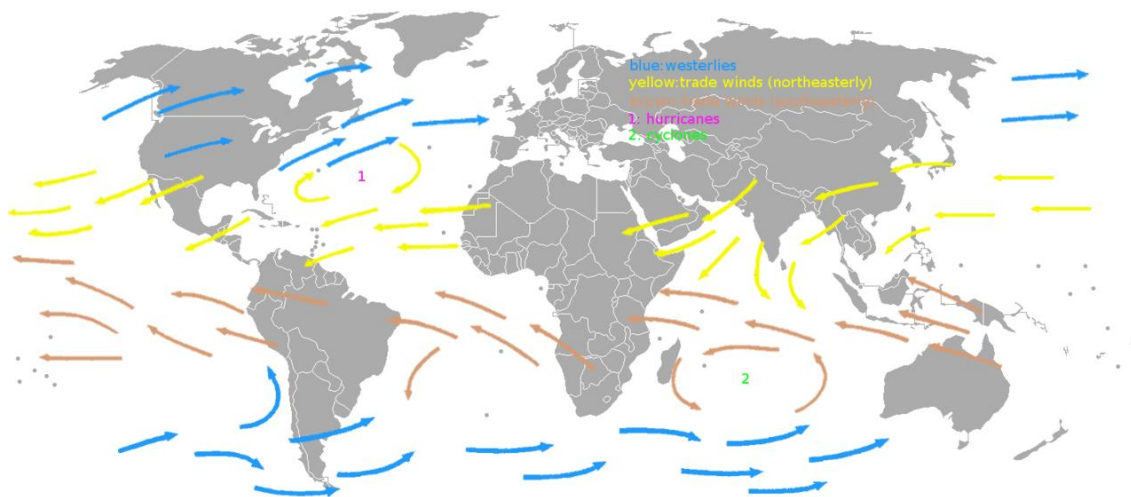


Figura 10 – Ventos dominantes na atmosfera terrestre [21]

Como referido anteriormente, o vento pode ser variável na sua intensidade e frequência. Ao nível geográfico, tem-se variabilidade em pequena e grande escala. A variabilidade em grande escala é representada na Figura 10 [21]. Em relação à pequena escala, o vento é caracterizado pelo espaço geográfico, consideração à orografia do terreno. Mais localmente, a topografia do terreno é considerada, onde os ventos mais fortes surgem em locais mais altos, como o cimo de montanhas, e os

ventos mais fracos surgem em vales e zonas de mais baixa altitude. Contudo, a presença de obstáculos também condiciona a velocidade do vento [10].

Em termos de frequência, o vento é variável:

- Anualmente;
- Mensalmente;
- Diariamente;
- Curta escala. [22]

A variação anual é uma variação que é difícil de utilizar como previsão, devido à dificuldade em averiguar a viabilidade económica de um projeto eólico. Em períodos inferiores a um ano, a variação será maior e de melhor precisão [10].

Em Portugal, o referido anteriormente em relação à variação do vento é demonstrado na realidade, através da localização dos parques eólicos em território nacional. A Figura 11 demonstra a velocidade média em Portugal Continental:

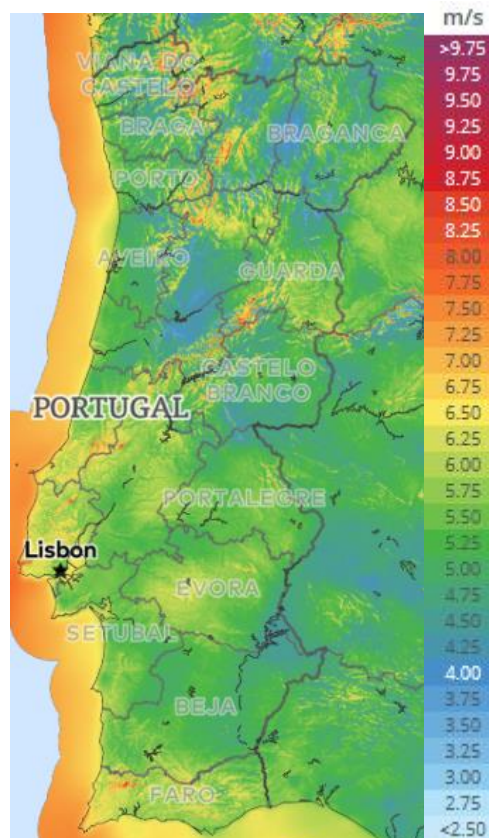


Figura 11 – Recurso eólico em Portugal Continental [23]

Na Figura 11 observa-se a velocidade do vento no local, o que significa que em Portugal, os produtores eólicos procuram os locais com maior altitude, visto que

apresentam o melhor potencial eólico, comparando com a localização dos parques eólicos.

Como referido anteriormente, a previsão do vento é mais precisa com análise de períodos mais curtos. Ao analisar a variação em curta escala, é possível identificar a turbulência. A turbulência são flutuações da velocidade do vento numa escala rápida, no qual é causada por fricção do ar no terreno e por variações térmicas que resulta na variação do deslocamento do ar, estando geralmente interligados [22].

Tendo em conta as condições de vento referidas, o design dos aerogeradores é realizado para condições específicas. As fases de projeto e construção de um parque eólico são executadas tendo em consideração as condições de vento que o aerogerador vai estar exposto, ou seja, a sua classe de vento [24].

A classe do vento determina qual o aerogerador que melhor se encaixa para as condições específicas do local. Em relação à classe de vento, segundo o IEC 61400, standard definido para que a engenharia dos componentes seja realizada de forma apropriada para os riscos durante o tempo de vida do aerogerador, existem as seguintes classes de ventos: [24]

Tabela 1 – Classe de Ventos segundo IEC Standard [25]

Classe de vento/turbulência	Média anual da velocidade do vento à altura do hub (m/s)	Rajadas extremas de 50 anos (m/s)
Ia vento alto – turbulência a 18%	10,0	70
Ib vento alto – turbulência a 16%	10,0	70
IIa vento médio – turbulência a 18%	8,5	59,5
IIb vento médio – turbulência a 16%	8,5	59,5
IIIa vento baixo – turbulência a 18%	7,5	52,5
IIIb vento baixo – turbulência a 16%	7,5	52,5
IV	6	42,0

Além das classes apresentadas na Tabela 1, é ainda compreendida a classe S, específica para projetos em que as exigências do vento não se encaixam com qualquer uma das classes definidas. [25]

Na Tabela 1, as classes definidas dividem-se de acordo com intervalos de características do vento, à altura de instalação do rotor, nomeadamente no que se refere aos valores das rajadas extremas de 50 anos, velocidade média anual e intensidade da turbulência.

Partindo destes conceitos da origem e das características do vento, apresentados no presente capítulo, resulta o ponto de partida para averiguar as características do aerogerador para o local. A constituição e funcionamento de um parque eólico constituem os assuntos do capítulo seguinte.

3 PARQUE EÓLICO

3 Parque Eólico

Um parque eólico é um conjunto de um número de aerogeradores ligados a uma rede de transmissão de energia elétrica. No seu conjunto, um parque eólico tem como constituintes os aerogeradores, os acessos e áreas de plataforma dos aerogeradores, os cabos subterrâneos, o sistema de controlo e a conexão para a rede elétrica exterior [26]. A Figura 12 demonstra o circuito elétrico percorrido dentro do parque eólico até à interconexão exterior:

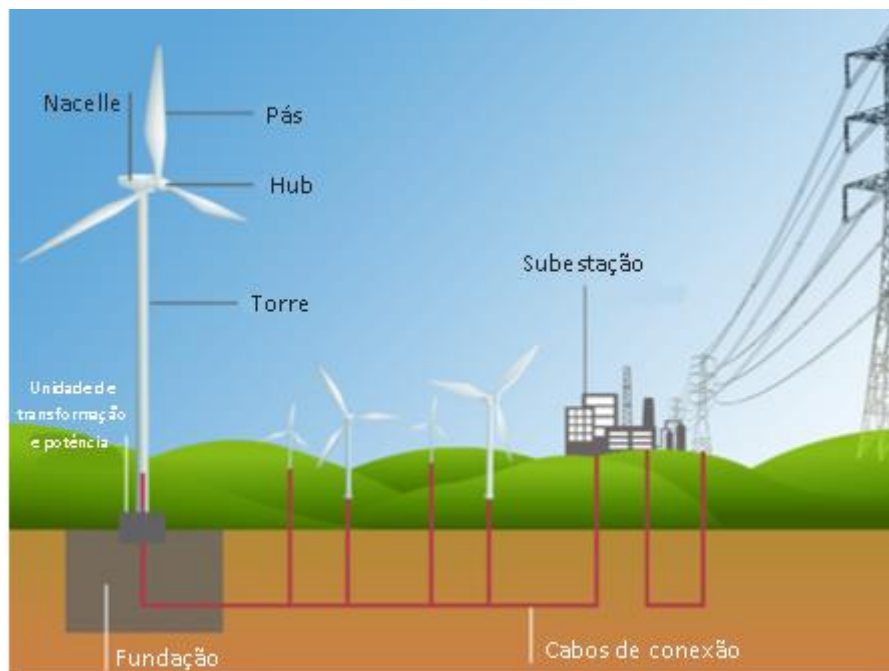


Figura 12 – Constituintes de um parque eólico (Adaptado de [27])

O parque eólico tem uma subestação/posto de seccionamento que transforma e adapta a energia elétrica produzida para a rede elétrica exterior. A subestação/posto de seccionamento disponibiliza um ponto de controlo dentro e fora do parque eólico. A sala de controlo é geralmente localizada na subestação, no qual se encontra o equipamento que permite o sistema de aquisição de dados (SCADA). Da subestação/posto de seccionamento ao ponto de conexão da rede de alta tensão, a conexão é geralmente realizada via aérea [26].

A listagem sintetiza os componentes principais de um parque eólico:

- Aerogeradores – componentes principais de um parque eólico;

- Acessos – as vias de acesso são necessárias para aceder fisicamente a cada aerogerador;
- Cabos subterrâneos – todos os aerogeradores necessitam de estar ligados eletricamente para transportar a energia para a rede elétrica. Devido às quantidades de potência elétrica, os cabos que transportam a energia vão ser de espessura elevada, e devido a questões técnicas, de segurança e económicas, estes cabos são enterrados para proteção mecânica e sinalizados;
- Subestação/posto de seccionamento – uma subestação é o meio de conexão entre a transmissão e distribuição, no qual a sua aplicação pode ser para elevar ou baixar a voltagem consoante a necessidade;
- Sala de Controlo – na sala de controlo encontra-se o sistema de supervisão e aquisição de dados (SCADA), sistema que permite aos seus utilizadores monitorizar e controlar remotamente as operações dos aerogeradores em tempo real. A informação disponível pode ser meteorologia local, velocidade do vento e disponibilidade do aerogerador, assim como são dados alertas de possíveis anomalias no aerogerador;
- Interconexão à rede existente – da subestação ao ponto de conexão com rede de alta voltagem, são utilizadas geralmente linhas aéreas;
- Plataformas – Os aerogeradores são construídos sob fundações, estrutura subterrânea que suporta o aerogerador. As áreas envolventes das fundações dos aerogeradores devem estar niveladas para futuras manutenções dos componentes dos aerogeradores [26].

3.1 Constituição de um aerogerador

Um aerogerador é um dispositivo rotativo, com eixo vertical ou horizontal, que extrai a energia através do vento (energia cinética), no qual a energia mecânica resultante é convertida em eletricidade. No planeamento e construção dos aerogeradores, as características dos materiais e de toda a montagem, como a força, o comportamento dinâmico e a fadiga, são tomados em consideração. O aerogerador pode realizar a rotação de forma horizontal (eixo horizontal) ou vertical (eixo vertical) [28]. A Figura 13 ilustra os dois tipos de rotações referidos:

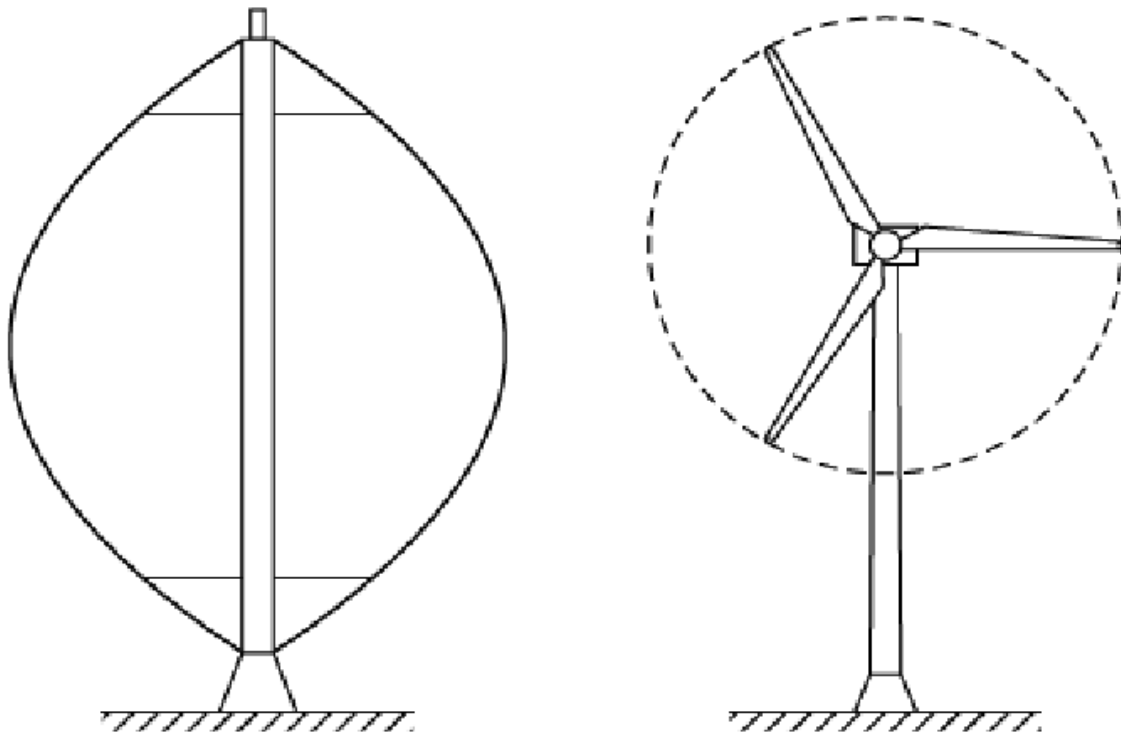


Figura 13 – Aerogerador de eixo vertical e eixo horizontal [29]

Para os aerogeradores de eixo horizontal, podem ser frontais (upwind), no qual o vento colide com a frente do aerogerador antes da torre, ou à retaguarda (downwind), em que o vento atinge a torre primeiro. Em relação a aerogeradores de eixo vertical, estes podem ter o gerador e a caixa de velocidades no solo, não existindo a necessidade de torre, mas as velocidades do vento são mais baixas (mais perto do solo) [28]. Focando no aerogerador de eixo horizontal, a Figura 14 apresenta os seguintes componentes:

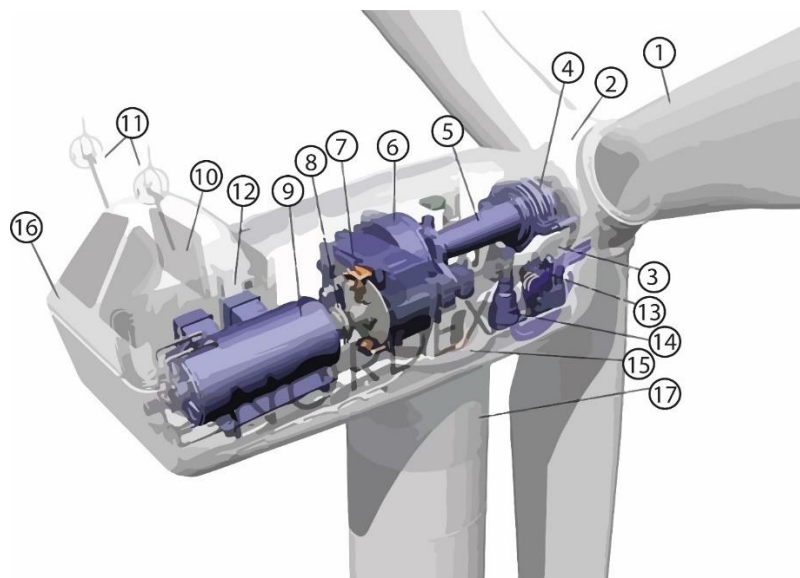


Figura 14 – Componentes de um aerogerador [26]

Os constituintes apresentados na Figura 14 são os seguintes:

1. Pás do aerogerador – constituídas de materiais compostos e que utilizam a potência eólica para girar o gerador;
2. Cubo do aerogerador – acoplamento das pás ao encapsulamento e hub;
3. Encapsulamento da cabine – constituído geralmente por ferro fundido dúctil;
4. Rolamento do eixo do aerogerador – carrega o peso do rotor, mantendo o equilíbrio com os componentes restantes;
5. Eixo do aerogerador – transmite a potência do rotor ao gerador
6. Caixa de velocidades – aumenta as velocidades baixa de rotação do rotor para que o eixo de transmissão do lado do gerador gire a velocidades apropriadas;
7. Disco de travão – utilizado para parar a máquina e manter o rotor parado;
8. Acoplamento transmissão/gerador – realiza conexão entre o eixo de transmissão e o gerador;
9. Gerador - realiza a conversão de energia mecânica em energia elétrica;
10. Refrigerador da caixa de velocidades – ligado à caixa de velocidades para manter os componentes a temperaturas operacionais;
11. Anemómetro e sensor de direção – realiza a medição das condições do vento e transmite informação para o sistema de controlo do aerogerador;
12. Controlador – monitoriza e controla a operação do aerogerador. O controlador permite que a operação do aerogerador seja totalmente automatizada. Se alguma condição criar o alerta no sistema, o aerogerador é guiado para um estado de segurança;
13. Sistema Hidráulico – controla a pressão hidráulica do equipamento como os discos de travão e o sistema de travagem do mecanismo de yaw;
14. Mecanismo de Yaw – permite a rotação da nacelle para que esteja em condições de produção para o vento local;
15. Rolamento de Yaw – permite equilibrar o peso da nacelle para facilitar a rotação à volta da torre;
16. Nacelle – Proteção de elementos externos;
17. Torre – mantém a nacelle acima do solo e permite o acesso à nacelle [26].

Em relação aos aerogeradores horizontais, estes podem ser caracterizados em relação ao gerador: geradores de indução e geradores síncronos. Os geradores de indução têm como configuração máquinas de indução de rotor em gaiola ou máquinas de indução de dupla alimentação ou de rotor bobinado, sendo geralmente utilizados os de indução de dupla alimentação. A Figura 14 apresenta um aerogerador com gerador de indução, no qual é constituído por caixa de velocidades. Estes tipos de aerogeradores têm como constituintes o rotor, com o sistema de controlo de pitch, que tem como função alterar o ângulo das pás para regular o modo como é captada a energia eólica, assim como para paragem do próprio aerogerador; a nacelle que contém os componentes de geração como o gerador, a caixa de velocidades, o travão de disco e o

mecanismo de yaw, mecanismo de orientação direcional. A caixa de velocidades é o componente que adequa a velocidade de rotação das pás à velocidade de rotação do gerador. O modo de funcionamento é através dos veios de alta e baixa velocidade. O veio de baixa velocidade liga o rotor a caixa de velocidades e o veio de alta velocidade liga ao gerador elétrico. [26] [28]

Os aerogeradores com geradores síncronos podem não conter caixa de velocidades. A Figura 15 demonstra um aerogerador sem caixa de velocidades:

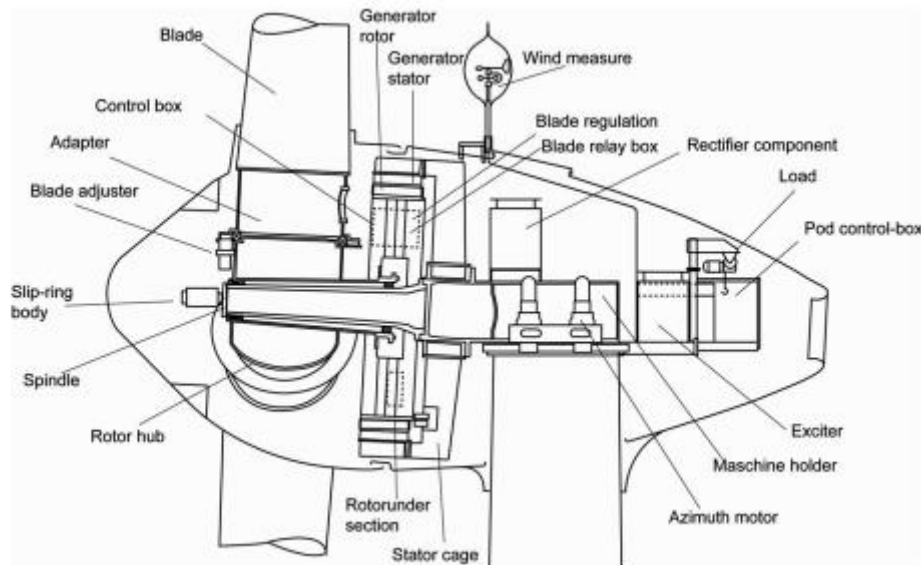


Figura 15 – Aerogerador sem caixa de velocidades [30]

Tal como nos aerogeradores de indução, o rotor é constituído pelas pás, o cubo do rotor é o sistema de pitch. As maiores diferenças estão localizadas dentro da nacelle, em que pela possibilidade de ausência de caixa de velocidades, o rotor está ligado diretamente ao rotor do gerador. Os restantes componentes são semelhantes à constituição de aerogeradores de indução. O acoplamento direto entre o rotor e o gerador traz vantagens operacionais, nomeadamente na própria ausência da caixa de velocidades e seus equipamentos e manutenções associados, a adoção de geradores de baixa velocidade e maior diâmetro, em que resulta num menor comprimento axial de toda a parte móvel. [26] [30]

