



TÉCNICO
LISBOA

**Avaliação Financeira e Simulação dos Custos de
Manutenção de Projetos de Produção de Energia Eólica
Marítima**

João Quirino Rosa Guerreiro

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em

Engenharia e Gestão Industrial

Orientadores: Prof. Ângelo Manuel Palos Teixeira

Prof. Carlos António Pancada Guedes Soares

Júri

Presidente: Prof. João Agostinho de Oliveira Soares

Orientador: Prof. Ângelo Manuel Palos Teixeira

Vogal: Prof. João Carlos da Cruz Lourenço

Novembro de 2015

Agradecimentos

Gostaria de agradecer aos meus orientadores, Prof. Ângelo Teixeira e Prof. Guedes Soares, por terem-me dado a oportunidade de realizar esta dissertação, por todo o apoio, orientação, dedicação, trato e profissionalismo demonstrado e ao Eng. Fernando Santos pela ajuda prestada numa fase crucial da dissertação.

Agradeço aos meus colegas amigos de faculdade pelo apoio sempre prestado quer na dissertação quer pelo acompanhamento ao longo do curso. Agradeço ao João Santos (Jota), ao Gustavo Rodrigues, ao Hans Remmer, ao Miguel Simões, às Catarina (Rosa, Amaral, Cirurgiã), à Marta Teixeira, ao Daniel Dias, ao Atish Jaentalal, às “Beas” (Beatriz Jorge e Melo) e ao André Dias e ao Sebastião Messias.

Agradeço aos meus amigos que me têm acompanhado nesta etapa. Ao Miguel, à Madalena, à Sofia, à Rita, à Daniela, à Teresa e ao Gonçalo um muito obrigado por tudo. Ao Diogo Lopes que foi sempre uma grande referência para mim ao longo destes anos. Um muito obrigado e próspero regresso a Portugal!

Uma palavra de agradecimento também ao Diogo, Gabriela, Sofia, Joana, Teresa, Tiago, Carolina e Filipe pelo tempo passado nestes últimos anos. Foi importante a vossa amizade nesta fase da minha vida pelo convívio e apoio.

Agradeço