3.2 Operação de um aerogerador

O princípio fundamental da operação de um aerogerador é do vento pressionar contra as pás do rotor que, pelo seu formato e ângulo, permitem converter a energia eólica em energia rotativa. Esta força rotativa atua sobre o eixo de transmissão, causando a sua rotação e a geração de eletricidade, sendo posteriormente transmitida para a rede elétrica. A relação da velocidade do vento e a potência do vento é de um cubo, ou seja, dobrando a velocidade do vento a potência aumenta oito vezes. Isto significa que

pequenas mudanças na velocidade do vento podem significar diferenças de produção significativas. [26] [22] [30]

A energia que o vento transfere por segundo para o rotor é designada por potência do vento. A velocidade do vento é um parâmetro medido pelo anemómetro e importante para determinar a quantidade de energia que uma turbina eólica converte em energia elétrica. [26] A expressão para a potência do vento é dada:

$$P_v = \frac{1}{2} \rho A v^3 (=) P_v = \frac{1}{2} \rho \left(\frac{\pi D^2}{4} \right) v^3 \quad (1)$$

Na fórmula (1), P_v é a potência do vento medida em Watt, ρ é a densidade do ar e A é a área do rotor, no qual o diâmetro D influencia diretamente com a potência extraída do vento, e v corresponde à velocidade do vento medida pelo anemómetro em m/s . [9]

Na operação de um aerogerador, existem três estratégias para regular a quantidade de vento capturada pelo rotor: controlo de stall, controlo de pitch variável e controlo de stall ativo. Qualquer uma das estratégias não é utilizada para velocidades baixas (3/4 m/s), pois não é compensatório o desgaste da máquina para a pequena produção gerada. Em relação a ventos fortes, para ventos com velocidade acima de 25 m/s, existem riscos para o aerogerador na captura de essa energia eólica. [26] [22] [9]

A Figura 16 demonstra a relação da potência gerada com a velocidade do vento, ou seja, a curva de potência:

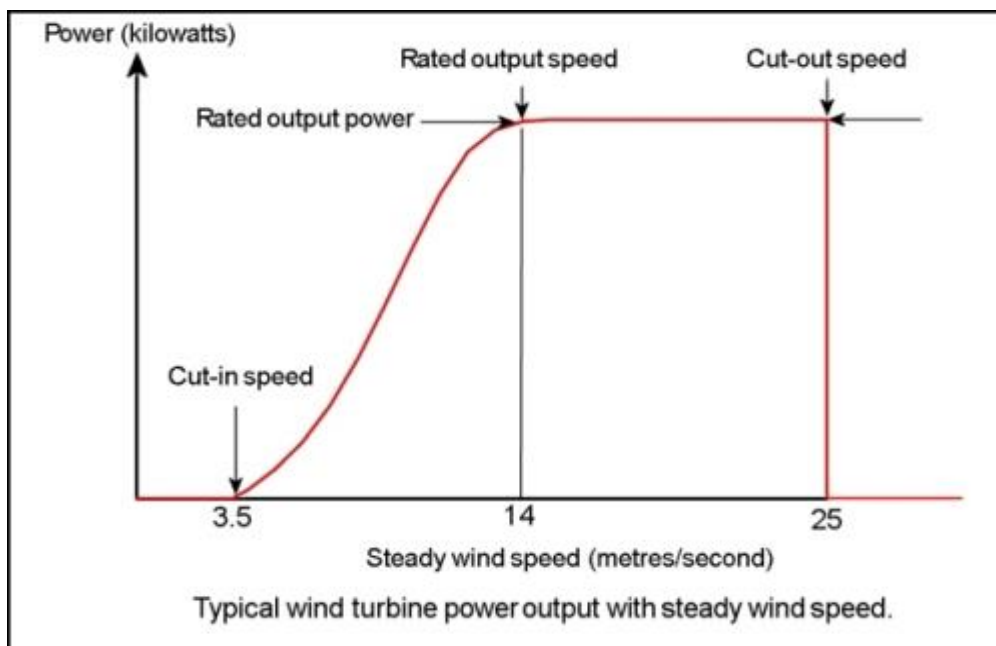


Figura 16 – Curva de potência genérica [31]

Como referido anteriormente e demonstrado na Figura 16, a produção é gerada a partir de 3,5 m/s e depois a 25 m/s é realizada a paragem de segurança do aerogerador. Na janela entre os valores de velocidade referidos, as três estratégias de controlo do vento capturado pelo rotor são utilizadas. [26] [22] [9]

A curva de potência de um aerogerador é fornecida pelo fabricante. O procedimento consiste que para cada valor de velocidade do vento, o fabricante mede a queda de potencial U e a intensidade da corrente I , com a potência elétrica P_T a ser calculada através de: [9]

$$P_T = U * I \quad (2)$$

Para o cálculo da energia bruta produzida é necessária a curva de distribuição de potência do aerogerador, DP , para diferentes velocidades. Para isso é necessário aplicar a distribuição de Weibull $\rho(v)$, probabilidade de ocorrência de uma certa velocidade, à potência elétrica: [9]

$$DP = \sum_{v=0}^{25} P_T(v) * \rho(v) \quad (3)$$

Aplicando a curva de distribuição de potência do aerogerador, a curva de energia bruta E_B , dada por Wh/ano , para um número total de horas de um ano (8760 horas) e considerando 25 m/s, é dado através de: [9]

$$E_B = 8760 \sum_{v=0}^{25} P_T(v) * \rho(v) \quad (4)$$

O cálculo da energia bruta permite, multiplicando pelo coeficiente de temperatura e de pressão, calcular a energia bruta corrigida que depois será aplicada às perdas reais dos equipamentos, obtendo-se a produção anual do aerogerador [9].

Considerando as três estratégias para regular a quantidade de vento capturada pelo rotor, no controlo de stall, o controlo da potência pelo rotor é alcançado através do design das próprias pás. O formato aerodinâmico das pás permite as suas rotações à volta do hub. Em aerogeradores com esta estratégia, as pás não rodam e têm um ângulo de pitch fixo na sua instalação. A vantagem de esta estratégia é do seu simples desenho e construção, assim como o seu preço económico. A principal desvantagem é a dependência do aerogerador ao design da pá e conseqüentemente a sua eficiência [26] [22] [9].

Aerogeradores com controlo de pitch alteram o ângulo até noventa graus com a alteração da velocidade do vento. Com o aumento da velocidade do vento, o pitch é alterado continuamente para capturar o máximo de potência eólica, até ao ponto de

limite em que o pitch é alterado para extravasar o vento do rotor, como medida de segurança. Este tipo de controlo tem a vantagem de produzir mais energia que via controlo de stall, devido ao seu melhor aproveitamento e adaptação ao recurso. A maior desvantagem é a sua maior complexidade e consequentemente o preço de construção e manutenção [26] [22] [9].

A terceira estratégia é o controlo de stall ativo, uma estratégia que combina o controlo de stall e pitch. As pás são desenhadas de uma forma similar das pás com controlo de stall, mas também conseguem realizar pitch. Este controlo permite a realização de pitch menos frequente e otimizar o desempenho das pás com o variar da velocidade do vento. O equipamento de controlo, neste caso, é menos sofisticado e consequente mais económico em comparação com o controlo de pitch. Em relação a produção, este sistema de controlo produz mais energia que em controlo de stall [26] [22] [9].

3.3 Manutenção de Aerogeradores

Após realizada a construção e preparação para operação, o parque eólico inicia a fase de operação, habitualmente considerado de 20 anos, tempo de vida útil dos aerogeradores. As atividades são a própria exploração do parque, a sua conservação e a sua manutenção. [32]

A definição da manutenção é o conjunto de cuidados técnicos, indispensáveis ao funcionamento regular e permanente das máquinas, equipamentos, ferramentas e instalações. Esses cuidados envolvem a conservação, adequação, restauração substituição e prevenção. [29]

Os primeiros tipos de manutenções efetuadas aos aerogeradores eram manutenções corretivas, ou seja, o aerogerador era mantido em operação até ocorrer uma avaria. Com o desenvolvimento da tecnologia e das técnicas de previsão e manutenção dos aerogeradores, os tipos de manutenções evoluíram. A Figura 17 demonstra os tipos de manutenção existentes e como são subdivididas:



Figura 17 – Tipos de Manutenção [32]

Os tipos de manutenção, planeada e não planeada, podem-se dividir em 3 tipos: manutenção preventiva (sistemática e condicionada), manutenção corretiva e manutenção curativa.

Manutenção preventiva é uma manutenção premeditada com fim de evitar a avaria, sendo necessário o conhecimento do equipamento. A manutenção preventiva sistemática tem periodicidade fixa, em intervalos de tempo preestabelecidos. Com este tipo de manutenção é expectável um baixo tempo de paragem e a manutenção pode ser planeada com antecedência, mas devido à sua natureza, os componentes não serão usados até ao seu tempo máximo de vida. A manutenção preventiva condicionada é uma manutenção controlada pela condição do equipamento através de um sistema de controlo, podendo ser considerada uma manutenção preditiva. Os componentes serão utilizados quase até ao fim do seu tempo de vida, mas é necessário conhecimento fiável em relação ao tempo de vida dos componentes, assim como dependência do sistema de controlo [33] [34].

A manutenção corretiva é uma manutenção não planeada, efetuada após a deteção de uma avaria, que repõe os equipamentos antes de entrarem em funções, com possíveis soluções de melhoria, para que a avaria não volte a ocorrer. Este tipo de manutenção tem a vantagem de baixos custos de manutenção durante a operação e a utilização maximizada dos componentes, mas com alto risco de danos consequentes com paragens de tempo excessivas [33] [34].

A manutenção curativa consiste em apenas reparação de avarias quando estas ocorrem, normalmente realizadas com urgência. Este tipo de manutenção tem tempos de paragem recorrentes sem reparações com melhoria [33] [34].

A Figura 18 demonstra a comparação dos tipos de manutenção caracterizados, com exceção da manutenção preventiva condicionada, pela condição e tempo de vida:

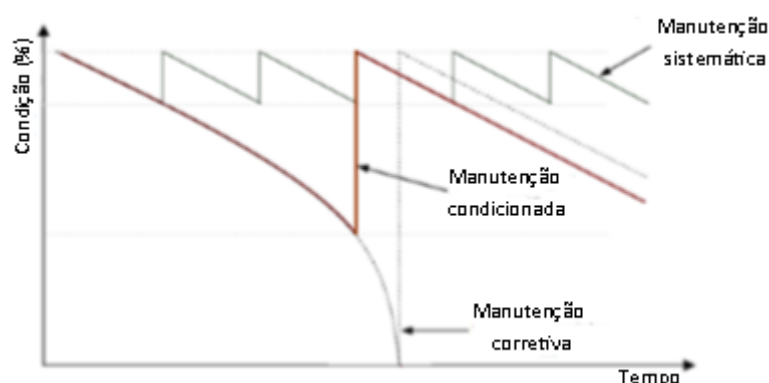


Figura 18 – Comparação de tipos de manutenção (adaptado de [34])

A manutenção preventiva condicionada, não apresentada na Figura 18, tem melhor aproveitamento dos componentes sem necessidade de riscos de segurança. A manutenção preventiva condicionada tem como base um sistema de controlo, nomeadamente o Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados (SCADA). O SCADA conecta com os aerogeradores individualmente, a subestação e as estações meteorológicas a um servidor central. Este servidor e o seu sistema de comunicação associado permite ao produtor a supervisão do comportamento dos aerogeradores e do parque eólico no seu total. O SCADA mantém os registos de atividade na base temporal de períodos de 10 minutos e permite ao produtor prever a ação corretiva. Estes registos de atividade são dados como produção, disponibilidade e alertas de falhas [35].

3.4 Falhas de Componentes

O aumento da preocupação em relação aos aerogeradores no fim de vida e a possível necessidade de substituição de aerogeradores, existem vários desafios que os operadores dos parques eólicos têm de considerar. Vários componentes dos aerogeradores são propensos a falhas, com custos de reparação ou substituição dispendiosos. Nos dias de hoje, o desenvolvimento de aerogeradores tende à construção de estruturas maiores e mais pesadas, o que significa o aumento da frequência de avarias [36]. A Figura 19 apresenta a frequência de avarias no tempo de vida de um aerogerador:

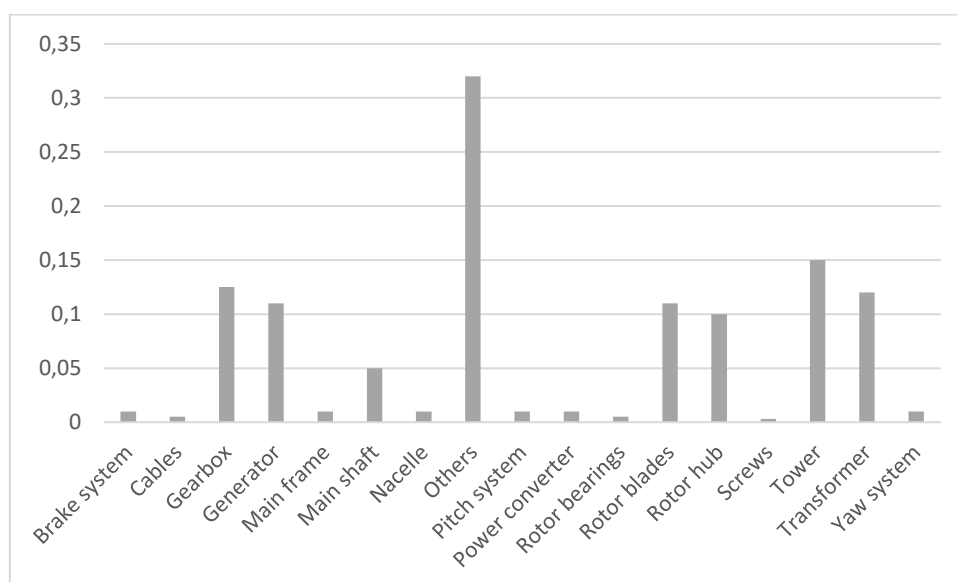


Figura 19 – Frequência de avarias no tempo de vida de um aerogerador [36]

Como apresentado na Figura 19, componentes como o gerador, a caixa de velocidades e as pás, componentes chave de um aerogerador, têm a maior frequência de avarias.

As avarias nos vários componentes podem ter várias causas, e os seus métodos de deteção são particulares para cada um deles.

Em relação à frequência das avarias, estas podem variar durante o seu tempo de vida em operação. A avaria durante o tempo de vida de um aerogerador segue a seguinte categorização:

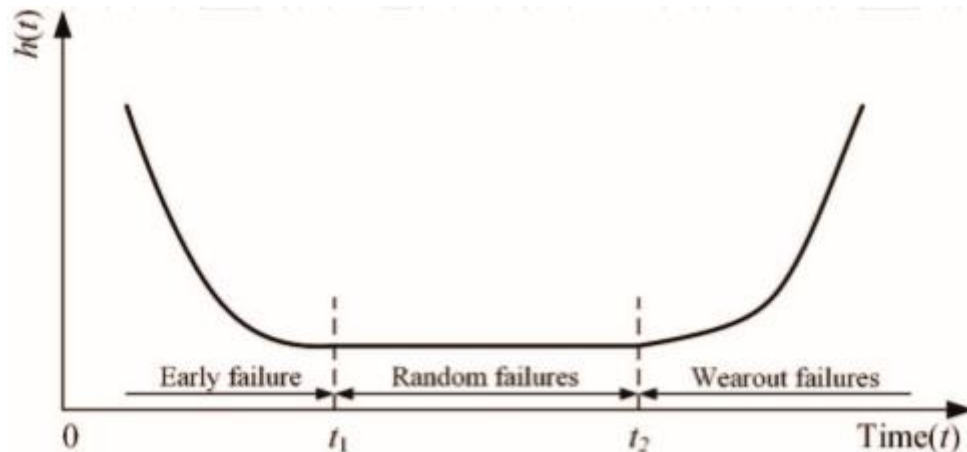


Figura 20 – Categorias de avarias baseado no tempo ocorrido [36]

As falhas no tempo de vida de operação de um aerogerador estão divididas em três períodos. O período inicial, no qual as falhas iniciais são devido a erros de design ou falhas na construção, o período intermédio, com falhas imprevistas, e no fim de vida de operação do aerogerador, com falhas de desgaste dos componentes [36].

Em relação às falhas dos componentes, é necessário entender a fiabilidade dos próprios componentes. A definição de fiabilidade é a probabilidade de um componente ou equipamento de ir ao encontro da sua função dentro das condições estipuladas, por um período específico. A forma de quantificar a fiabilidade num aerogerador é a disponibilidade do próprio aerogerador. O aerogerador consiste de sistemas reparáveis e sistemas irreparáveis, com necessidade de substituição [36]. A Figura 21 demonstra a relação da probabilidade de falhas com o tempo de paragem dos vários componentes do aerogerador:

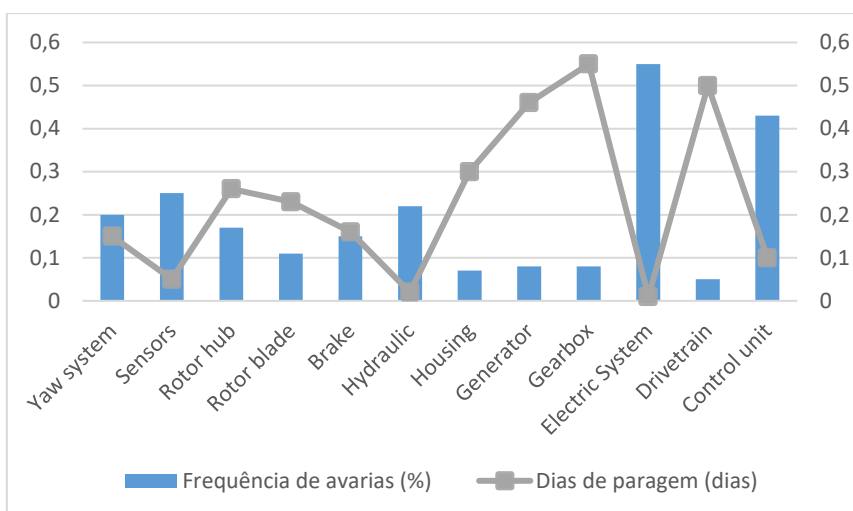


Figura 21 – Relação probabilidade de avarias com o tempo de paragem [36]

Através da Figura 21, os dados confirmam que quanto mais baixa a fiabilidade de um componente, maior o tempo de paragem de um componente. Para averiguar o planeamento de manutenções e os componentes para substituir para a extensão de vida do aerogerador, é necessário entender a fiabilidade dos vários componentes e consequentemente a disponibilidade do aerogerador.

3.5 Extensão de vida útil vs Repowering

Parques eólicos são tipicamente concebidos para um período de 20 anos, como referido anteriormente. O processo de repowering consiste em substituir as turbinas eólicas originais por turbinas novas, e reconfigurar o seu esquema, que pode significar um menor número de turbinas, mas de maior potência. Para melhor esclarecimento da hipótese de repowering, considerando o parque eólico de Delabole (Reino Unido), foi iniciada a sua operação em 1991 com 10 turbinas de 400 kW, totalizando 4 MW de potência do parque eólico. Em 2011 as 10 turbinas foram substituídas por 4 turbinas, com uma potência total do parque de 10 MW, o que resultou em um menor número de turbinas, mais modernas tecnologicamente e com mais potência total do parque que potencialmente pode produzir. Segundo Ziegler, o repowering é importante se um país tem carência de locais com condições aceitáveis de vento, situação em que Portugal se insere [5].

Segundo a IEC (International Electrotechnical Commission) a norma de ciclo de vida de uma turbina eólica deve ser pelo menos 20 anos, especificando níveis de segurança aceitáveis anualmente através de probabilidade de falha estrutural. O foco da extensão do tempo de vida é no estado de limite da fadiga da turbina eólica. A classe IEC para a turbina eólica é determinada para que as condições locais não excedam as usadas para a certificação da turbina. Se a turbina estiver a operar num ambiente mais favorável que definidos na classe IEC correspondente, a capacidade das estruturas

ainda demonstra disponibilidade no fim de vida predefinido. Capacidade que pode ser maior se o número de horas em operação estiver abaixo do projetado [18].

Tendo como exemplo Espanha, Alemanha e Reino Unido, países que representam a maior capacidade instalada na Europa (2015), embora pioneiros em energia eólica, as suas indústrias estão a ser desenvolvidas de forma diferente. A capacidade instalada anual na Alemanha continua a aumentar e em Espanha e no Reino Unido está a diminuir. Esta redução é devido a alterações de incentivos governamentais, assim como a escassez de locais de desenvolvimento de parques eólicos. Isto significa que a decisão pós fim de vida dos aerogeradores, não é genérico e será influenciável de país para país [5].

Os proprietários, fabricantes, responsáveis da Operação e Manutenção de parques e empresas certificadoras de aerogeradores dos países mencionados, têm a seguinte posição em relação à extensão de vida das turbinas: [5]

- A motivação de extensão de vida das turbinas é para maximizar o retorno do investimento;
- A extensão de vida das turbinas é maioritariamente realizada quando é impossível, economicamente ou fisicamente, realizar o repowering.

Como conclusão do que se tem realizado na Europa que se pode tomar como lições, são que a decisão ou não de extensão de vida dos aerogeradores é influenciada pelo estado dos ativos, ou seja, dos próprios aerogeradores, os requisitos da extensão de vida, isto é, as condições dos componentes principais dos aerogeradores, os regulamentos para efetuar o repowering e os esquemas subsidiários para parques existentes, assim como para parques novos. A Tabela 2 sintetiza os pontos fortes e fracos, oportunidades e ameaças da extensão do tempo de vida e o repowering:

Tabela 2 – Extensão de vida útil vs Repowering [6] [13]

Extensão de vida útil	
Pontos Fortes	Pontos Fracos
<ul style="list-style-type: none"> . Mais conhecimento/experiência do setor; . Informação dos anos de operação das turbinas 	<ul style="list-style-type: none"> . Menor eficiência das turbinas; . Aumento dos custos de O&M; . Risco de falha da turbina; . Segurança das equipas de intervenção
Oportunidades	Ameaças
<ul style="list-style-type: none"> . Não requer novo procedimento de licenciamento; . Continuidade das feed in tariff (quando aplicável) 	<ul style="list-style-type: none"> . Falta de legislação
Repowering	
Pontos Fortes	Pontos Fracos
<ul style="list-style-type: none"> . Informação disponível das centrais existentes; . Tecnologia mais barata; . Tecnologia mais eficiente 	<ul style="list-style-type: none"> . Falta de experiência em estratégias de repowering
Oportunidades	Ameaças
<ul style="list-style-type: none"> . Diminuição do impacte ambiental (menos aerogeradores); . Otimização dos locais de implementação 	<ul style="list-style-type: none"> . Regulação do preço de mercado . Falta de legislação adequada

3.6 Metodologia de estudo de extensão de vida

Os aerogeradores são geralmente certificados para um tempo de vida que foi especificado no seu fabrico. Após o tempo de vida estipulado será necessária uma nova certificação, que permite provar a segurança de operação e manutenção do aerogerador. A legislação portuguesa neste momento é ambígua em relação à certificação e requisitos para que um aerogerador esteja em condições de extensão de vida em operação, tornando mais difícil de averiguar como seria a sua certificação. [6] [13]

Segundo DNV e UL – Asset Management Services, entidades prestadores de gestão de riscos e garantia de qualidade, na eventual certificação de um aerogerador, os métodos de análise estão dependentes de dados e condições disponíveis. [37] [38] [39] Segundo DNV, os métodos de análise dividem-se segundo a Tabela 3:

Tabela 3 – Métodos de análise de extensão de vida [38]

	Método de Inspeção	Método de Abordagem simplificada	Método de abordagem detalhada	Método de abordagem probabilística
Parte prática	x	x	x	x
Parte analítica (genérica)		x		x
Parte analítica (específica)			x	x
Análise de segurança				x

No método de inspeção, cada aerogerador será inspecionado. O historial do aerogerador será considerado, de forma a identificar mais facilmente os pontos fracos, nomeadamente os componentes que foram reparados e substituídos, registos de inspeções e dados do SCADA [38].

No método de abordagem simplificada, além da parte prática referida anteriormente, são realizados cálculos dos limites de cargas mecânicas que o aerogerador pode suportar. Com os resultados, tendo em consideração os dados do SCADA do aerogerador, serão feitas conclusões em relação ao seu tempo de vida útil [38].

A distinção entre o método de abordagem simplificada e detalhada, é de além dos cálculos dos limites de cargas mecânicas, são realizadas medidas à fadiga dos componentes [38].

Em relação ao método de abordagem probabilística, as conclusões deverão ser derivadas de resultados de cálculos e medidas de fadiga e cargas mecânicas, análise de dados do SCADA, o historial de operação para o tipo de aerogerador em questão (se disponível), possíveis soluções de otimização nos planos de controlo e manutenção, cálculos de fadiga e análise de estrutura de segurança [38].

Tomando como exemplo um parque eólico que aplica o método de abordagem simplificada, a certificação é realizada por dois passos. O primeiro passo é realizar um estudo baseado nos dados SCADA, antes do fim de vida desenhado, para estabelecer resultados em relação ao recurso, na sua velocidade e turbulência. Este estudo é aplicado à condição de classe IEC do vento estipulado pelo fabricante, sendo realizada uma comparação. O resultado das suas comparações resulta num número possível de anos de extensão de operação do parque eólico. Após aprovação do estudo é seguido o segundo passo, no qual é desenvolvido um plano de inspeções por uma entidade

certificadora, a realizar pela mesma, e estabelecidas novas negociações em relação a seguros dos aerogeradores e manutenções [37] [38] [39].

O próximo capítulo descreve o Sistema Elétrico Nacional e o Mercado Ibérico de Eletricidade, de forma a entender os preços a aplicar ao caso prático com a variação do regime de produção.

4 SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL

4 Sistema Eléctrico Nacional

4.1 Regimes de Produção de Eletricidade

Em Portugal, segundo os artigos 15 e 16 do Decreto-lei 29/2006, a produção de eletricidade assume a seguinte classificação: Produção em Regime Ordinário (PRO) e Produção em Regime Especial (PRE). A atividade de produção de eletricidade é livre, ou seja, fica sujeita à obtenção de licença de produção (para todos os PRO e para PRE acima de 1 MVA de potência) ou de Comunicação Prévia (para PRE abaixo de 1 MVA de potência) [40].

Em relação ao relacionamento comercial (artigos 19 e 20 do Decreto-lei 29/2006), os PRO podem vender eletricidade através de contratos bilaterais ou através de participação em mercados organizados. Os PRE gozam o direito de vender toda ou parte da sua produção aos Comercializadores de Último Recurso (CUR), entidades titulares de licença de comercialização, que no exercício da sua atividade estão sujeitas à obrigação da prestação universal do serviço de fornecimento de energia a certos clientes. Este direito é válido sempre que beneficiem de remuneração garantida e se não usufruírem de tal benefício, gozam o direito de vender a qualquer comercializador [40].

Segundo os artigos 4 e 6 do Decreto-lei 172/2006, os PRO e PRE acima de 1 MVA de potência necessitam de Licença de Produção, atribuída pelo Governo português. Adicionalmente, para o início da exploração em regime industrial de cada um dos grupos, é necessária uma licença a atribuir pela Direção Geral de Energia e Geologia, a Licença de Exploração [41].

Os principais critérios para a atribuição de Licenças de Produção são os seguintes:

- Contributo para concretização da política energética;
- Contributo para concretização da política ambiental;
- Contributo para o desenvolvimento local;
- Capacidade de ligação à rede;
- Fiabilidade e segurança da rede;
- Cumprimento da regulamentação sobre ocupação de solos [41].

Os PRE podem executar a sua atividade ao abrigo de dois regimes remuneratórios; Regime Geral e Regime de Remuneração Garantida. Ao abrigo do Regime Geral, a venda é realizada em mercados organizados ou através de contratos bilaterais com

clientes finais ou com comercializadores, incluindo o facilitador de mercado. No Regime de Remuneração Garantida, a produção é entregue ao CUR, existe a garantia de injeção da produção, depende da atribuição prévia de capacidade na RESP (Sistema Eléctrico de Serviço Público), mediante o procedimento, se concursal ou outro baseado em critérios de igualdade e transparência [40].

As tarifas “feed-in” são tarifas no Regime de Remuneração Garantida e foram desenvolvidas para que houvesse um incentivo às novas tecnologias de produção de energia eléctrica. Estas tarifas sofreram e irão sofrer mais alterações até serem retiradas, por consequência do desenvolvimento das tecnologias e diminuição dos custos de investimento, sendo prova em Portugal, no qual existe uma diminuição das tarifas [42].

Até mais recentemente, toda a produção em regime especial beneficiava de uma obrigação de compra a preços bonificados. Esta obrigação beneficiava novos produtores no retorno do investimento. Com o decreto-lei 215-B/2012 em vigor, a produção em regime especial pode ser praticada em dois regimes remuneratórios: regime “feed-in” ou remuneração garantida, em que a produção é entregue ao comercializador de último recurso, e o regime geral, onde a venda da eletricidade é realizada através de mercados ou através de contratos bilaterais com clientes finais ou comercializadores de eletricidade. Em relação ao regime “feed-in”, as tarifas são dependentes do Governo, devido à atribuição de licenças de produção e de exploração através de concurso público que garante uma reserva de capacidade de injeção na RESP (Rede Eléctrica de Serviço Público) [42] [43].

Relativamente à energia eólica, foi introduzido o decreto-lei 35/2013 que criou algumas modificações do período dos regimes. Os produtores eólicos podem optar por estender o período de remuneração garantida de tarifa “feed-in” por mais cinco ou sete anos. Após o período referido, a eletricidade será vendida em regime de mercado. Nos próximos anos, o abandono das tarifas “feed-in” será progressivamente maior, o que significa que o produtor eólico irá licitar em mercado e assumir os custos relacionados com a transação de energia no mercado de reservas mediante a ocorrência de desvios de frequência na rede [42] [44].

Os parques eólicos abrangidos pelo Decreto-lei 35/2013 que utilizam um regime alternativo, a compensação anual de 2013 a 2020 deve ser paga ao Sistema Eléctrico Nacional. O cálculo deste valor de compensação é baseado num valor de referência para cada MW de potência instalada, segundo o artigo 5 do Decreto-lei 35/2013. Esses parques eólicos podem comunicar a decisão de aceder a um regime alternativo (p. ex.: remuneração garantida de 5 a 7 anos adicionais) à Direção Geral de Energia e Geologia, autoridade competente. Neste período adicional, os produtores são obrigados a vender a energia a um preço de mercado assegurado de 60 €/MWh ou um preço garantido entre 74 €/MWh e 98 €/MWh [44] [45].

Num parque eólico também existe a opção de sobreequipamento, ou seja, a instalação de aerogeradores para obter um aumento da potência instalada, até 20% da potência de injeção atribuída. O processo de sobreequipamento fica sujeito ao Decreto-Lei n.º 94/2014, no qual estabelece o regulamento à potência adicional e à energia adicional, assim como o sobreequipamento. Este processo obriga um pedido de enquadramento por parte da Agência Portuguesa do Ambiente, de forma a avaliar o tipo de estudo necessário para o local. A solução remuneratória aplicável da energia adicional e sobreequipamento é de um valor fixado de 60 €/MWh [46] [47].

4.2 Funcionamento do Sistema Eléctrico Nacional

Com a liberalização do mercado, a produção e a comercialização de eletricidade está sujeita a licenças com o fim de existir uma maior eficiência na gestão dos recursos. A Figura 22 elucida a estrutura do Sistema Eléctrico Nacional (SEN):



Figura 22 – Estrutura do SEN [48]

Como apresentado na Figura 22, o SEN desenvolve 4 atividades de forma independente: produção, transporte (Rede Nacional de Transporte), distribuição e comercialização.

A produção liberalizada funciona em mercado livre de concorrência dividida em dois regimes, sendo estes Produção em Regime Ordinário e Produção em Regime Especial. Em regime ordinário, a produção é efetuada através de fontes não renováveis e de

grandes centros electroprodutores hídricos. A Produção em Regimes Especial é destinada a fontes renováveis e cogeração [48] [49].

O transporte de eletricidade em Muito Alta Tensão é efetuado pela Rede Elétrica Nacional, através da Rede Nacional de Transporte, significando que a REN exerce a função de Operador de Sistema. O Estado Português concessionou a exploração da Rede Nacional de Transporte à REN em regime público e de exclusividade [48] [49].

A distribuição é realizada através da Rede Nacional de Distribuição, em que consiste nas redes de Alta e Média Tensão, assim como as redes municipais de distribuição em Baixa Tensão. Este setor tem como principais funções a gestão do fluxo de energia na rede de distribuição e assegurar a manutenção dos níveis de segurança, fiabilidade e qualidade de serviço [48] [49].

A comercialização de eletricidade é exercida em regime livre de concorrência mediante a atribuição de uma licença. Esta liberalização do setor permite a compra e venda livre de eletricidade por parte dos comercializadores, com o pagamento de tarifas regulatórias estabelecidas pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) para terem as redes de transmissão e distribuição acessíveis [48] [49].

4.3 Mercado Ibérico de Eletricidade

O Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) promove a integração dos sistemas elétricos de Portugal e Espanha para um mercado europeu unificado. O MIBEL tem como objetivos principais:

- Beneficiar os consumidores de eletricidade dos dois países através da integração dos seus sistemas elétricos;
- Estruturar o funcionamento do mercado com base nos princípios de transparência, livre concorrência, objetividade, liquidez, autofinanciamento e auto-organização;
- Favorecer o desenvolvimento do mercado de eletricidade de ambos os países com a existência de uma única metodologia integrada de definição de preços para toda a península;
- Permitir a todos os participantes o livre acesso ao mercado, em condições de igualdade de direitos e obrigações, transparência e objetividade;
- Proporcionar a eficiência económica das empresas do setor elétrico, promovendo a concorrência livre entre as mesmas [50].

No MIBEL as negociações de energia são efetuadas num mercado comum e em regime livre em que todos os agentes podem licitar, sejam em Portugal ou em Espanha. A bolsa ibérica tem dois Operadores: o Operador de Mercado Ibérico Português (OMIP) e o Operador de Mercado Ibérico Espanhol (OMIE). O OMIE é responsável pelo mercado

de contratação à vista ou mercado spot, onde se realiza a compra e venda de eletricidade para o dia seguinte (diário) ou para as horas seguintes (intra diário). O OMIP é a entidade gestora do mercado a prazo, onde a negociação é feita com horizontes de semanas. Os mercados de serviços de sistema são geridos pelo Gestor Global de Sistema (GGS) de cada país, sendo a REN em Portugal e a Rede Eléctrica de Espanha (REE) [50].

A Figura 23 demonstra a estrutura da negociação de energia no MIBEL:



Figura 23 – Estrutura da negociação de energia no MIBEL [50]

Em relação aos preços praticados, o preço da eletricidade no MIBEL é influenciado por vários fatores entre os quais a descida do consumo de eletricidade e por uma maior produção a partir de fontes renováveis, designadamente a eólica e a hídrica. Em abril de 2019 foi registado um valor por MWh de 35,2 € em Portugal e 31,7 € para Espanha, valor mais baixo desde abril de 2018, que foi influenciado pela produção eólica em Portugal, que liderou na produção eólica europeia [50] [51] [52] [53].

Os leilões para licenças de produção, nomeadamente de energia solar no ano 2019, poderão influenciar o preço de eletricidade no MIBEL, visto de alcançarem o preço de 14,70 €/MWh, que em comparação com o mercado MIBEL, é mais baixo. A análise da influência dos leilões no preço do mercado MIBEL só será possível após a realização de vários leilões a fim de perceber se estes preços obtidos no ano 2019 foram situações pontuais ou tendências [50] [51] [52] [53].

O próximo capítulo será a descrição e análise do caso prático do presente trabalho, utilizando os fundamentos descritos até ao presente capítulo.

5 CASO PRÁTICO

5 Caso Prático

5.1 Viabilidade de um projeto

O presente ponto tem como objetivo a descrição da metodologia para o estudo de viabilidade de um projeto. As ferramentas apresentadas serão necessárias para o caso prático do presente trabalho. No auxílio da decisão de investimento, existem vários modelos de análise e critérios de decisão, nomeadamente o payback, o valor atual líquido (VAL), a taxa interna de rentabilidade (TIR) e o índice de rentabilidade (IR) [54].

O payback é o prazo de recuperação do investimento, no qual é calculado o período que o investidor necessita para recuperar o capital investido. O período considerado para este cálculo é o ciclo de vida de um projeto, que é considerado um projeto viável quando o prazo calculado seja menor que o prazo desejado para a recuperação do investimento [54].

O VAL é obtido descontando o fluxo de caixa ou cash-flow, ou seja, a saída e entrada de recursos financeiros, a uma taxa específica, trazendo esses valores para a situação atual. A taxa referida normalmente corresponde ao retorno mínimo que deve ser obtido por um projeto. O projeto pode ser considerado viável se o VAL obtido ser maior do que zero, pois significa que o projeto dará um retorno maior do que a taxa especificada [54].

Para obter a TIR é necessário calcular a taxa de juros que tornaria o VAL nulo. Existe também a ferramenta da taxa interna de retorno modificada (TIRM), no qual traz os fluxos de caixa negativos para o valor presente e leva os fluxos de caixa positivos para valor futuro, resultando em um novo cash-flow convencional. A TIRM colmata algumas falhas da TIR, nomeadamente a de existir mais de uma TIR e de se supor que os investimentos são financiados a uma taxa igual à TIR. Para o cálculo da TIRM pode-se trabalhar com diferentes taxas entre os fluxos de caixa negativos e os fluxos positivos de um projeto de investimento. A taxa de financiamento é a taxa que desconta os fluxos negativos e traz para valor presente e a taxa de reinvestimento é a taxa que leva todos os fluxos de caixa positivos para valor futuro, que neste caso, utiliza-se a taxa mínima de atratividade (TMA). Se o resultado obtido do TIRM é maior que o TMA considerado, considera-se o projeto viável [54] [55].

Em relação ao IR, este é calculado através do valor presente dos cash-flows e o investimento inicial. O IR traduz a capacidade de geração de fundos, com valor de disponibilidade imediata, de cada unidade monetária investida no projeto. Através da

divisão dos valores referidos, se o resultado é acima do valor de 1, o projeto é viável [54].

5.2 Descrição do caso prático

O parque eólico do presente estudo, doravante denominado Parque, localiza-se na zona Norte de Portugal Continental, na zona do Minho, no qual é constituído por 5 aerogeradores com a potência de 2 MW, ligado à subestação do Parque por meio de cabos subterrâneos e posteriormente ligados ao ponto de interconexão via linha aérea. A Figura 24 demonstra a disposição dos aerogeradores no terreno do Parque:

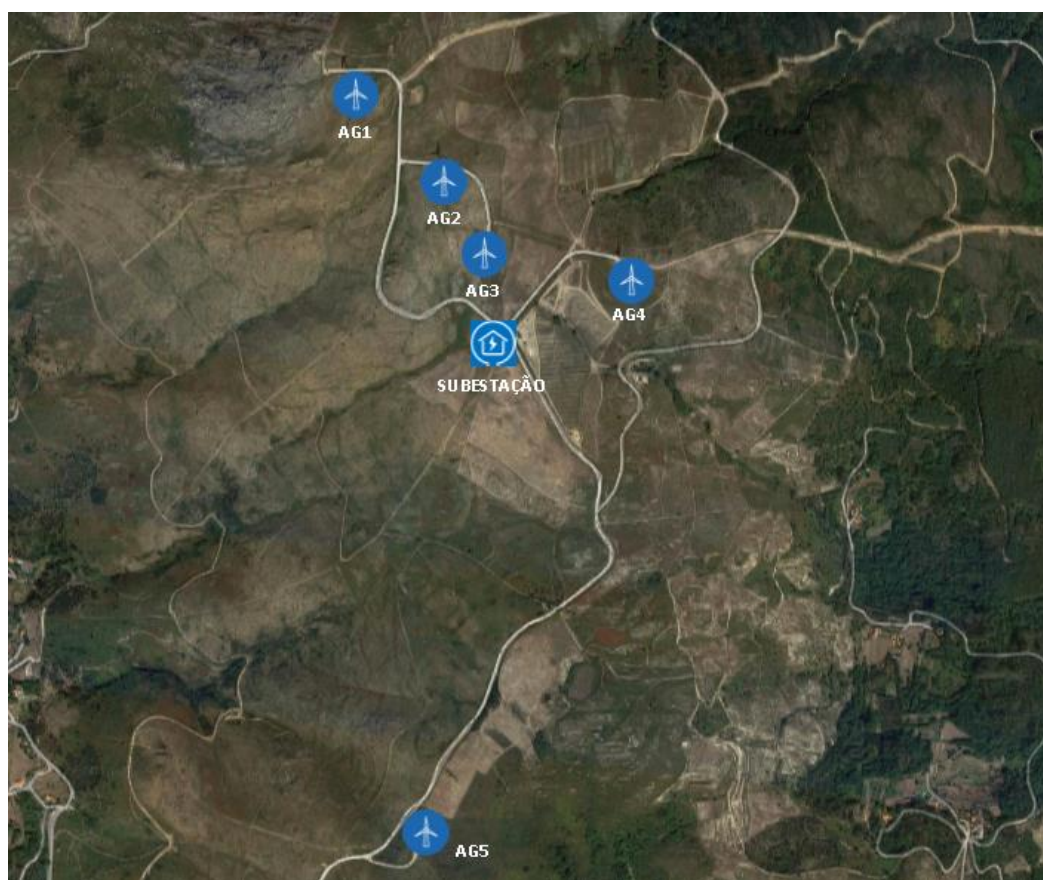


Figura 24 – Disposição dos aerogeradores e subestação do Parque

A Figura 24 apresenta a subestação e os 5 aerogeradores do Parque, no qual 4 estão localizados mais a norte e o Aerogerador 5 a sul. O Parque está instalado a uma altura média de 590 metros, com cerca de 4500 ml de acessos, 2600 ml de valas de cabos e 5 plataformas para apoio na montagem dos aerogeradores.

O início de operação foi em 2006, segundo um PRE com o regime de remuneração garantida, de acordo com o Decreto-lei 29/2006. Após os 15 de anos de vida em operação, o produtor decide comunicar a decisão de aceder a um regime alternativo de 7 anos adicionais à DGEG. No fim do ano 2025, os aerogeradores instalados estarão

no fim de vida desenhado (20 anos), segundo o manual do fabricante. Em relação à tarifa de regime alternativo dos 7 anos adicionais, a tarifa termina no ano 2027, com o Parque a entrar em regime de mercado na venda da sua energia produzida. A opção de sobreequipamento não será aplicada ao parque, mantendo assim a potência de 10 MW.

O estudo realizado no presente caso prático é o seguinte:

- Estudo de extensão de vida útil dos aerogeradores existentes – Com os dados fornecidos pelo produtor do Parque, nomeadamente os dados do SCADA e histórico de substituições de componentes dos aerogeradores, foi realizada uma análise do tempo de vida real dos aerogeradores e averiguada a possibilidade ou não de estender o seu tempo de operação;
- Estudo de novos aerogeradores para repowering – Baseado nos dados do vento captados ao longo dos anos através do SCADA, foi realizada a comparação de várias opções de instalação e modelos de aerogeradores, aplicando as suas curvas de potência ao histórico de vento dos locais dos aerogeradores existentes, averiguando qual a solução mais produtiva;
- Estudo de hipóteses – Foram criados vários cenários, assumindo considerações de extensão de vida dos aerogeradores existentes de 2 e 5 anos, com opção de repowering ou desmantelamento. As hipóteses são analisadas financeiramente aplicando as tarifas bonificadas e dois preços de mercado, os preços mínimos e médios baseados no histórico do mercado de venda de eletricidade de 2010 a 2018.

5.3 Estudo de extensão de vida útil do Parque

No estudo de vida útil dos aerogeradores existentes do Parque, baseado no método caracterizado no capítulo 3.6, além de análise da disponibilidade do Parque e da evolução de produção ao longo dos anos, foi realizada uma comparação do recurso, baseado na classe IEC estipulada pelo manual do fabricante com o recurso real analisado por uma amostra de dados do sistema de controlo SCADA. Devido à impossibilidade de realizar inspeções e verificar presencialmente os aerogeradores do Parque, foi estudado apenas o historial de substituição de componentes, disponibilizados pelo produtor, durante o seu tempo de operação.

Previamente a este estudo foi caracterizado o modelo de aerogerador existente no Parque, descrito no capítulo seguinte.

5.3.1 Características dos Aerogeradores do Parque

No Parque, os 5 aerogeradores existentes são o mesmo tipo de modelo, com as seguintes características:

- Potência Nominal – 2000 kW;

- Diâmetro do rotor – 70 m;
- Área varrida – 3849 m²;
- Número de pás – 3;
- Controlo de potência – Pitch;
- Ano de fabrico – 2002;
- Velocidade de arranque – 2 m/s;
- Velocidade nominal – 14 m/s;
- Velocidade de paragem – 25 m/s;
- Caixa de Velocidades – Não;
- Altura da torre – 64 a 113 m;
- Tempo de vida desenhado – 20 anos.

A classe de vento (IEC) a que este modelo de aerogerador pode ser aplicado é de IA e IIA, segundo o produtor. Para consideração do estudo, foram consultadas várias fontes, nomeadamente WindGuru e Global Wind Atlas, para averiguar o vento médio do local e foi realizada a análise do histórico do recurso do vento captado pelo anemómetro dos aerogeradores. [23] [56] As fontes referem valores entre 7 m/s e 8 m/s e baseando nestes valores, para o propósito do presente estudo, a classe de vento considerada é de IIA. Isto significa que a classe de vento desenhada pelo fabricante para o Parque é para uma velocidade de vento média de 8,5 m/s.

Como referido nas características dos aerogeradores do presente capítulo, a janela de velocidade de vento do aerogerador é entre 2 m/s e 25 m/s. A Figura 25 representa a curva de potência do aerogerador do Parque, providenciado pelo produtor:

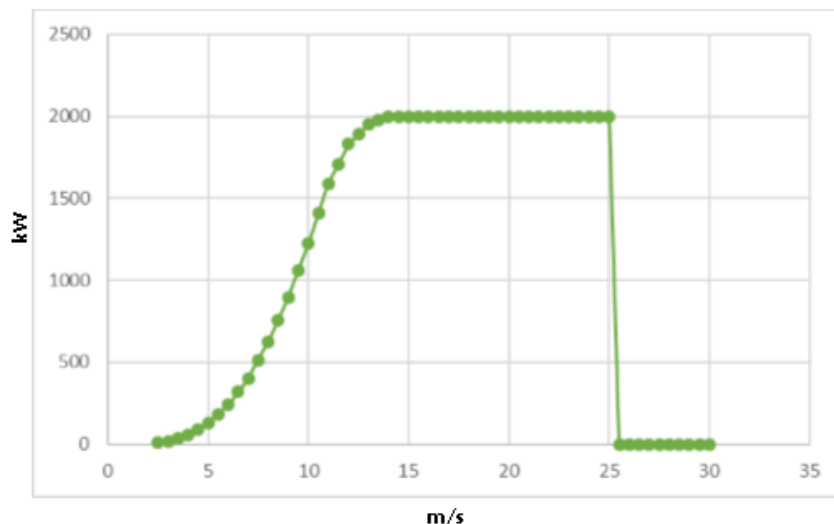


Figura 25 – Curva de potência dos aerogeradores existentes no Parque

Em relação ao histórico do recurso e produção do parque, estes foram disponibilizados através do SCADA do Parque. O funcionamento do SCADA do Parque e os dados disponibilizados para o presente estudo estão caracterizados no subcapítulo seguinte.

5.3.2 Dados SCADA do Parque

Como referido anteriormente no capítulo 3.6, um SCADA é um sistema que utiliza software para monitorizar e supervisionar as variáveis e os dispositivos de sistema de controlo através de servidores que realizam a comunicação. Os dados disponibilizados pelo SCADA do parque que foram utilizados para o presente estudo são os seguintes:

- Velocidade de vento captada pelo anemómetro dos aerogeradores do Parque;
- Produção dos aerogeradores do Parque;
- Disponibilidade dos aerogeradores do Parque.

A leitura dos servidores é realizada em tempo real, mas a recolha dos dados para consulta através do SCADA é realizada com espaço temporal de 10 minutos, diário, mensal e anual. Os dados disponibilizados foram utilizados consoante a necessidade de detalhe para a análise e estão limitados apenas do ano 2011 a 2018. Isto significa que os dados disponíveis se encontram maioritariamente no ponto médio da janela de tempo de vida do Parque.

5.3.3 Disponibilidade do Parque

Os valores de disponibilidade do Parque são valores que transmitem a percentagem de tempo em operação dos aerogeradores. As possíveis falhas de comunicação são contabilizadas para a percentagem de disponibilidade apresentada, pois não é possível a distinção entre falta de comunicação devido à paragem do Parque ou devido à falha de comunicações dos servidores e o SCADA. Isto significa, que os dados apresentados de disponibilidade do Parque não são exatos, devido às falhas de comunicação identificadas no tratamento dos dados.

O objetivo, desta análise, é de estudar a evolução da disponibilidade do Parque e dos seus aerogeradores. Além da disponibilidade estar associada à falta de comunicação do sistema de controlo, também é associada à paragem por falha técnica, seja ela falha dos aerogeradores, falha da subestação ou por paragem de segurança do parque. A Tabela 4 demonstra a disponibilidade do Parque durante os anos de 2011 a 2018:

Tabela 4 – Disponibilidade anual do Parque

ANO	DISP (%)
2011	98,43
2012	95,34
2013	98,73
2014	97,82
2015	98,48
2016	98,50
2017	99,26
2018	98,55

Analisando a Tabela 4, os valores de disponibilidade do Parque não variam em demasia ao longo dos anos, excluindo o ano de 2012, não apresentando tendências decrescentes. Uma tendência decrescente de disponibilidade significa que alguma condição do parque estaria a criar mais tempo de paragem, associada ao desempenho dos equipamentos do parque eólico.

A disponibilidade total do Parque, embora sem tendências negativas de disponibilidade, não permite diferenciar as condições dos 5 aerogeradores existentes. A Tabela 5 apresenta a disponibilidade de cada aerogerador do Parque do ano 2011 a 2018:

Tabela 5 – Disponibilidade anual dos aerogeradores existentes no Parque

ANO	Disponibilidade (%)				
	AG1	AG2	AG3	AG4	AG5
2011	98,43	99,17	99,24	98,37	98,53
2012	95,34	97,69	98,54	98,96	98,34
2013	98,73	98,59	98,74	98,57	98,42
2014	97,82	98,37	98,34	94,53	98,76
2015	98,48	99,00	99,00	98,83	98,95
2016	98,50	98,60	96,41	97,22	98,18
2017	99,26	99,10	99,24	99,05	98,79
2018	98,55	98,29	98,00	99,44	98,17

Observando a Tabela 5, os valores para os 5 aerogeradores do Parque não apresentam tendência negativa de disponibilidade. As disponibilidades de certos aerogeradores em anos particulares justificam a disponibilidade do Parque apresentada na Tabela 4, nomeadamente a disponibilidade de AG1 no ano 2012 e AG4 em 2014.

Estes casos pontuais, devido à falta de informação disponível, não é permitido chegar a conclusões que influenciem o estudo de extensão de vida dos aerogeradores do Parque. Baseando nas falhas caracterizadas no capítulo 3.6, na Figura 20, a janela de tempo disponibilizada, encontra-se maioritariamente no espaço intermitente do tempo de vida dos aerogeradores, em que os tipos de falhas identificadas são considerados falhas pontuais. Estes dados apresentados permitem concluir que até ao final do ano 2018, com exceções das falhas pontuais, os aerogeradores do Parque não acusam maior tempo de paragem ao longo dos anos. Em síntese, os valores de disponibilidade não influenciam a descida do tempo de vida real, em comparação com o desenhado pelo fabricante (20 anos).

5.3.4 Produção do Parque

Para uma perceção inicial em relação à evolução da produção, foi realizada uma análise anual dos aerogeradores do Parque, comparando com a velocidade média

anual do recurso do vento. Isto permite uma identificação mais rápida de aerogeradores com desempenho abaixo do esperado para o recurso disponível.

A Tabela 6 apresenta o histórico de produção anual (*kWh*) para a velocidade média anual do recurso para os 5 aerogeradores do Parque:

Tabela 6 – Produção anual dos aerogeradores existentes no Parque

ANO	AG1		AG2		AG3		AG4		AG5	
	AVG (m/s)	PROD (kWh)	AVG (m/s)	PROD (kWh)	AVG (m/s)	PROD (kWh)	AVG (m/s)	PROD (kWh)	AVG (m/s)	PROD (kWh)
2011	6,4	4631526	6,0	4264304	5,9	4130436	5,5	3567501	5,5	3721124
2012	6,5	4993127	6,3	4549226	6,1	4412087	5,8	3774031	5,7	3826040
2013	8,0	6900830	7,8	6360901	7,6	6104084	7,1	5376693	7,0	5281102
2014	7,3	5716647	7,0	5283467	6,8	4983936	6,3	4038701	6,4	4454766
2015	7,0	5262894	6,6	4873401	6,5	4658899	6,2	4063879	6,0	4052476
2016	6,9	5239711	6,6	4762537	6,5	4528032	6,2	4048256	6,1	4223683
2017	6,6	4952556	6,4	4494347	6,3	4268624	5,9	3583513	5,9	3798519
2018	7,2	5514450	6,9	5058197	6,7	4854313	6,5	4377638	6,3	4287361

A janela de vento captada pelas 5 máquinas vai de 5,5 a 8,0 *m/s*, no qual as melhores médias de vento captadas encontram-se no Aerogerador 1 e, conseqüentemente, melhores produções anuais. Por contraste, o Aerogerador 5 tem o pior recurso dos 5 aerogeradores do Parque e a pior produção dos últimos 8 anos.

Para uma maior perceção do desempenho dos aerogeradores em relação ao aproveitamento do recurso, a análise dos dados recolhidos com janela de 10 minutos é a melhor opção. Contudo, não foi realizada a análise com janela de 10 minutos devido a falhas de comunicação e a falta de informação na distinção entre falta de produção, devido ao aproveitamento deficiente do recurso ou por paragem do parque. A Figura 26 contém uma amostra dos dados disponíveis que permitem demonstrar a situação referida anteriormente:

(Mês-Dia Hora)	Produção (kWh)	Velocidade do vento (m/s)	Em falta
03-17 10	18		3
03-17 11	1		2
03-17 12	15		3
03-17 13	25		3
03-17 14	30		3
03-21 16	37606		5 Missing
03-21 17	590		8
03-21 18	855		9
03-21 19	1068		9
03-21 20	683		8

Figura 26 – Amostra de dados com falta de comunicação

A Figura 26 demonstra um dos casos que o espaço de tempo não é registado, da hora 14 do dia 17 de março até à hora 16 do dia 21 de março, no qual é realizado o somatório da produção do tempo não registado, mas é desconhecido a velocidade do vento durante esse tempo. Nos casos em que num registo é transmitida a velocidade do vento e é apresentada uma produção abaixo da expectável, não é possível realizar a distinção de paragem do aerogerador ou parque, ou operação deficiente. Devido às inconsistências descritas, não é possível chegar a um resultado que contribua para uma conclusão da possibilidade de extensão de vida dos aerogeradores do Parque. Porém, apoiado pela Tabela 6, não é verificado um desvio negativo da produção em relação ao recurso.

5.3.5 Estudo do recurso

A análise do recurso do presente caso prático, compara o histórico do vento real com a classe IEC estipulada dos aerogeradores, não sendo considerada a direção do vento ou a sua turbulência. A classe IEC estipulada IIA corresponde a uma velocidade média anual de 8,5 *m/s*. A Tabela 6 demonstra que os valores de velocidade média anual são inferiores à classe IIA estipulada, ou seja, opera com recurso abaixo do expectável.

Os aerogeradores do parque foram concebidos para uma velocidade média anual de 8,5 *m/s* e um período de vida de 20 anos. Para realizar o cálculo do tempo de vida real, é necessária uma amostra de dados para o período de 20 anos. Devido à limitação de dados disponibilizados, foram aplicados aos anos inexistentes (2006 a 2010 e 2019 a 2025) a média da velocidade média anual dos anos 2011 a 2018, para cada aerogerador do Parque. A partir dos valores de velocidade média anual é calculado o valor percentual que representa em relação à classe IEC estipulada.

No cálculo do período de vida real no ano 20, é assumido que para um ano genérico, 8,5 *m/s* de velocidade média representa 8760 horas máximas de um ano em operação (365 dias e 24 horas por dia), desprezando os tempos de paragem. A velocidade média real representa valores de horas de operação abaixo do máximo de horas estipuladas para a classe IIA. A Tabela 7 apresenta, aplicado ao Aerogerador 1, o cálculo do valor percentual da velocidade média anual em comparação com a velocidade da classe IIA, as horas reais para a velocidade real e a diferença para as horas máximas de um ano em operação:

Tabela 7 – Comparação da classe IEC com a velocidade real do recurso de AG1

ANO	AG1			
	Avg (m/s)	IEC DIF. (%)	Horas reais	Dif. Horas
2006	6,5	76,17	6672,22	2087,78
2007	6,5	76,17	6672,22	2087,78
2008	6,5	76,17	6672,22	2087,78
2009	6,5	76,17	6672,22	2087,78
2010	6,5	76,17	6672,22	2087,78

2011	6,0	70,44	6170,19	2589,81
2012	5,8	68,17	5971,96	2788,04
2013	6,0	70,83	6204,95	2555,05
2014	7,3	85,88	7522,93	1237,07
2015	6,7	78,95	6915,77	1844,23
2016	6,6	78,02	6834,94	1925,06
2017	6,2	73,50	6438,28	2321,72
2018	7,1	83,55	7318,77	1441,23
2019	6,5	76,17	6672,22	2087,78
2020	6,5	76,17	6672,22	2087,78
2021	6,5	76,17	6672,22	2087,78
2022	6,5	76,17	6672,22	2087,78
2023	6,5	76,17	6672,22	2087,78
2024	6,5	76,17	6672,22	2087,78
2025	6,5	76,17	6672,22	2087,78

Na Tabela 7, a coluna das horas reais é calculada através da aplicação da percentagem do diferencial IEC às horas máximas de um ano para 8,5 *m/s* (8760 horas) e a coluna Dif. Horas é calculada através da diferença das horas máximas anuais e as horas reais. Os anos a sombreado cinzento representa a amostra de dados disponibilizada, no qual foi realizada a média das velocidades médias, aplicadas aos anos restantes.

O cálculo detalhado foi aplicado a todos os aerogeradores do Parque e foi realizado o somatório da diferença de horas dos 20 anos, com o fim de averiguar as possíveis horas de extensão de vida. A Tabela 8 apresenta os resultados obtidos:

Tabela 8 – Somatório de horas de extensão de vida dos aerogeradores

	AG1	AG2	AG3	AG4	AG5
Somatório (horas)	41756	47741	49871	56497	57779
Anos	6,6	7,5	7,8	8,9	9,1

Esta análise comprova que o número de horas de extensão de vida aumenta com a diminuição da velocidade média do recurso, isto é, quanto menor o valor de velocidade média anual registada, mais distante da classe de vento IEC estipulada e, consequentemente, uma maior possibilidade de extensão de vida. Devido aos pressupostos de não serem considerados os ventos turbulentos e tempos de paragem, isto é, paragem para manutenção do/s constituinte/s do Parque ou paragem por valores abaixo ou acima da janela de vento para operação dos aerogeradores, os resultados obtidos são otimistas. Os arranques e paragens dos aerogeradores, sejam por manutenção ou por falta de recurso para operar, causam fadiga aos componentes do aerogerador que contribuem para o seu tempo de vida.

As velocidades de vento acima de 25 *m/s* obrigam a uma paragem de segurança, para prevenção de danos graves aos componentes principais dos aerogeradores, sobretudo

das pás. No entanto, a paragem de segurança do aerogerador, assim como o suste da velocidade do recurso elevado, causam cargas que podem desgastar os seus componentes.

Como referido anteriormente, para uma amostra mais personalizada, e para o presente caso, para identificar momentos em que a velocidade local se encontrou acima de 25 *m/s*, é necessário analisar a amostra dos dados disponibilizados com janela de tempo horária, devido à impossibilidade de identificar estas velocidades em janelas de tempo maiores (diária, mensal, anual). Foi realizada uma filtragem aos dados disponibilizados de 2011 a 2018, a fim de identificar o número de janelas de tempo, isto é, o número de horas com velocidades acima de 25 *m/s*. A Tabela 9 demonstra o número de horas anuais com velocidade acima de 25 *m/s* e o seu total nos 8 anos:

Tabela 9 – Número de horas com velocidades acima de 25 *m/s*

AG	Horas > 25 <i>m/s</i>	
	Horas	Parcela de 8 anos
AG1	115	0,16%
AG2	120	0,17%
AG3	96	0,14%
AG4	40	0,06%
AG5	11	0,02%

A Tabela 9 apresenta o total de horas com recurso acima de 25 *m/s* na duração dos 8 anos da amostra de dados disponibilizada (2011 a 2018). A coluna parcela de 8 anos representa a contribuição percentual das horas com recurso acima de 25 *m/s* para o período de 2011 a 2018. Para os 5 aerogeradores, as horas com recurso acima de 25 *m/s* são baixas na perspetiva anual e no período da amostra disponibilizada, o que significa que o desgaste causado aos aerogeradores não é significativo e a sua contribuição para influenciar o tempo de extensão de vida é mínimo.

Como referido anteriormente, não é possível aplicar possíveis desgastes por turbulência do recurso ao estudo de extensão de vida, pela falta de informação disponibilizada e por não ser possível associar a velocidade do recurso à percentagem da turbulência no local.

5.3.6 Substituição de Componentes

A análise das inspeções e manutenção dos componentes é importante para perceber o tempo de vida dos componentes, que são fulcrais para a extensão do tempo de vida dos aerogeradores. Através do histórico é possível verificar a evolução dos componentes principais e a necessidade de substituição desses mesmos componentes. A informação disponibilizada pelo produtor lista a substituição de componentes dos aerogeradores do parque. Os componentes listados são os seguintes:

- Pás do rotor;
- Transformadores;
- Rolamentos de yaw;
- Geradores;
- Rolamentos Frontais;
- Rolamentos Traseiros;

Em relação à informação disponibilizada do histórico de substituição de componentes, a janela de tempo disponível para análise inicia desde o estabelecimento do Parque até ao ano 2018. Apesar da falta de informação em relação ao histórico de inspeções, o histórico de substituição de componentes permite identificar possíveis substituições periódicas e identificar componentes mais propícios a apresentar desgaste ou defeitos. A Tabela 10 apresenta a substituição dos componentes dos aerogeradores do Parque até 2018:

Tabela 10 – Histórico de substituição de componentes no Parque

ANO	AG	SUBSTITUIÇÃO
2006		
2007	AG5	Transformadores
2008	AG4	Pás do rotor
2009		
2010		
2011	AG5	Transformadores
2012		
2013		
2014		
2015		
2016	AG3	Rolamento de yaw
2017		
2018		

O histórico de substituição de componentes demonstra que os Aerogeradores 1 e 2 não apresentam substituição até ao fim do ano 2018. O Aerogerador 3 substituiu o rolamento de yaw em 2016, o Aerogerador 4 substituiu as pás do rotor em 2008 e o Aerogerador 5 substituiu os transformadores nos anos 2007 e 2011.

Em relação ao Aerogerador 3, segundo o capítulo 3.6, apresentado na Figura 20, o tipo de avaria encontra-se na janela de tempo de falhas imprevistas, apresentando uma frequência baixa, segundo o apresentado na Figura 19. Esta avaria e consequente substituição, embora considerada uma falha imprevista, influencia a inspeção e monitorização do sistema de yaw, não só para o Aerogerador 3, como para os restantes aerogeradores do Parque, sobretudo dos Aerogeradores 1, 2 e 4. O sistema de yaw permite a rotação da nacelle, apoiado pelo rolamento de yaw, que equilibra o peso da nacelle na sua rotação. Esta rotação é influenciada pela direção do vento

dominante para realizar a operação. Devido à proximidade entre os Aeroogeradores 1, 2, 3 e 4, a possibilidade de se encontrarem expostos às mesmas características do recurso são as mesmas. Esta avaria permitiu identificar um componente que necessita maior atenção nas inspeções e monitorizações subsequentes, assim como especial consideração de substituição no final de vida dos aeroogeradores, de forma a ser possível a sua extensão de vida.

O Aeroogerador 4 apresenta uma substituição de um componente principal, as pás do rotor, em 2008 e, devido à sua importância, tem especial consideração para o estudo de extensão de vida. Contudo, esta substituição ocorreu apenas no Aeroogerador 4 e no terceiro ano de operação do Parque. Esta ocorrência prematura permite afirmar que se trata de um tipo de avaria por erro de design ou falha na construção, assim como uma avaria que não foi identificada nos restantes aeroogeradores. Portanto, esta avaria não é relevante para a extensão do tempo de vida dos aeroogeradores do Parque.

O Aeroogerador 5 apresenta substituições dos transformadores em 2007 e 2011. A avaria e subsequente substituição dos transformadores em 2007 encontra-se na janela de tempo para tipo de avarias por erro de design ou falha na construção. Como a manutenção realizada foi uma manutenção não planeada, ou seja, uma manutenção corretiva, foi realizada a reposição dos componentes, com possíveis soluções de melhoria. As soluções de melhoria não foram efetuadas com sucesso, devido a nova avaria em 2011 e conseqüente substituição dos mesmos componentes. Após nova manutenção corretiva, não foi registada nova avaria até ao fim de 2018, o que significa que as novas soluções de melhoria geraram efeitos de minimização de futuras avarias relacionadas com os transformadores.

5.3.7 Síntese de resultados

No estudo de extensão de vida realizado para o presente caso prático, a inconsistência da janela de tempo dos dados disponibilizados, assim como a ausência de dados de histórico de inspeções, não permite obter resultados exatos de anos possíveis de extensão. Contudo, o fator que permite afirmar a possibilidade de extensão de vida dos aeroogeradores do Parque é o recurso real em relação ao esperado no design do aeroogerador através da classe IEC. Considerando apenas o estudo de comparação do recurso real e a classe IEC, o número mais baixo de anos obtido de extensão é de aproximadamente 7 anos, um resultado otimista que na realidade é mais baixo, devido à não consideração de vários fatores que agravam este valor.

O estudo da substituição dos componentes permite afirmar que desde o período de início de operação até ao final do ano 2018, as ocorrências que influenciam o estudo de extensão de vida é do sistema de yaw, nomeadamente a substituição do rolamento de yaw no Aeroogerador 3. Esta ocorrência obriga o produtor a tomar uma decisão de substituir os componentes e garantir a extensão de vida dos aeroogeradores ou não substituir os rolamentos de yaw nos aeroogeradores e realizar uma monitorização mais restrita. Os próximos anos, ou seja, até ao ano 2025, são cruciais na análise, pois as

ocorrências dos próximos anos serão consideradas avarias por desgaste dos componentes. Estas avarias e desgaste dos componentes influenciam diretamente o número de anos possíveis, assim como a decisão de substituição de componentes por parte do produtor para a extensão de vida dos aerogeradores existentes.

5.4 Estudo de repowering

O presente ponto descreve o estudo de modelos de aerogeradores para efetuar o repowering, assim como o seu arranjo nas 5 posições disponíveis do Parque. Para o presente estudo de repowering foram considerados os seguintes pontos:

- O fator de decisão do modelo e arranjo dos novos aerogeradores foi o desempenho dos aerogeradores, no qual é assumido os preços dos aerogeradores equivalentes e €/MW;
- Não foi considerada a hipótese de sobreequipamento, pois a sua consideração expande o número de hipóteses e a complexidade das mesmas, com a inclusão de novas tarifas;
- Não foi considerada a cota dos modelos dos aerogeradores considerados para o repowering, para a possibilidade de aplicar os valores de velocidade do recurso às curvas de potência dos novos aerogeradores e não ser necessária a alteração dos valores para as cotas, simplificando o presente estudo;

Baseado no estudo do recurso e do histórico de produção efetuado anteriormente, é possível confirmar as posições com o recurso mais vantajoso. A prioridade de colocação dos novos aerogeradores está apresentada na Figura 27:

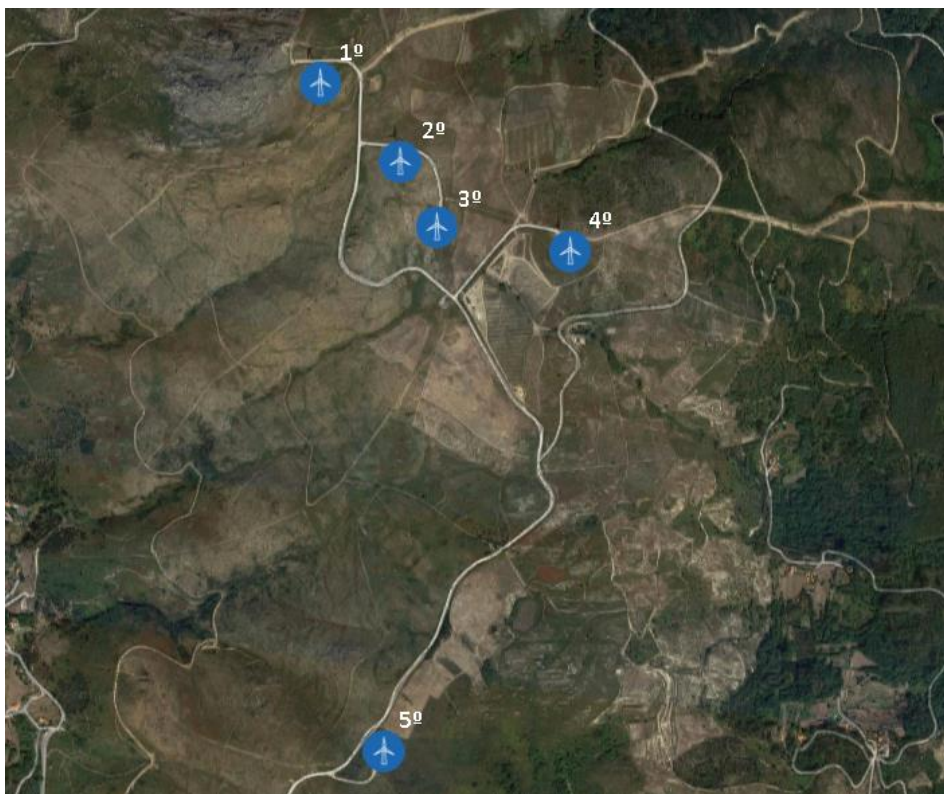


Figura 27 – Prioridade dos locais de colocação dos novos aerogeradores

A intenção dos modelos selecionados é de realizar o estudo com vários arranjos dos parques, seja o repowering através de 2, 4 e 5 aerogeradores. A Tabela 11 apresenta os modelos considerados para o estudo:

Tabela 11 – Caracterização dos novos modelos de aerogeradores [57] [58] [59] [60]

	Enercon E-115 2500	Gamesa G132-5.0MW	GE 2.5 - 100	Vestas V90
Potência Nominal	2500 kW	5000 kW	2500 kW	2000 kW
Diâmetro do rotor	115 m	132 m	100 m	90 m
Área varrida	10,387 m ²	13,685 m ²	7,854 m ²	6,362 m ²
Número de pás	3	3	3	3
Ano de fabrico	2013	2013	2006	2011
Velocidade de arranque	2 m/s	1,5 m/s	3 m/s	4 m/s
Velocidade nominal	12 m/s	13 m/s	13m/s	13 m/s
Velocidade de paragem	25 m/s	27 m/s	25 m/s	25 m/s
Caixa de Velocidades	Não	Sim	Sim	Sim
Altura da torre	92,5/149 m	95/120/140 m	75/100 m	80/95/105 m

Na Tabela 11, o modelo E-115 2500 foi selecionado pois permite a instalação de 4 aerogeradores, e o seu ano de fabrico é mais recente comparando com os aerogeradores existentes do parque. O modelo Gamesa G132-5.0 MW permite a instalação de 2 aerogeradores e comparar a curva de potência de um aerogerador com potência nominal superior. O modelo GE 2.5 – 100, um modelo desatualizado, permite realizar a comparação com o modelo E-115 2500, com a mesma potência nominal. O

modelo Vestas V90 contém a potência nominal equivalente aos aerogeradores do Parque, e permite verificar a melhoria de produção de um modelo mais recente.

5.4.1 Comparação de Aerogeradores

No estudo da comparação de Aerogeradores, a característica analisada dos modelos descritos foi a curva de potência. A curva de potência permite uma reconhecimento imediata das diferenças de desempenho dos modelos. A Figura 28 apresenta a curva de potência dos 4 modelos considerados:

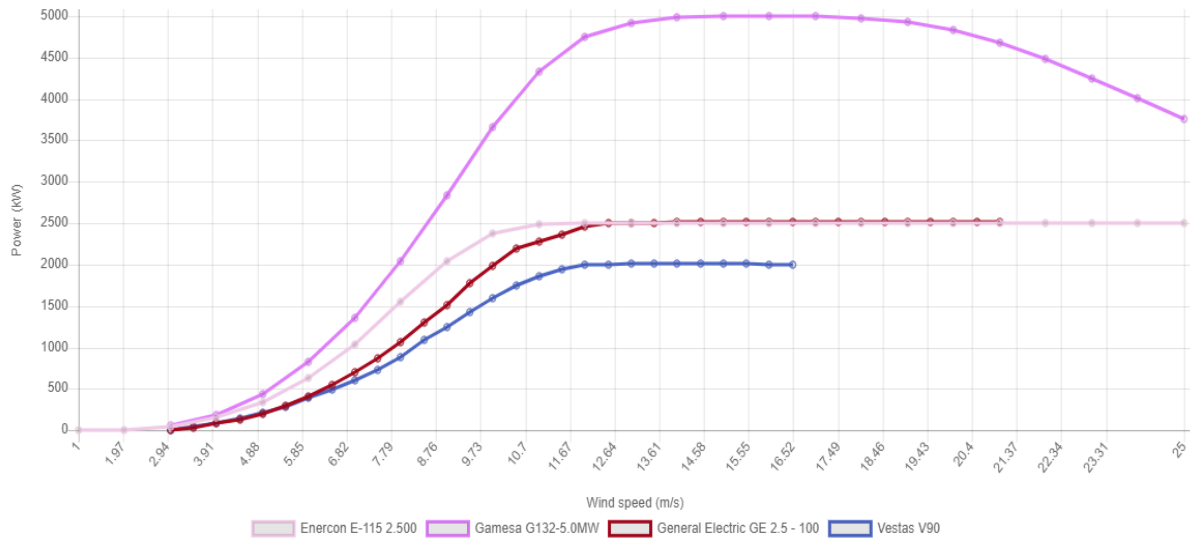


Figura 28 – Curva de potência dos novos aerogeradores [61]

Analisando as curvas de potência, como expectável, a curva de potência mais proficiente é do modelo da Gamesa, não só devido à sua potência nominal, mas também para as velocidades do vento entre 4 m/s e 10 m/s, janela de vento mais ocorrente no Parque. O modelo da Enercon E-115 2500 apresenta uma curva de potência mais vantajosa em relação ao outro modelo com a mesma potência nominal, o modelo GE 2.5 – 100. Em relação ao modelo Vestas V90, sendo o modelo com a potência nominal mais baixa, tem a curva de potência menos vantajosa.

Atentando às curvas de potência, o modelo G132 – 5.0 MW seria a melhor escolha para repowering do parque. No entanto, para esta opção, só seria possível o aproveitamento de dois locais no Parque e a produção global deste arranjo pode ser inferior em comparação com as outras opções que possibilitam o aproveitamento de mais locais.

5.4.2 Estudo de disposição do Parque

Os arranjos considerados para o estudo do parque são os seguintes:

- 4 aerogeradores E-115 2500 nas 4 posições mais vantajosas do Parque;
- 2 aerogeradores G132 – 5.0 MW nas 2 posições mais vantajosas do Parque;

- 4 aerogeradores GE 2.5 – 100 nas 4 posições mais vantajosas do Parque;
- 5 aerogeradores V90 nas 5 posições disponíveis do Parque.

A execução do estudo passa por utilizar os valores de velocidade de vento da amostra dos dados disponíveis dos 5 locais do Parque, de 2011 a 2018, e aplicar às curvas de potência dos modelos considerados. Os dados de vento do recurso foram arredondados à unidade para corresponder aos valores da curva de potência disponibilizados pelos fabricantes para os modelos considerados.

A Tabela 12 indica o somatório das produções anuais dos aerogeradores nas posições mais vantajosas do Parque, no qual é notória a diferença de produções da opção do modelo Enercon E-115 2500 em relação às restantes opções.

Tabela 12 – Resultados de produções anuais dos arranjos considerados

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
4 AGs E-115 2500 (MWh)	24450,94	27887,45	49551,28	35197,91	32733,12	33016,37	27856,84	36297,55
2 AGs G132 - 5.0 MW (MWh)	18268,75	18454,75	38709,12	28556,98	24915,94	25296,74	20806,87	27125,33
4 AGs GE2.5 - 100 (MWh)	16278,16	19108,21	35966,58	26352,18	23111,56	23827,86	18819,13	26158,9
5 AGs V90 (MWh)	17447,23	20046,75	35563,00	27010,78	23410,26	24695,64	19949,01	26799,2

A Figura 29 permite demonstrar a diferença entre as 4 disposições possíveis:

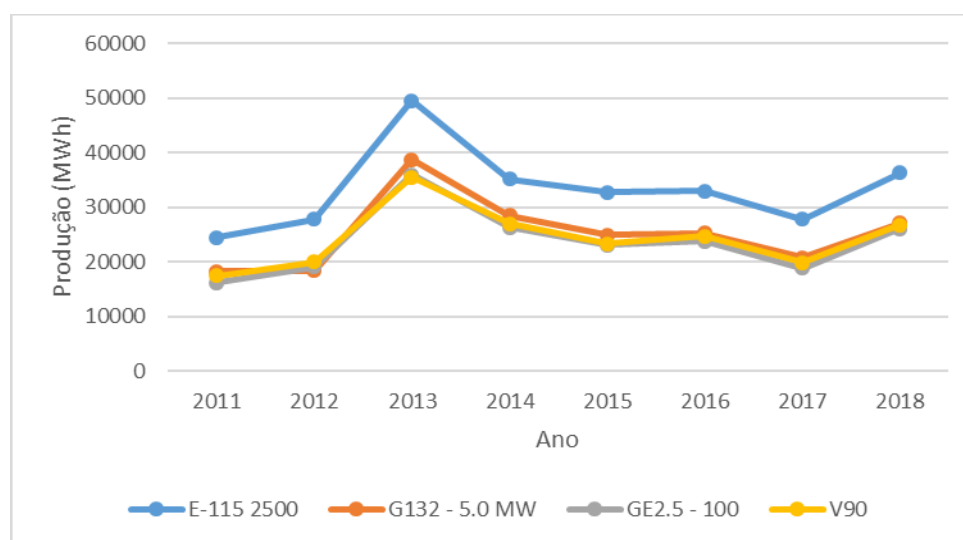


Figura 29 - Comparação de produções anuais dos arranjos considerados

A Figura 29 apresenta uma melhor representação da diferença de produção dos 4 aerogeradores E-115 2500 em relação às restantes opções. Em comparação com a outra opção de 4 aerogeradores GE2.5 – 100, a diferença de idade entre os dois modelos justifica a desigualdade acentuada entre os dois modelos de 2500 kW. O modelo V90 da Vestas, embora com a possibilidade de aproveitamento das 5 posições

disponíveis, não apresenta uma maior produção em relação às restantes opções. Por último, o modelo G132 – 5.0 MW, com a melhor curva de potência, acusou a desvantagem de aproveitar apenas duas localizações do Parque.

5.4.3 Síntese de Resultados

Os resultados do estudo permite eleger o modelo Enercon E-115 2500 nas 4 posições mais vantajosas para o parque. No presente estudo, foi considerado o preço de instalação dos aerogeradores de €/MW, o que significa que todas as opções consideradas têm o mesmo custo de instalação. Além disso, para uma análise mais simplificada, foram consideradas disposições com modelos iguais, podendo ter sido optada por uma combinação de por exemplo 3 aerogeradores de 3 MW e 1 aerogerador de 1 MW, o que não foi executado.

Para o propósito do presente estudo de hipóteses após fim de vida dos aerogeradores, descrito no capítulo, foi optado pela combinação de 4 aerogeradores E-115 2500 para o repowering do Parque.

5.5 Estudo da viabilidade de hipóteses do Parque

O estudo de viabilidade de hipóteses visa averiguar a opção mais rentável para o produtor em relação à extensão de vida dos aerogeradores existentes e ao repowering do Parque, assim como o aproveitamento da tarifa “feed-in” e em regime de mercado.

Em relação ao presente estudo foram feitas as seguintes considerações:

- a janela de tempo considerada para a realização do estudo é de 2021 a 2045;
- foi assumido o número de anos máximo de extensão de vida de 5 anos, devido à possibilidade de estudar a produtividade dos aerogeradores existentes em tarifa “feed-in” (dois anos adicionais) e a preço de mercado (três anos);
- foi considerado o valor de tarifa “feed-in” de 74 €/MWh;
- foi utilizado como base para o estudo de mercado, o histórico dos anos 2010 a 2018.

Com as considerações definidas, a Tabela 13 apresenta as hipóteses consideradas para o presente estudo:

Tabela 13 – Roadmap das hipóteses para o estudo

	Hipótese 1	Hipótese 2	Hipótese 3	Hipótese 4	Hipótese 5	Hipótese 6
2021				Repowering		
2022						
2023						
2024						
2025						
2026	Repowering					
2027						
2028	Repowering				Desmantelamento	
2029						
2030						
2031	Repowering					Desmantelamento
...						
2045						

Na Tabela 13, a sombreado verde representa os anos que o Parque opera com o preço da tarifa “feed-in” e a sombreado azul representa os anos de operação a preço de mercado. Previamente à descrição das hipóteses apresentadas, é necessária a definição da metodologia para o seu estudo.

5.5.1 Metodologia do estudo das hipóteses

O estudo das hipóteses apresentadas divide-se nas seguintes temáticas:

- Estudo de investimento, desmantelamento e operação e manutenção;
- Estudo da produção expectável;
- Estudo dos preços de mercado;
- Estudo de viabilidade das hipóteses.

Para averiguar os possíveis valores de investimento para efetuar repowering, desmantelamento de um parque eólico e custos de operação e manutenção, que variam de hipótese para hipótese devido à variância dos seus acontecimentos, foi necessário realizar uma pesquisa de dados estatísticos e previsões, de forma a poder chegar a um valor para o ano pretendido. A taxa de diminuição do custo do CAPEX de 2014 a 2030 é de 12%, e 9% para operação e manutenção. [62] Assumindo as taxas de diminuição referidas e distribuindo-as nos anos de estudo, equivale a uma diminuição constante de CAPEX e O&M que é aplicada aos preços médios. Esta distribuição permite obter o preço de CAPEX no ano de ocorrência do investimento, assim como os custos de O&M anuais.

A distribuição percentual típica de um novo parque e seus custos de O&M é a seguinte:

Tabela 14 – Distribuição percentual típica de um parque eólico [63]

	Share total (%)
CAPEX	
Turbina	75,6
Rede elétrica	8,9
Fundação	6,5
Renda	3,9
Instalação elétrica	1,5
Consultoria	1,2
Custos financeiros	1,2
Construção acessos	0,9
Sistemas de controlo	0,3
Total	100
O&M	
Serviço e Peças de Reserva	26
Renda	18
Seguro	13
Administração	21
Potência da Rede	5
Outros	17
Total	100

No repowering do Parque, devido à existência de acessos, sistemas de controlo e assumindo que não são necessárias alterações da interligação à rede e da subestação, é possível deduzir do total do CAPEX 10,1% de custos, valor significativo que confirma uma das vantagens do repowering. Em relação ao O&M (considerado como um valor fixo contratual), não foi possível averiguar o agravamento dos custos de O&M na extensão do tempo de vida. Para o propósito do presente estudo, devido ao aumento de inspeções e o agravamento do seguro pelo aumento de risco, foi acrescido aos custos fixos de O&M Serviço e Peças de Reserva e Seguro nos anos de extensão de vida, o valor de 33,33% da percentagem correspondente dos itens referidos. O custo fixo de O&M aplicado aos aerogeradores existentes é, segundo os dados estatísticos do ano 2009, de 825.724,69 €. [62] O custo de desmantelamento considerado foi baseado nos dados obtidos segundo dados estatísticos, no qual foi considerado um valor fixo independentemente do ano de desmantelamento [64]. A Tabela 15 demonstra os preços de CAPEX e O&M de 2014 e a previsão para 2030, assim como o preço do desmantelamento:

Tabela 15 – Previsão de preços para repowering e preços considerados para aerogeradores existentes

Repowering			
ANO	€/kW	Preço CAPEX	Desconto
2014	1341,00	13.410.000,00 €	
2030	1180,08	11.800.800,00 €	12%
ANO	€/kW	Preço O&M	Desconto
2014	44,00	440.000,00 €	
2030	40,04	400.400,00 €	9%
Aerogeradores existentes (extensão de vida)			
ANO	Preço O&M		
2006	825.724,69 €		
Desmantelamento			
525.000,00 €			

A produção expectável foi calculada através da amostra de dados de vento e produção de 2011 a 2018. Para os aerogeradores existentes, foi calculada a média dos meses congéneres durante o período da amostra. Isto significa que, por exemplo para calcular a média do mês de janeiro, foi calculada a média de todos os meses de janeiro de 2011 a 2018. Os resultados obtidos foram aplicados nos anos futuros de operação dos aerogeradores existentes, até ao repowering ou desmantelamento do Parque. Em relação aos novos aerogeradores, foi utilizada a disposição definida e aplicada a sua curva de potência à velocidade de vento, no qual foi calculada uma média horária congénere durante o período da amostra, o que significa que, por exemplo para a média de vento da hora 1 de 1 de janeiro, foi calculada a média das horas 1 de 1 de janeiro de 2011 a 2018.

Nas hipóteses consideradas foram aplicados dois preços de mercado. Devido às previsões de preços de mercado referidas, para os preços futuros foram considerados os valores por hora mais baixos, excluindo o valor de preços de 0 €, de 2010 a 2018, sendo esta uma previsão pessimista. A outra consideração foi a média horária congénere de 2010 a 2018, uma abordagem mais otimista. Para esta segunda consideração, por exemplo para a média da hora 1 de 1 de janeiro, foi calculada a média da hora 1 de 1 de janeiro de 2010 a 2018. As médias de preços obtidas são as seguintes:

Tabela 16 – Média de preços mínimos e médios de mercado

Média de preços mínimos	Média de preços médios
28,53 €	47,28 €

Estes dois preços apresentados na Tabela 16 permitem auxiliar no entendimento da viabilidade das hipóteses, realizar uma melhor comparação entre os seus resultados e averiguar a margem de preços que são aceitáveis para a viabilidade dos projetos. Os valores dos preços de mercado obtidos, mínimos e médios, são emparelhados com as produções horárias, resultando no rendimento da produção.

A todos os custos e rentabilidade foi aplicada a taxa IPC, no qual inclui o IPC dos anos de 2018 a 2023. Em relação ao IPC dos anos seguintes, foi considerada a média dos IPC's disponíveis dos anos 2018 a 2023. [65] A Tabela 17 demonstra o IPC aplicado a todos os custos e rentabilidades:

Tabela 17 – Valor percentual de IPC

ANO	IPC
2018	1%
2019	1,30%
2020	1,40%
2021	1,50%
2022	1,40%
2023	1,50%
2024	1,35%
2025	1,35%
2026	1,35%
...	1,35%
2045	1,35%

Em relação ao estudo de viabilidade, as hipóteses são caracterizadas através do VAL (Valor Atualizado Líquido) e TIR Global, através da taxa interna de retorno modificada, assumindo o pedido de valores do produtor de taxa de financiamento de 10% e taxa de reinvestimento (neste caso TMA). A taxa de financiamento e a taxa de reinvestimento com valores iguais apropriada ao cálculo da TIR. Após o estudo de viabilidade são apresentadas as hipóteses ótimas pelo produtor.

5.5.2 Descrição das hipóteses

Hipótese 1

O objetivo de simular a hipótese 1 é averiguar a rentabilidade do projeto efetuando o repowering no fim de vida desenhado dos aerogeradores existentes (20 anos). Esta hipótese é vantajosa tecnicamente, nomeadamente em questões de segurança dos

aerogeradores existentes. Os preços O&M são baseados nos valores referidos da Tabela 15, no qual é aplicado o IPC a esses custos os valores de CAPEX, O&M fixo e Desmantelamento considerados para realizar o repowering são os seguintes:

Tabela 18 – Hipótese 1

Hipótese 1			
ANO	€/kW	Preço CAPEX	Desconto
2026	1231,717264	12.317.172,64 €	9,17%
ANO	€/kW	Preço O&M	Desconto
2026	41,2846789	412.846,79 €	6,88%
ANO	Desmantelamento		
2026	525.000,00 €		

Os preços de CAPEX e O&M foram obtidos através do desconto referido anteriormente, que para o ano 2026, o desconto equivale a 9,17% e 6,88% respetivamente, e o preço do Desmantelamento é o valor fixo assumido. Ao valor de CAPEX apresentado é descontado 10,1 %, referentes à existência de acessos, sistemas de controlo e assumindo que não são necessárias alterações da interligação à rede e da subestação.

O roteiro da hipótese 1 é o seguinte:

- De 2021 a 2025, o Parque opera com tarifa fixa e considera a produção anual média, com o custo de O&M para os aerogeradores existentes;
- No ano 2026 o Parque cessa a operação durante 6 meses para desmantelamento e repowering, no qual depois inicia operação no 2º semestre a preço de mercado. São considerados custos de 6 meses de O&M para os novos aerogeradores;
- De 2027 a 2045, os custos considerados são o O&M para os novos aerogeradores.

Os valores de IPC são aplicados à produção, investimento e O&M da hipótese 1.

Hipótese 2

A simulação da hipótese 2 visa estender o tempo de vida dos aerogeradores existentes por mais dois anos, de forma a usufruir dos dois anos restantes da tarifa “feed-in” de 74€/MWh (15 anos mais 7 anos adicionais de tarifa fixa). Esta hipótese obrigou a uma avaliação do O&M, resultando num aumento do custo nos anos 2026 e 2027. Os preços O&M são baseados nos valores referidos da Tabela 15, no qual é aplicado o IPC.

Os valores de CAPEX, O&M fixo e Desmantelamento considerados para realizar o repowering são os seguintes:

Tabela 19 – Hipótese 2

Hipótese 2			
ANO	€/kW	Preço CAPEX	Desconto
2028	1214,389688	12.143.896,88 €	10,60%

ANO	€/kW	Preço O&M	Desconto
2028	40,84870412	408.487,04 €	7,90%

ANO	Desmantelamento
2028	525.000,00 €

Os preços de CAPEX e O&M foram obtidos através do desconto referido anteriormente, que para o ano 2026, o desconto equivale a 10,6% e 7,9% respetivamente, e o preço do Desmantelamento é o valor fixo assumido. Ao valor de CAPEX apresentado é descontado 10,1 %, referentes à existência de acessos, sistemas de controlo e assumindo que não são necessárias alterações da interligação à rede e da subestação.

O roteiro da hipótese 2 é o seguinte:

- De 2021 a 2027, o Parque opera com tarifa fixa com dois anos de extensão de vida, no qual foi considerado a produção anual média, com o custo de O&M para os aerogeradores existentes;
- No ano 2028, o Parque cessa a operação durante 6 meses para desmantelamento e repowering, no qual depois inicia operação no 2º semestre a preço de mercado. São considerados custos de 6 meses de O&M para os novos aerogeradores;
- De 2029 a 2045, os custos considerados são o O&M para os novos aerogeradores.

Os valores de IPC são aplicados à produção, investimento e O&M da hipótese 2.

Hipótese 3

A hipótese 3 simula a extensão de vida dos aerogeradores para o máximo estipulado de 5 anos, o que significa que o período de extensão será de dois anos de tarifa feed in e três anos a preço de mercado. Os 5 anos de extensão obriga a um O&M rigoroso, logo foi aplicado os custos referidos. Os preços O&M são baseados nos valores referidos, no qual é aplicado o IPC.

Os valores de CAPEX, O&M fixo e Desmantelamento considerados para realizar o repowering são os seguintes:

Tabela 20 – Hipótese 3

Hipótese 3			
ANO	€/kW	Preço CAPEX	Desconto
2031	1180,08	11.800.800,00 €	12,00%
ANO	€/kW	Preço O&M	Desconto
2031	40,04	400.400,00 €	9,00%
ANO	Desmantelamento		
2031	525.000,00 €		

Como apresentado na Tabela 15, o desconto aplicado de 12% para CAPEX e 9% para O&M é a percentagem antevista para 2030. Devido à falta de informação da previsão de CAPEX e O&M para 2031, foi considerado o desconto de 2030. O valor do desmantelamento é o valor fixo assumido anteriormente. Ao valor de CAPEX apresentado é descontado 10,1 %, referentes à existência de acessos, sistemas de controlo e assumindo que não são necessárias alterações da interligação à rede e da subestação.

O roteiro da hipótese 3 é o seguinte:

- De 2021 a 2030, o Parque opera com tarifa fixa com 5 anos de extensão de vida, com 2 anos de tarifa “feed-in” e 3 anos a preço de mercado, no qual foi considerado a produção anual média, com o custo de O&M para os aerogeradores existentes;
- No ano 2031, o Parque cessa a operação durante 6 meses para desmantelamento e repowering, no qual depois inicia operação no 2º semestre a preço de mercado. São considerados custos de 6 meses de O&M para os novos aerogeradores;
- De 2032 a 2045, os custos considerados são o O&M para os novos aerogeradores.

Os valores de IPC são aplicados à produção, investimento e O&M da hipótese 3.

Hipótese 4

A hipótese 4 simula a opção de antecipar o repowering no ano 15 dos aerogeradores existentes, não optando pelos 5 ou 7 anos adicionais de tarifa “feed-in” e iniciando operação a preço de mercado.

Os valores de CAPEX, O&M fixo e Desmantelamento considerados para realizar o repowering são os seguintes:

Tabela 21 – Hipótese 4

Hipótese 4			
ANO	€/kW	Preço CAPEX	Desconto
2021	1276,125609	12.761.256,09 €	5,64%
ANO	€/kW	Preço O&M	Desconto
2021	42,39508204	423.950,82 €	4,24%
ANO	Desmantelamento		
2021	525.000,00 €		

A Tabela 21 apresenta o desconto para o CAPEX e O&M de 5,64% e 4,24%, respetivamente. O valor do desmantelamento é o valor fixo assumido anteriormente. Ao valor de CAPEX apresentado é descontado 10,1 %, referentes à existência de acessos, sistemas de controlo e assumindo que não são necessárias alterações da interligação à rede e da subestação.

O roteiro da hipótese 4 é o seguinte:

- Em 2021, o Parque cessa a operação durante 6 meses para desmantelamento e repowering, no qual depois inicia operação no 2º semestre a preço de mercado. São considerados custos de 6 meses de O&M para os novos aerogeradores;
- De 2022 a 2041, os custos considerados são o O&M para os novos aerogeradores.

Os valores de IPC da são aplicados à produção, investimento e O&M da hipótese 4.

O fim do período de vida dos novos aerogeradores, devido ao repowering prematuro, termina no ano 2041, o que faz com que o período de estudo da presente hipótese não seja a mesmo das restantes hipóteses

Hipótese 5

A hipótese 5 tem como objetivo a análise económica da extensão de vida útil dos aerogeradores existentes, usufruindo a tarifa “feed-in” pelos dois anos adicionais ao tempo de vida do aerogerador, procedendo o desmantelamento sem repowering. O roteiro da hipótese 5 é o seguinte:

- De 2021 a 2027, o Parque opera com os aerogeradores existentes com 2 anos de extensão de vida e custo de O&M para aerogeradores existentes;
- Em 2028 o Parque é desmantelado.

Os valores de IPC são aplicados à produção, investimento e O&M da hipótese 5.

Na presente hipótese é realizada apenas a análise do cash-flow devido à inexistência de investimento para repowering. O propósito da presente hipótese é realizar a comparação com a hipótese 6.

Hipótese 6

A hipótese 6 tem como objetivo a análise económica da extensão de vida útil dos aerogeradores existentes, usufruindo a tarifa “feed-in” pelos dois anos adicionais ao tempo de vida do aerogerador e 3 anos em preço de mercado, procedendo o desmantelamento sem repowering. O roteiro da hipótese 5 é o seguinte:

- De 2021 a 2030, o Parque opera com os aerogeradores existentes com 5 anos de extensão de vida e custo de O&M para aerogeradores existentes;
- Em 2031 o Parque é desmantelado.

Os valores de IPC são aplicados à produção, investimento e O&M da hipótese 6.

Na presente hipótese é realizada apenas a análise do cash-flow devido à inexistência de investimento para repowering.

5.5.3 Resultados Obtidos

Os estudos efetuados e consequentes resultados obtidos são divididos pelas hipóteses que efetuaram repowering e as hipóteses que após o fim de vida dos aerogeradores, efetuam o desmantelamento do Parque. Como referido anteriormente, os cálculos efetuados para analisar e comparar as hipóteses que realizaram o repowering são o valor atual líquido e a taxa interna de rentabilidade. Em relação às hipóteses que efetuaram o desmantelamento sem repowering, a comparação será efetuada apenas através do cash-flow durante os anos estudados. O produtor, após análise das hipóteses de repowering disponíveis, se optar por não efetuar repowering, deve considerar as hipóteses 5 e 6, que diferem no número de anos de extensão dos aerogeradores.

Em relação às hipóteses que efetuaram repowering, os resultados obtidos são os seguintes:

Tabela 22 – Síntese de resultados da avaliação financeira

	Hipótese 1		Hipótese 2		Hipótese 3		Hipótese 4	
	Preços mínimos de mercado	Preços médios de mercado	Preços mínimos de mercado	Preços médios de mercado	Preços mínimos de mercado	Preços médios de mercado	Preços mínimos de mercado	Preços médios de mercado
TIR	9,19%	11,39%	10,53%	12,29%	11,18%	13,26%	2,50%	6,61%
VAL	-1037393,82	2200158,19	635240,1981	3258119,875	1227898,237	3761432,083	-8096132,135	-4974857,072
IR	0,10	1,22	0,20	1,23	0,08	1,09	-0,44	0,68

A Tabela 22 apresenta o VAL, a TIR e o IR para as 4 hipóteses consideradas que efetuaram repowering. Os resultados são apresentados com diferenciação pelos preços de mercado aplicados, os preços de mercado mínimos e médios. Na linha dos resultados da TIR, a sombreado verde é apresentado as hipóteses viáveis segundo a Taxa Interna de Retorno Modificada calculada, ou seja, que apresentam o valor percentual acima de 10% da taxa de reinvestimento ou TMA. Na linha dos resultados do VAL, os valores a vermelho apresentam VAL negativo, o que significa que para o valor de TIR de 10% a hipótese não é viável.

Os resultados obtidos, considerando o IR, ditam que as seguintes hipóteses são viáveis:

- Hipótese 1 a preços médios de mercado;
- Hipótese 2 a preços médios de mercado;
- Hipótese 3 a preços médios de mercado.

Na análise das hipóteses que não efetuaram repowering, foi considerado o cash-flow na discussão dos resultados:

TABELA 23 – CASHFLOWS DAS HIPÓTESES 5 E 6

		Hipótese 6	
	Hipótese 5	Preços mínimos de mercado	Preços médios de mercado
2021	930.910,28 €	930.910,28 €	930.910,28 €
2022	920.121,11 €	920.121,11 €	920.121,11 €
2023	908.399,45 €	908.399,45 €	908.399,45 €
2024	897.691,71 €	897.691,71 €	897.691,71 €
2025	886.839,42 €	886.839,42 €	886.839,42 €
2026	733.583,39 €	733.583,39 €	733.583,39 €
2027	720.515,64 €	720.515,64 €	720.515,64 €
2028	-525.000,00 €	-327.294,81 €	185.724,76 €
2029		-331.713,29 €	188.232,04 €
2030		-336.191,42 €	190.773,17 €
2031		-525.000,00 €	-525.000,00 €
Σ	5.473.060,99 €	4.477.861,47 €	6.037.790,97 €

A Tabela 23 descreve o cash-flow desde o ano de início do estudo até ao ano do desmantelamento do Parque, dividindo a hipótese 6 pela aplicação dos preços mínimos e pelos preços médios de mercado, pois o Parque opera a preços de mercado de 2029 a 2031. O somatório do cash-flow calculado indica que a hipótese 5 obteve um valor acima da hipótese 6 com preços mínimos de mercado e abaixo da hipótese 6 com preços médios de mercado. A Tabela 24 indica o VAL para as hipóteses sem repowering:

Tabela 24 – VAL das hipóteses sem repowering

Hipótese 6			
Hipótese	Preços	Preços	
5	mínimos	médios	
	de	de	
	mercado	mercado	
VAL	3991910	3629837	4292840

5.5.4 Discussão dos resultados

A aplicação dos preços de mercado à produção foi realizada de forma a simular circunstâncias reais de mercado. No apuramento dos preços mínimos de mercado, como foi selecionado o preço mínimo, excluindo o valor de 0 €, existirão horas com valores de preço de mercado abaixo de 1 €, que são valores pessimistas, mas possíveis em situação real. Os preços médios de mercado averiguados, como foram calculados a partir da média horária, consideram também preços baixos, que descem os valores obtidos. Em relação a janelas de tempo com falta de comunicação, como a produção obtida no fim dessa janela de tempo é dividida pelas horas em que ocorreu essa ausência de comunicação, as produções em certos momentos não são as reais. Estas incertezas nas produções e abordagens pessimistas nos preços de mercado, seja em preços mínimos ou médios, permitem colocar o Parque em situações negativas, que se se confirmar a sua viabilidade, exhibe confiança ao produtor do Parque.

Discussão de hipóteses com repowering

Partindo dos resultados das hipóteses que consideram a realização do repowering, ou seja, da hipótese 1 à hipótese 4, a viabilidade é positiva com exceção da hipótese 4 e aplicando os preços mínimos de mercado à hipótese 1.

A hipótese 1 exprime uma viabilidade negativa aplicando os preços mínimos de mercado, o que significa que para um preço horário de mercado de 28,53 €, o projeto de repowering não é viável. O estudo efetuado permite afirmar que para um preço horário de mercado de 47,28 €, o projeto descrito na hipótese 1 é viável. Para os preços médios de mercado o TIR obtido é 1,39% acima do TMA assumido de 10%. Isto significa que os preços horários de mercado podem descer ligeiramente em relação aos preços médios, mas num intervalo acima do preço mínimo assumido. Este resultado permite afirmar que a hipótese de efetuar repowering após o tempo de operação de 20 anos dos aerogeradores existentes é inviável, aplicando os preços de mercado mais pessimistas.

A hipótese 1 efetuou o repowering no ano 2026, sem aproveitamento da extensão de vida útil dos aerogeradores existentes ou a tarifa “feed-in” nos anos 2024 e 2025 de 74 €/MWh. Em termos de segurança, esta hipótese é viável pois é garantido o tempo de

operação desenhado pelo fabricante de 20 anos e não é necessário efetuar estudos de extensão de vida dos aerogeradores ou aumentar o O&M para garantir a segurança das mesmas. Em termos económicos, o preço da tarifa “feed-in”, embora aplicada a aerogeradores com curvas de potências menos vantajosas que os aerogeradores considerados para o repowering, é mais favorável e consistentes que os preços de mercado, sejam médios ou mínimos. O investimento efetuado no ano 2026 e o custo de O&M tem valores que teriam a possibilidade de desceram, se efetuado após extensão de vida dos aerogeradores existentes. Em síntese, a hipótese 1 é uma hipótese executável, se nos últimos anos de operação do Parque, se verifique um agravamento no desgaste dos aerogeradores existentes, não permitindo a sua extensão de vida. Além dos motivos de segurança, esta hipótese é executável, se os preços praticados em mercado não forem os preços mínimos de mercado calculados, o que poderá ser uma situação realista a ocorrer no futuro, e uma hipótese arriscada para o produtor.

No cálculo da hipótese 2, a sua viabilidade é alcançada, tanto aplicando os preços de mercado mínimos e médios. A simulação com os preços mínimos de mercado permite uma TIR de 10,53%, valor percentual acima do TMA estipulado. O resultado obtido permite uma margem de manobra que, mesmo aplicando a situação mais pessimista do estudo, torna a solução rentável.

Na hipótese 2 foi realizada a extensão de vida dos aerogeradores por dois anos (2026 e 2027). Esta hipótese permite o aproveitamento de dois anos de tarifa “feed-in” de 74 €/MWh. Este valor de tarifa é mais vantajoso que os preços de mercado aplicados, obtendo-se melhores valores lucrativos. Após o ano de investimento de 2028, o preço mínimo horário de 28,53 €/MWh aplicado à produção é aceitável para a viabilidade do projeto. Embora os resultados sejam positivos, os dois anos de extensão significam maiores riscos de segurança e maiores custos de O&M. O estudo de extensão de vida permite afirmar que a extensão de vida dos aerogeradores por dois anos é exequível, mas a falta de informação, assim como o facto dos aerogeradores ainda não terem operado na fase final de operação, fase propícia a avarias por desgaste, poderá ser um risco em termos de segurança. Em relação aos custos, os resultados obtidos permitem afirmar que o custo de O&M mais elevado nos dois anos de extensão compensam pela tarifa “feed-in” praticada. No investimento, o repowering foi executado dois anos mais tarde do que o esperado, o que permite um preço de CAPEX mais baixo. Em suma, a hipótese 2 é uma hipótese viável para o produtor, confirmando-se a possibilidade de extensão nos últimos anos de operação dos aerogeradores, que se verifica elevada pelo estudo de extensão de vida efetuado. Esta hipótese realiza o aproveitamento dos recursos disponíveis, acima do desenhado, assim como o aproveitamento da tarifa mais vantajosa.

A hipótese 3 confirma a viabilidade aplicando os preços de mercado mínimos e médios. Aplicando os preços mínimos de mercado, a TIR obtida de 11,18% demonstra a viabilidade da hipótese, em comparação com a TMA aplicada. A presente hipótese

estende o período de operação dos aerogeradores existentes por 5 anos adicionais, o que significa 2 anos de tarifa fixa “feed-in” e 3 anos a preço de mercado.

Semelhante à hipótese 2, na hipótese 3 existe o aproveitamento dos aerogeradores por mais dois anos, o que permite usufruir a tarifa fixa de 74 €/MWh, preço mais vantajoso que os preços de mercado mínimos ou médios. Contudo, a presente hipótese é distinguida pelos 3 anos adicionais de extensão, no qual os aerogeradores produzem a preços de mercado. Comparando com a hipótese 2, visto que a TIR da hipótese 3 é mais elevada para os dois preços de mercado simulados, a opção de estender por mais 3 anos o aerogerador existente compensa financeiramente. O motivo é devido ao repowering efetuado mais tarde, o que permite um investimento mais baixo de CAPEX e um preço de O&M mais baixo. O investimento e o O&M mais baixo representa vantagem financeira que compensa a utilização dos aerogeradores existentes em preço de mercado por três anos, com aproveitamento do recurso mais baixo que os aerogeradores considerados para o repowering. Contudo, a hipótese 3 poderá ter riscos de segurança, visto que os resultados obtidos no estudo de extensão de vida são aproximados aos 5 anos de extensão assumidos. Visto que o estudo de extensão de vida apresenta incertezas no número de anos de extensão possíveis, esta hipótese é arriscada em termos de segurança e deve ser considerada se nos últimos anos de operação dos aerogeradores existentes é confirmada essa possibilidade. Financeiramente, esta hipótese é a mais vantajosa das 4 hipóteses consideradas para o repowering do Parque.

Os resultados da simulação da hipótese 4 são inviáveis, tanto para preços médios de mercado como para preços mínimos de mercado. A TIR é bastante abaixo do TMA estipulado e dos resultados das outras hipóteses estudadas. Na presente hipótese o repowering foi efetuado no ano 2021, ou seja, no ano 15 de operação do Parque com os aerogeradores existentes. Desta forma, o Parque não usufrui de 5 anos possíveis de operação para atingir o máximo de anos que os aerogeradores existentes foram desenhados, assim como a tarifa “feed-in” de 74 €/MWh possível para 5 ou 7 anos.

O objetivo da simulação da hipótese 4 é averiguar o comportamento do Parque através do adiantamento do repowering, 5 anos antes do fim de vida desenhado dos aerogeradores existentes. A janela de estudo é menor pois é considerado o tempo de vida de 20 anos para os novos aerogeradores, o que significa que a janela de tempo da presente hipótese termina em 2041. Os resultados demonstram que o facto do não aproveitamento dos recursos existentes para o máximo de tempo desenhado, assim como o não aproveitamento da tarifa “feed-in” de pelo menos mais 5 anos, inviabiliza o projeto em larga margem. Além disso, o investimento no ano 2021 é mais alto em comparação com as outras hipóteses estudadas e, conseqüentemente, o O&M aplicado aos novos aerogeradores. Com os resultados obtidos é possível afirmar que o não aproveitamento dos aerogeradores existentes até ao fim de vida desenhado e, portanto, o não aproveitamento da tarifa “feed-in”, inviabiliza o projeto, embora seja realizada a substituição por aerogeradores mais eficientes.

Em síntese dos resultados obtidos das 4 hipóteses, a hipótese 4 é eliminada das opções obtidas devido à decisão inadequada de antecipar o repowering do Parque. Em

relação às restantes opções a hipótese que é mais recomendável é a hipótese 2. A hipótese 1, embora viável a preços de mercado médios, torna-se uma hipótese arriscada financeiramente, pois se os preços de mercado no futuro serão valores semelhantes aos calculados para os preços mínimos de mercado, o projeto é inviável. A hipótese 1 é uma hipótese realista para o produtor pois é a opção mais segura tecnicamente, mas para tornar esta hipótese mais segura financeiramente, o produtor necessita de averiguar soluções para baixar o CAPEX e/ou o O&M. Em relação às hipóteses 2 e 3, ambas são viáveis financeiramente. Contudo, o fator do número de anos de extensão dos aerogeradores existentes distingue as duas hipóteses. A hipótese 2 é mais vantajosa em termos de segurança, em comparação com a hipótese 3. O produtor quando obter mais informação em relação ao número exato de anos possível de repowering, tem de analisar a possibilidade das duas hipóteses e, se em termos lucrativos, um maior número de anos de extensão compensa os riscos de segurança dos aerogerador, visto que a hipótese 3 tem uma TIR de 0,65% acima da hipótese 2.

Esta análise é baseada considerando a TIR, mas considerando o IR, a hipótese 1,2 e 3 são consideradas viáveis apenas com os preços médios de mercado.

Em suma, pela análise de extensão de vida efetuada e pela análise económica das hipóteses considerados, a hipótese recomendada para o Parque é a hipótese 2.

Discussão de resultados sem repowering

No estudo do Parque, se a opção de repowering não é priorizada pelo produtor, é necessário averiguar a melhor orientação para o Parque e o seus recursos, antes do seu desmantelamento.

Na hipótese 5 é realizada a extensão de vida dos aerogeradores por mais dois anos, efetuando o desmantelamento no ano 2028. A presente hipótese permite o aproveitamento dos anos que o Parque ainda usufrui da tarifa “feed-in” de 74 €/MWh. O somatório dos cash flows dos anos de estudo é de 5.473.060,99 €.

Na hipótese 6 é efetuada a extensão de vida dos aerogeradores por mais cinco anos, no qual o Parque opera dois anos com tarifa “feed-in” e três anos a preço mínimo e médio de mercado calculado. O somatório dos cash flows para as simulações da hipótese com os preços mínimos e médios são 4.477.861,47 € e 6.037.790,97 €, respetivamente. Na Tabela 23 e 24, pode-se observar na hipótese 6, que nos anos adicionais de extensão a preço mínimo de mercado, o projeto tem perdas financeiras, devido ao O&M ser mais elevado que a produção obtida no Parque, aplicada aos preços mais pessimistas. Em relação à aplicação dos preços médio de mercado, o Parque obtém lucro antes do desmantelamento no ano 2028.

A hipótese recomendada, se a opção do repowering não é considerada pelo produtor, é a hipótese 5. A hipótese 5 é mais vantajosa em termos de segurança dos aerogeradores, devido ao menor número de anos de extensão de vida, assim como em termos financeiros. Embora tenha um somatório de cash-flows menor que a hipótese

6 em preços médios de mercado, não corre o risco de operar com as incertezas dos preços de mercado e de obter prejuízos nos anos de operação entre 2028 e 2030.

6 CONCLUSÃO

6 Conclusão

No presente caso prático, para obtenção de resultados que permitam a obtenção de respostas em relação aos problemas propostos, foi necessário admitir valores e assumir pressupostos que auxiliem na conclusão do seu estudo.

Partindo do estudo de extensão de vida, nos valores obtidos de anos de extensão existem incógnitas como o historial de inspeções e a turbulência do vento, que permitem um valor mais exato e mais real. Embora tenha sido evidente, através da comparação da classe IEC estipulada e os dados de vento reais no local, que os aerogeradores existentes no Parque operam a velocidades abaixo do esperado, o que significa um menor esforço e desgaste e consequentemente uma maior longevidade de operação, com a introdução das variáveis das inspeções e a turbulência do vento, os valores obtidos descem. Em relação aos parâmetros estudados da disponibilidade do Parque e da substituição de componentes, estes não contribuíram para o valor final de tempo de extensão possível, pois apresentam valores dentro dos indicadores esperados, embora pelo historial da substituição de componentes, existam situações que requerem especial atenção no fim de vida dos aerogeradores. Portanto o estudo de extensão de vida efetuado permite afirmar da possibilidade de extensão de vida dos aerogeradores existentes, mas não permite calcular os valores exatos de anos possíveis de extensão, o que significa que o produtor não deve desconsiderar a realização do estudo de extensão de vida dos aerogeradores nos próximos anos.

Em relação ao estudo dos modelos de aerogeradores e a sua disposição do Parque no repowering, a utilização do histórico de vento disponibilizado pelo SCADA foi uma vantagem no estudo que permitiu a distinção das várias disposições consideradas e auxiliar na decisão do modelo de aerogerador. Como a escolha foi baseada apenas na curva de potência dos aerogeradores e, nas disposições consideradas, a produção obtida hipoteticamente para os anos de 2011 a 2018, a decisão tomada foi simples. Os resultados demonstram que um aerogerador com uma potência nominal maior, não significa automaticamente a decisão mais vantajosa. Contudo, se no presente estudo fosse considerado os preços dos aerogeradores, possivelmente os aerogeradores com maior potência nominal teriam uma maior margem lucrativa, pois são menos aerogeradores e consequentemente um O&M mais baixo.

O estudo económico das hipóteses, considerando diferentes extensões de tempo de vida dos aerogeradores e repowering, aplicando regimes de tarifa “feed-in” e a preços mínimos e médios de mercado, permitiu chegar à conclusão de que a opção de aumentar o tempo de vida útil dos aerogeradores influencia o rendimento económico do projeto. O facto de aumentar o aproveitamento dos recursos existentes, assim

como uma tarifa “feed-in” mais vantajosa durante mais dois anos, aumenta a rentabilidade do projeto, tornando-se um elemento chave de tornar o projeto mais rentável.

As considerações tomadas em relação às previsões de preços de CAPEX e O&M, baseadas em estatísticas divulgadas, serviram para criar a diferenciação de preços de ano para ano, de forma a simular as tendências da descida dos preços. O estudo verificou que quanto mais tarde for realizado o repowering, melhores preços se adquirem de CAPEX e O&M, contribuindo para a rentabilidade do projeto. O adiamento do repowering também significa riscos mais elevados de segurança. As incertezas do estudo de extensão de vida dos aerogeradores influenciaram a decisão de assumir o número máximo de 5 anos de extensão, possibilidade que também poderá ser improvável de se concretizar, visto muitos parâmetros chave não foram considerados.

As hipóteses estudadas permitem afirmar que, apesar de uma extensão de vida de cinco anos ser mais lucrativa, a extensão de dois anos é a mais acertada em termos de segurança e de aproveitamento do recurso existente, visto que após o ano 20 existem dois anos adicionais de tarifa feed-in que são aproveitados e dois anos apresentam um risco de segurança menor. A hipótese de repowering antes do fim de vida dos aerogeradores revela-se uma decisão prejudicial porque não é aproveitado os recursos existentes até ao máximo tempo que foram desenhados e, devido à decisão de antecipar o repowering, o custo de CAPEX e O&M é mais caro.

A hipótese de repowering após o ano 20 de operação dos aerogeradores existentes é a hipótese mais padronizada das disponíveis, assim como o mais pressuposto a ocorrer. Os estudos realizados à hipótese 1 apontam que num cenário pessimista de preços de mercado, a hipótese é inviável. Este resultado é preocupante e deve ser necessário averiguar soluções, nomeadamente no CAPEX e O&M, para que no pior cenário o projeto se mantenha viável.

Os dados SCADA disponibilizados pelo produtor para o caso prático foram cruciais para todos os procedimentos de análise. As faltas de comunicação foram colmatadas para que o estudo pudesse ser realizado, embora com valores desviados da realidade, e foram utilizadas as janelas de tempo horárias, mensais e anuais, consoante a necessidade no procedimento. Em relação à restante informação disponibilizada, a substituição de componentes dos aerogeradores permitiu identificar futuros componentes que necessitem de especial atenção. No entanto, no estudo do caso prático foi comprovada a importância de dados históricos dos aerogeradores para os cálculos efetuados, o que significa que quanto mais informação se encontra disponível, incluindo histórico de inspeções e as próprias inspeções a efetuar no local, maior grau de certeza se obtém no estudo de extensão de vida dos aerogeradores existentes, no repowering e no estudo de hipóteses. O *timing* do próprio estudo não é o ideal pois os dados disponibilizados são no intervalo que as ocorrências menos contribuem para o

estudo de extensão de vida dos aerogeradores existentes. Os dados dos próximos anos, nomeadamente os últimos anos de vida dos aerogeradores existentes, são cruciais para o estudo de extensão de vida e permitem afirmar a possibilidade de se concretizar e os anos máximos possíveis.

Os preços de mercado futuros, devido à complexidade de previsão nos próximos anos, obtiveram-se a partir do histórico dos preços de mercado da presente década. Para realizar a simulação de um cenário mais pessimista, visto que existe a possibilidade de descida dos preços nos próximos anos, foram considerados os preços mais baixos, a fim de averiguar as hipóteses que seriam viáveis, até nos piores cenários. Como não foi realizado um estudo de mercado com fim de prever os preços futuros, é incerto em relação à proximidade dos valores utilizados para o estudo e as previsões de mercado para os próximos anos.

Em relação ao futuro dos parques eólicos em fim de vida, os próximos anos serão interessantes e cruciais na abordagem dos produtores em relação ao destino dos aerogeradores existentes, assim como o comportamento dos parques eólicos em regime de mercado, com o repowering efetuado. Como conclusão, retirada do caso prático em relação à extensão do tempo de vida útil, é necessário averiguar a legislação necessária para uniformizar certificações de extensão de vida dos aerogeradores, de forma a informar os produtores os requisitos e conseqüentemente potencializar os recursos existentes, que se verifica se é vantajoso, conforme é observado no presente caso prático. Em relação ao regime a preços de mercado aplicado aos parques eólicos, os produtores necessitam de ter precaução no planeamento, nomeadamente na preparação do projeto para os preços variáveis que poderão ocorrer, assim como a possível descida de preços que se pode verificar nos próximos anos. Se a tendência dos preços de mercado é de ir ao encontro dos leilões de venda de energia, que no presente ano se encontram abaixo dos preços de mercado praticados, existe a possibilidade de projetos de repowering no país serem inviabilizados.

7 BIBLIOGRAFIA

7 Bibliografia

- [1] A. Magazine, *PROTOCOLO DE QUIOTO CONTINUA A SER ESSENCIAL PARA PAÍSES REDUZIREM EMISSÕES*, 16 Novembro 2017.
- [2] M. Prado, “História do maior consórcio eólico português leva um ponto final,” *Expresso*, 2015.
- [3] “Wind Energy Fact Sheet,” *10 Steps into Building a Wind Farm*, 2011.
- [4] Matos, Fonseca e Associados, “Estudo de Impacto Ambiental do Parque Eólico de Maunça - Resumo Não Técnico,” 2012.
- [5] L. Ziegler, “El Sevier,” *Lifetime extension of onshore wind turbines: A review covering Germany, Spain, Denmark, and the UK*, Fevereiro 2018.
- [6] IEP, *O Futuro da Energia Eólica em Portugal*, 11 Fevereiro 2019.
- [7] L. Gonçalves, “A Energia Eólica: Presente e Futuro,” *Os desafios da produção eólica em Portugal - repowering vs extensão de vida útil dos aerogeradores*, 15 Junho 2018.
- [8] Wind Europe, *The local impact of wind energy in the spotlight on Global Wind Day*, 15 Junho 2018.
- [9] J. Manwell, *Wind energy explained: theory, design and application*, Chichester UK: Wiley, 2009.
- [10] T. Burton, *Wind Energy Handbook*, Wiley, 2001.
- [11] Wind Europe, “Wind energy in Europe in 2018,” *Trends and statistics*, Fevereiro 2019.
- [12] Nações Unidas, “A ONU e a mudança climática,” 2019.
- [13] APREN, “O Futuro do Setor Eólico - Extensão de Vida e Repowering de Centrais Eólicas,” Dezembro 2017.
- [14] M. Prado, “História do maior consórcio eólico português leva um ponto final,” *Expresso*, 2015.
- [15] Global Wind Energy Council, “Global Wind 2007 Report,” May 2008.
- [16] APREN, “Parques Eólicos em Portugal,” Dezembro 2018.
- [17] Direção-Geral de Energia e Geologia, “Energia Eólica,” 2019.
- [18] International Electrotechnical Commission, “IEC 61400,” 2019.
- [19] Cogent Engineering, “A review of renewable energy sources, sustainability issues and climate change mitigation,” 4 Abril 2016.

-
- [20] A. Estanqueiro, "Energia Eólica, Curso de Formação," INETI, Lisboa, 1996.
- [21] American Meteorological Society, "Westerlies," *Glossary of Meteorology*, 2009.
- [22] J. M. e. A. R. J.F Manwell, *Wind Energy Explained*, John Wiley & Sons, 2002.
- [23] Technical University of Denmark, "Global Wind Atlas," Department of Wind energy. [Online].
- [24] International Electrotechnical Commission, *International Standard IEC 61400-1*, Geneva, Switzerland: IEC, 2008.
- [25] Y. Y. W. H. F. B. Ma Ke, "Green Energy and Technology," *Design for Reliability of Power Electronics in Renewable Energy Systems*, May 2014.
- [26] G. Flynn, *Wind Farming Basics*, Australia: Sustainable Energy Australia, 2004.
- [27] AGENGOA, "How does wind power reach our homes?," 29 Março 2017. [Online].
- [28] V. S. T. J. E. Annette Evans, "Renewable and Sustainable Energy Reviews," *Assessment of sustainability indicator for renewale energy technologies*, June 2009.
- [29] T. Letcher, *Wind Energy Engineering - A Handbook for Onshore and Offshore Wind Turbines*, Academic Press, 2017.
- [30] H. Wagner, "Introduction to wind energy systems," 2015.
- [31] WindPower Program, "14. Wind turbine power ouput variation with steady wind speed.," Wind Energy Program, 2019. [Online].
- [32] L. Ferreira, *Uma Introdução à Manutenção*, Porto: Publindústria, 1998.
- [33] J. Ribrant, *Reliability performance and maintenance - A survey of failures in wind power systems*, Stockholm: KTH School of Electrical Engineering, 2006.
- [34] F. Trojan, "Sorting maintenance types by multi-criteria analysis to clarify maintenance concepts in POM," Maio 2016.
- [35] Wind Energy The Facts, "Wind Energy - The facts," *SCADA and Instruments*, March 2009.
- [36] Y. L. Caichao Zhu, "Reliability Analysis of Wind Turbines," *Chapter 9*, 21 Março 2018.
- [37] DNV GL, "Lifetime Extension of wind turbines," DNV GL AS, 2016.
- [38] DNV GL, "Certification of lifetime extension of wind turbines," DNV GL AS, 2016.
- [39] UL - Asset Management Services, "Wind Plant Life Time Extension (LTE): Unlocking Additional Value and maximizing Remaining Useful Life," American Wind Energy Association, 2018.
- [40] "Diário da República," *Decreto-lei n.º29/2006*, 15 Fevereiro 2006.
- [41] "Diário da República," *Decreto-Lei n.º 172/2006*, 23 Agosto 2006.
- [42] M. Jimeno, "Legal Sources on Renewable Energy," *Feed-in tariff (Tarifas feed-in)*, 6 Fevereiro 2019.
- [43] "Diário da República," *Decreto-Lei 215-B/2012*, 8 Outubro 2012.
- [44] "Diário da República," *Decreto-Lei 35/2013*, 28 Fevereiro 2013.

- [45] M. B. D. F. C. Manuel Azevedo, "Neutro à Terra - Revista Técnico-Científica," *A Evolução do Défice Tarifário em Portugal*, 2013.
- [46] "Diário da República," *Decreto-Lei n.º 94/2014*, 24 Junho 2014.
- [47] "Diário da República," *Portaria n.º43/2019*, 31 Janeiro 2019.
- [48] EDP Serviço Universal, "Organização do mercado," EDP SU. [Online].
- [49] REN, "O que fazemos," REN. [Online].
- [50] Conselho de Reguladores do MIBEL, "Descrição do Funcionamento do MIBEL," ERSE, Lisboa, 2009.
- [51] S. Ribeiro, "Iberdrola foi a que mais lotes arrecadou nos leilões de energia solar," *Jornal de Negócios*, 2019.
- [52] V. M., "Portugal tem o recorde na Europa em energia solar e obtém MWh a metade do preço," Pplware, 30 julho 2019. [Online].
- [53] M. Prado, "Portugal liderou produção eólica europeia na Páscoa," *Economia*, 2019.
- [54] J. D. Finnerty, *Project Financing: Asset-Based Financial Engineering*, Wiley, 2013.
- [55] W. R. Prates, "O que é TIRM (Taxa Interna de Retorno Modificada)?," WR/PRATES, 17 Fevereiro 2017. [Online].
- [56] Wind Guru, "Wind Guru," Wind Guru, 2019. [Online].
- [57] ENERCON, *Product Overview*, 2014.
- [58] Siemens Gamesa, "Products and Services," Siemens Gamesa, 2019. [Online].
- [59] GE, "2.5 - 100 Turbine Capability," GE, 2019. [Online].
- [60] Vestas, *2 MW Platform*, 2019.
- [61] PSM, "Wind Turbine Models," Wind Turbine Models, 2019. [Online].
- [62] K. J. J. S. Ryan Wiser, "Forecasting Wind Energy Costs and Cost Drivers: The views of the World's Leading Experts," *iea wind*, 2016.
- [63] The European Wind Energy Association, "The Economics of Wind Energy," 2009.
- [64] A. B. Liselotte Aldén, "Decommissioning of Wind Farms - Ensuring Low Environmental Impact," 2016.
- [65] Ministério das Finanças, "Programa de Estabilidade 2019 - 2023," Ministério das Finanças, Lisboa, 2019.
- [66] H.-S. Park e X.-P. Dang, *Design and Simulation-Based Optimization of Cooling Channels for Plastic Injection Mold*, 2011.
- [67] S. L. Silva, "Sistemática para o Projeto do Sistema de Refrigeração de Moldes para Injeção de Polímeros," Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2009.

8 ANEXOS

8.1 Anexo 1 – Hipótese 1

	Produção		Investimento/Custos	Saldo acumulado		Cash-flow	
	Preços Mínimos	Preços Médios		Preços Mínimos	Preços Médios	Preços Mínimos	Preços Médios
2019							
2020							
2021	1.701.565,30 €		770.655,02 €	930.910,28 €	930.910,28 €	930.910,28 €	930.910,28 €
2022	1.701.565,30 €		781.444,19 €	1.851.031,39 €	1.851.031,39 €	920.121,11 €	920.121,11 €
2023	1.701.565,30 €		793.165,86 €	2.759.430,84 €	2.759.430,84 €	908.399,45 €	908.399,45 €
2024	1.701.565,30 €		803.873,59 €	3.657.122,55 €	3.657.122,55 €	897.691,71 €	897.691,71 €
2025	1.701.565,30 €		814.725,89 €	4.543.961,97 €	4.543.961,97 €	886.839,42 €	886.839,42 €
2026	472.148,05 €	703.071,92 €	11.807.348,32 €	-6.791.238,30 €	-6.560.314,43 €	- 11.335.200,27 €	- 11.104.276,39 €
2027	788.978,15 €	1.392.426,34 €	418.420,22 €	-6.420.680,37 €	-5.586.308,30 €	370.557,93 €	974.006,12 €
2028	799.629,36 €	1.411.224,10 €	424.068,89 €	-6.045.119,91 €	-4.599.153,10 €	375.560,46 €	987.155,20 €
2029	810.424,35 €	1.430.275,62 €	429.793,82 €	-5.664.489,38 €	-3.598.671,30 €	380.630,53 €	1.000.481,80 €
2030	821.365,08 €	1.449.584,34 €	435.596,04 €	-5.278.720,33 €	-2.584.683,00 €	385.769,04 €	1.013.988,30 €
2031	832.453,51 €	1.469.153,73 €	441.476,59 €	-4.887.743,41 €	-1.557.005,85 €	390.976,92 €	1.027.677,15 €
2032	843.691,63 €	1.488.987,31 €	447.436,52 €	-4.491.488,30 €	-515.455,06 €	396.255,11 €	1.041.550,79 €
2033	855.081,47 €	1.509.088,64 €	453.476,91 €	-4.089.883,74 €	540.156,66 €	401.604,56 €	1.055.611,72 €
2034	866.625,07 €	1.529.461,33 €	459.598,85 €	-3.682.857,52 €	1.610.019,14 €	407.026,22 €	1.069.862,48 €
2035	878.324,51 €	1.550.109,06 €	465.803,44 €	-3.270.336,45 €	2.694.324,76 €	412.521,07 €	1.084.305,62 €
2036	890.181,89 €	1.571.035,53 €	472.091,78 €	-2.852.246,34 €	3.793.268,52 €	418.090,11 €	1.098.943,75 €
2037	902.199,35 €	1.592.244,51 €	478.465,02 €	-2.428.512,02 €	4.907.048,01 €	423.734,32 €	1.113.779,49 €
2038	914.379,04 €	1.613.739,81 €	484.924,30 €	-1.999.057,28 €	6.035.863,52 €	429.454,74 €	1.128.815,51 €
2039	926.723,15 €	1.635.525,30 €	491.470,78 €	-1.563.804,91 €	7.179.918,04 €	435.252,38 €	1.144.054,52 €
2040	939.233,92 €	1.657.604,89 €	498.105,63 €	-1.122.676,62 €	8.339.417,30 €	441.128,28 €	1.159.499,26 €
2041	951.913,57 €	1.679.982,56 €	504.830,06 €	-675.593,11 €	9.514.569,80 €	447.083,51 €	1.175.152,50 €
2042	964.764,41 €	1.702.662,32 €	511.645,27 €	-222.473,97 €	10.705.586,86 €	453.119,14 €	1.191.017,06 €
2043	977.788,73 €	1.725.648,27 €	518.552,48 €	236.762,28 €	11.912.682,65 €	459.236,25 €	1.207.095,79 €
2044	990.988,87 €	1.748.944,52 €	525.552,93 €	702.198,22 €	13.136.074,23 €	465.435,94 €	1.223.391,58 €
2045	1.004.367,22 €	1.772.555,27 €	532.647,90 €	1.173.917,55 €	14.375.981,60 €	471.719,32 €	1.239.907,37 €

TIR	9%	11%
VAL	-1.037.393,82 €	2.200.158,19 €
IR	0,10	1,22

8.2 Anexo 2 – Hipótese 2

	Produção		Investimento/Custos	Saldo acumulado		Cash-flow	
	Preços Mínimos	Preços Médios		Preços Mínimos	Preços Médios	Preços Mínimos	Preços Médios
2019							
2020							
2021	1.701.565,30 €		770.655,02 €	930.910,28 €	930.910,28 €	930.910,28 €	930.910,28 €
2022	1.701.565,30 €		781.444,19 €	1.851.031,39 €	1.851.031,39 €	920.121,11 €	920.121,11 €
2023	1.701.565,30 €		793.165,86 €	2.759.430,84 €	2.759.430,84 €	908.399,45 €	908.399,45 €
2024	1.701.565,30 €		803.873,59 €	3.657.122,55 €	3.657.122,55 €	897.691,71 €	897.691,71 €
2025	1.701.565,30 €		814.725,89 €	4.543.961,97 €	4.543.961,97 €	886.839,42 €	886.839,42 €
2026	1.701.565,30 €		967.981,91 €	5.277.545,36 €	5.277.545,36 €	733.583,39 €	733.583,39 €
2027	1.701.565,30 €		981.049,67 €	5.998.060,99 €	5.998.060,99 €	720.515,64 €	720.515,64 €
2028	484.982,09 €	722.183,00 €	11.649.364,10 €	-5.166.321,01 €	-4.929.120,10 €	-11.164.382,01 €	-10.927.181,10 €
2029	810.424,35 €	1.430.275,62 €	414.001,62 €	-4.769.898,27 €	-3.912.846,10 €	396.422,74 €	1.016.274,01 €
2030	821.365,08 €	1.449.584,34 €	419.590,64 €	-4.368.123,83 €	-2.882.852,39 €	401.774,44 €	1.029.993,71 €
2031	832.453,51 €	1.469.153,73 €	425.255,11 €	-3.960.925,43 €	-1.838.953,77 €	407.198,40 €	1.043.898,62 €
2032	843.691,63 €	1.488.987,31 €	430.996,06 €	-3.548.229,85 €	-780.962,52 €	412.695,58 €	1.057.991,25 €
2033	855.081,47 €	1.509.088,64 €	436.814,50 €	-3.129.962,88 €	291.311,62 €	418.266,97 €	1.072.274,13 €
2034	866.625,07 €	1.529.461,33 €	442.711,50 €	-2.706.049,31 €	1.378.061,45 €	423.913,57 €	1.086.749,84 €
2035	878.324,51 €	1.550.109,06 €	448.688,10 €	-2.276.412,91 €	2.479.482,41 €	429.636,41 €	1.101.420,96 €
2036	890.181,89 €	1.571.035,53 €	454.745,39 €	-1.840.976,41 €	3.595.772,55 €	435.436,50 €	1.116.290,14 €
2037	902.199,35 €	1.592.244,51 €	460.884,46 €	-1.399.661,52 €	4.727.132,61 €	441.314,89 €	1.131.360,06 €
2038	914.379,04 €	1.613.739,81 €	467.106,40 €	-952.388,88 €	5.873.766,03 €	447.272,64 €	1.146.633,42 €
2039	926.723,15 €	1.635.525,30 €	473.412,33 €	-499.078,06 €	7.035.879,00 €	453.310,82 €	1.162.112,97 €
2040	939.233,92 €	1.657.604,89 €	479.803,40 €	-39.647,54 €	8.213.680,49 €	459.430,52 €	1.177.801,49 €
2041	951.913,57 €	1.679.982,56 €	486.280,74 €	425.985,29 €	9.407.382,30 €	465.632,83 €	1.193.701,81 €
2042	964.764,41 €	1.702.662,32 €	492.845,53 €	897.904,16 €	10.617.199,09 €	471.918,87 €	1.209.816,79 €
2043	977.788,73 €	1.725.648,27 €	499.498,95 €	1.376.193,94 €	11.843.348,41 €	478.289,78 €	1.226.149,32 €
2044	990.988,87 €	1.748.944,52 €	506.242,19 €	1.860.940,63 €	13.086.050,74 €	484.746,69 €	1.242.702,33 €
2045	1.004.367,22 €	1.772.555,27 €	513.076,45 €	2.352.231,40 €	14.345.529,56 €	491.290,77 €	1.259.478,81 €
						11%	12%
						635.240,20 €	3.258.119,87 €
						0,20	1,23

8.3 Anexo 3 – Hipótese 3

	Produção		Investimento/Custos	Saldo acumulado		Cash-flow	
	Preços Mínimos	Preços Médios		Preços Mínimos	Preços Médios	Preços Mínimos	Preços Médios
2019							
2020							
2021	1.701.565,30 €		770.655,02 €	930.910,28 €	930.910,28 €	930.910,28 €	930.910,28 €
2022	1.701.565,30 €		781.444,19 €	1.851.031,39 €	1.851.031,39 €	920.121,11 €	920.121,11 €
2023	1.701.565,30 €		793.165,86 €	2.759.430,84 €	2.759.430,84 €	908.399,45 €	908.399,45 €
2024	1.701.565,30 €		803.873,59 €	3.657.122,55 €	3.657.122,55 €	897.691,71 €	897.691,71 €
2025	1.701.565,30 €		814.725,89 €	4.543.961,97 €	4.543.961,97 €	886.839,42 €	886.839,42 €
2026	1.701.565,30 €		967.981,91 €	5.277.545,36 €	5.277.545,36 €	733.583,39 €	733.583,39 €
2027	1.701.565,30 €		981.049,67 €	5.998.060,99 €	5.998.060,99 €	720.515,64 €	720.515,64 €
2028	666.999,03 €	1.180.018,60 €	994.293,84 €	5.670.766,18 €	6.183.785,75 €	-327.294,81 €	185.724,76 €
2029	676.003,51 €	1.195.948,85 €	1.007.716,81 €	5.339.052,89 €	6.372.017,79 €	-331.713,29 €	188.232,04 €
2030	685.129,56 €	1.212.094,16 €	1.021.320,98 €	5.002.861,47 €	6.562.790,97 €	-336.191,42 €	190.773,17 €
2031	504.890,23 €	751.828,04 €	11.336.821,90 €	-5.829.070,20 €	-4.269.140,71 €	-10.831.931,67 €	-10.584.993,86 €
2032	843.691,63 €	1.488.987,31 €	405.805,40 €	-5.391.183,97 €	-3.185.958,80 €	437.886,23 €	1.083.181,91 €
2033	855.081,47 €	1.509.088,64 €	411.283,77 €	-4.947.386,27 €	-2.088.153,94 €	443.797,70 €	1.097.804,86 €
2034	866.625,07 €	1.529.461,33 €	416.836,10 €	-4.497.597,31 €	-975.528,71 €	449.788,97 €	1.112.625,23 €
2035	878.324,51 €	1.550.109,06 €	422.463,39 €	-4.041.736,19 €	152.116,96 €	455.861,12 €	1.127.645,67 €
2036	890.181,89 €	1.571.035,53 €	428.166,65 €	-3.579.720,95 €	1.294.985,85 €	462.015,24 €	1.142.868,89 €
2037	902.199,35 €	1.592.244,51 €	433.946,90 €	-3.111.468,50 €	2.453.283,47 €	468.252,45 €	1.158.297,62 €
2038	914.379,04 €	1.613.739,81 €	439.805,18 €	-2.636.894,64 €	3.627.218,10 €	474.573,86 €	1.173.934,63 €
2039	926.723,15 €	1.635.525,30 €	445.742,55 €	-2.155.914,04 €	4.817.000,85 €	480.980,60 €	1.189.782,75 €
2040	939.233,92 €	1.657.604,89 €	451.760,07 €	-1.668.440,19 €	6.022.845,67 €	487.473,84 €	1.205.844,82 €
2041	951.913,57 €	1.679.982,56 €	457.858,84 €	-1.174.385,46 €	7.244.969,40 €	494.054,74 €	1.222.123,72 €
2042	964.764,41 €	1.702.662,32 €	464.039,93 €	-673.660,98 €	8.483.591,79 €	500.724,48 €	1.238.622,39 €
2043	977.788,73 €	1.725.648,27 €	470.304,47 €	-166.176,72 €	9.738.935,59 €	507.484,26 €	1.255.343,80 €
2044	990.988,87 €	1.748.944,52 €	476.653,58 €	348.158,58 €	11.011.226,52 €	514.335,30 €	1.272.290,94 €
2045	1.004.367,22 €	1.772.555,27 €	483.088,40 €	869.437,40 €	12.300.693,39 €	521.278,82 €	1.289.466,87 €
				TIR		11%	13%
				VAL		1.227.898,24 €	3.761.432,08 €
				IR		0,08	1,09

8.4 Anexo 4 – Hipótese 4

	Produção		Investimento/Custos	Saldo acumulado		Cash-flow	
	Preços Mínimos	Preços Médios		Preços Mínimos	Preços Médios	Preços Mínimos	Preços Médios
2019							
2020							
2021	440.659,30 €	656.182,28 €	12.212.524,27 €	-12.428.047,25 €	-11.556.341,99 €	-11.771.864,97 €	-11.771.864,97 €
2022	736.722,48 €	1.300.203,04 €	429.886,13 €	-12.121.210,90 €	-10.686.025,08 €	306.836,35 €	306.836,35 €
2023	747.773,32 €	1.319.706,08 €	436.334,42 €	-11.809.772,01 €	-9.802.653,42 €	311.438,90 €	311.438,90 €
2024	757.868,26 €	1.337.522,12 €	442.224,94 €	-11.494.128,69 €	-8.907.356,25 €	315.643,32 €	315.643,32 €
2025	768.099,48 €	1.355.578,66 €	448.194,98 €	-11.174.224,18 €	-7.999.972,56 €	319.904,51 €	319.904,51 €
2026	778.468,82 €	1.373.878,98 €	454.245,61 €	-10.850.000,96 €	-7.080.339,19 €	324.223,22 €	919.633,37 €
2027	788.978,15 €	1.392.426,34 €	460.377,92 €	-10.521.400,74 €	-6.148.290,77 €	328.600,23 €	932.048,42 €
2028	799.629,36 €	1.411.224,10 €	466.593,03 €	-10.188.364,40 €	-5.203.659,70 €	333.036,33 €	944.631,07 €
2029	810.424,35 €	1.430.275,62 €	472.892,03 €	-9.850.832,08 €	-4.246.276,11 €	337.532,32 €	957.383,59 €
2030	821.365,08 €	1.449.584,34 €	479.276,07 €	-9.508.743,07 €	-3.275.967,83 €	342.089,01 €	970.308,27 €
2031	832.453,51 €	1.469.153,73 €	485.746,30 €	-9.162.035,86 €	-2.292.560,40 €	346.707,21 €	983.407,43 €
2032	843.691,63 €	1.488.987,31 €	492.303,88 €	-8.810.648,10 €	-1.295.876,97 €	351.387,76 €	996.683,43 €
2033	855.081,47 €	1.509.088,64 €	498.949,98 €	-8.454.516,61 €	-285.738,31 €	356.131,49 €	1.010.138,66 €
2034	866.625,07 €	1.529.461,33 €	505.685,80 €	-8.093.577,34 €	738.037,22 €	360.939,27 €	1.023.775,53 €
2035	878.324,51 €	1.550.109,06 €	512.512,56 €	-7.727.765,39 €	1.775.633,72 €	365.811,95 €	1.037.596,50 €
2036	890.181,89 €	1.571.035,53 €	519.431,48 €	-7.357.014,98 €	2.827.237,77 €	370.750,41 €	1.051.604,05 €
2037	902.199,35 €	1.592.244,51 €	526.443,81 €	-6.981.259,44 €	3.893.038,48 €	375.755,54 €	1.065.800,71 €
2038	914.379,04 €	1.613.739,81 €	533.550,80 €	-6.600.431,20 €	4.973.227,50 €	380.828,24 €	1.080.189,02 €
2039	926.723,15 €	1.635.525,30 €	540.753,73 €	-6.214.461,78 €	6.067.999,07 €	385.969,42 €	1.094.771,57 €
2040	939.233,92 €	1.657.604,89 €	548.053,91 €	-5.823.281,77 €	7.177.550,05 €	391.180,01 €	1.109.550,99 €
2041	951.913,57 €	1.679.982,56 €	525.000,00 €	-5.396.368,20 €	8.332.532,61 €	426.913,57 €	1.154.982,56 €

TIR	2%	7%
VAL	-8.096.132,14 €	-4.974.857,07 €
IR	-0,44	0,68

8.5 Anexo 5 – Estudo de extensão de vida

ANO	AG1				AG2				AG3				AG4				AG5			
	Avg (m/s)	%	Horas reais	Dif. Horas	Avg (m/s)	%	Horas reais	Dif. Horas	Avg (m/s)	%	Horas reais	Dif. Horas	Avg (m/s)	%	Horas reais	Dif. Horas	Avg (m/s)	%	Horas reais	Dif. Horas
2006	6,5	76,17	6672,22	2087,78	6,2	72,75	6372,93	2387,07	6,1	71,53	6266,44	2493,56	5,8	67,75	5935,15	2824,85	5,7	67,02	5871,07	2888,93
2007	6,5	76,17	6672,22	2087,78	6,2	72,75	6372,93	2387,07	6,1	71,53	6266,44	2493,56	5,8	67,75	5935,15	2824,85	5,7	67,02	5871,07	2888,93
2008	6,5	76,17	6672,22	2087,78	6,2	72,75	6372,93	2387,07	6,1	71,53	6266,44	2493,56	5,8	67,75	5935,15	2824,85	5,7	67,02	5871,07	2888,93
2009	6,5	76,17	6672,22	2087,78	6,2	72,75	6372,93	2387,07	6,1	71,53	6266,44	2493,56	5,8	67,75	5935,15	2824,85	5,7	67,02	5871,07	2888,93
2010	6,5	76,17	6672,22	2087,78	6,2	72,75	6372,93	2387,07	6,1	71,53	6266,44	2493,56	5,8	67,75	5935,15	2824,85	5,7	67,02	5871,07	2888,93
2011	6,0	70,44	6170,19	2589,81	5,6	66,36	5813,34	2946,66	5,5	65,21	5712,04	3047,96	5,2	61,05	5348,30	3411,70	5,2	61,20	5360,77	3399,23
2012	5,8	68,17	5971,96	2788,04	5,5	65,22	5713,40	3046,60	5,4	63,64	5574,71	3185,29	5,2	60,72	5319,36	3440,64	5,1	59,60	5220,99	3539,01
2013	6,0	70,83	6204,95	2555,05	5,9	69,50	6087,84	2672,16	5,8	67,94	5951,68	2808,32	5,4	63,52	5564,00	3196,00	5,3	62,74	5495,67	3264,33
2014	7,3	85,88	7522,93	1237,07	6,9	81,67	7153,97	1606,03	6,8	80,17	7022,59	1737,41	6,3	74,37	6514,49	2245,51	6,4	75,16	6584,06	2175,94
2015	6,7	78,95	6915,77	1844,23	6,2	72,67	6366,16	2393,84	6,3	73,79	6463,69	2296,31	6,0	70,79	6201,00	2559,00	5,8	68,47	5997,81	2762,19
2016	6,6	78,02	6834,94	1925,06	6,4	75,72	6633,31	2126,69	6,3	73,93	6476,50	2283,50	6,0	70,79	6201,00	2559,00	6,0	70,47	6173,10	2586,90
2017	6,2	73,50	6438,28	2321,72	6,0	70,73	6196,29	2563,71	5,9	69,28	6068,65	2691,35	5,6	65,35	5725,04	3034,96	5,5	65,13	5705,11	3054,89
2018	7,1	83,55	7318,77	1441,23	6,8	80,13	7019,12	1740,88	6,7	78,33	6861,67	1898,33	6,4	75,43	6608,01	2151,99	6,2	73,41	6431,04	2328,96
2019	6,5	76,17	6672,22	2087,78	6,2	72,75	6372,93	2387,07	6,1	71,53	6266,44	2493,56	5,8	67,75	5935,15	2824,85	5,7	67,02	5871,07	2888,93
2020	6,5	76,17	6672,22	2087,78	6,2	72,75	6372,93	2387,07	6,1	71,53	6266,44	2493,56	5,8	67,75	5935,15	2824,85	5,7	67,02	5871,07	2888,93
2021	6,5	76,17	6672,22	2087,78	6,2	72,75	6372,93	2387,07	6,1	71,53	6266,44	2493,56	5,8	67,75	5935,15	2824,85	5,7	67,02	5871,07	2888,93
2022	6,5	76,17	6672,22	2087,78	6,2	72,75	6372,93	2387,07	6,1	71,53	6266,44	2493,56	5,8	67,75	5935,15	2824,85	5,7	67,02	5871,07	2888,93
2023	6,5	76,17	6672,22	2087,78	6,2	72,75	6372,93	2387,07	6,1	71,53	6266,44	2493,56	5,8	67,75	5935,15	2824,85	5,7	67,02	5871,07	2888,93
2024	6,5	76,17	6672,22	2087,78	6,2	72,75	6372,93	2387,07	6,1	71,53	6266,44	2493,56	5,8	67,75	5935,15	2824,85	5,7	67,02	5871,07	2888,93
2025	6,5	76,17	6672,22	2087,78	6,2	72,75	6372,93	2387,07	6,1	71,53	6266,44	2493,56	5,8	67,75	5935,15	2824,85	5,7	67,02	5871,07	2888,93

8.6 Produção dos modelos considerados para repowering

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
AG 1	7861104	7873212	14016036	10235976	9601104	9220452	8154240	9995172
AG 2	6030732	6965076	13570380	8958756	8499876	8621904	7569876	9259608
AG 3	6030732	6965076	11758056	8598516	8084436	8090112	6676560	8712408
AG 4	4528368	6084084	10206804	7404660	6547704	7083900	5456160	8330364
Total (MWh)	24450,94	27887,45	49551,28	35197,91	32733,12	33016,37	27856,84	36297,55
AG 1	10392648	9227376	19903632	15317280	13381584	13240224	10793664	14106528
AG 2	7876104	9227376	18805488	13239696	11534352	12056520	10013208	13018800
Total (MWh)	18268,75	18454,75	38709,12	28556,98	24915,94	25296,74	20806,87	27125,33
AG 1	5364626	5544665	10506046	7948500	6949579	6893719	5566846	7354212
AG 2	3988080	4730520	9951245	6870091	6007102	6296808	5153530	6765430
AG 3	3988080	4730520	8460302	6430776	5706862	5756376	4516908	6153026
AG 4	2937377	4102505	7048992	5102813	4448014	4880962	3581851	5886228
Total (MWh)	16278,16	19108,21	35966,58	26352,18	23111,56	23827,86	18819,13	26158,9
AG 1	4665578	4807978	8738736	6757858	5911440	5869630	4853662	6211824
AG 2	3612583	4199314	8270388	5906345	5160228	5381045	4515991	5739902
AG 3	3612583	4199314	7072274	5556502	4901604	4988050	4019441	5209870
AG 4	2755327	3709565	5951652	4488953	3931577	4314835	3279958	4999020
AG 5	2801158	3130584	5529953	4301119	3505414	4142083	3279958	4638583
Total (MWh)	17447,23	20046,75	35563	27010,78	23410,26	24695,64	19949,01	26799,2

8.7 Previsões de CAPEX e O&M

CapEx			O&M			
	€/MW			€/MW		
2014	1341,00	13.410.000,00 €	2014	44,00	440.000,00 €	
2015	1331,53	13.315.341,18 €	2015	43,77	437.670,59 €	
2016	1322,14	13.221.350,53 €	2016	43,54	435.353,51 €	
2017	1312,80	13.128.023,35 €	2017	43,30	433.048,70 €	
2018	1303,54	13.035.354,95 €	2018	43,08	430.756,09 €	
2019	1294,33	12.943.340,68 €	2019	42,85	428.475,61 €	
2020	1285,20	12.851.975,92 €	2020	42,62	426.207,21 €	
2021	1276,13	12.761.256,09 €	2021	42,40	423.950,82 €	
2022	1267,12	12.671.176,64 €	2022	42,17	421.706,37 €	
2023	1258,17	12.581.733,04 €	2023	41,95	419.473,81 €	
2024	1249,29	12.492.920,81 €	2024	41,73	417.253,07 €	
2025	1240,47	12.404.735,48 €	2025	41,50	415.044,08 €	
2026	1231,72	12.317.172,64 €	2026	41,28	412.846,79 €	
2027	1223,02	12.230.227,90 €	2027	41,07	410.661,13 €	
2028	1214,39	12.143.896,88 €	2028	40,85	408.487,04 €	
2029	1205,82	12.058.175,25 €	2029	40,63	406.324,46 €	
2030	1180,08	11.800.800,00 €	12% 2030	40,04	400.400,00 €	9%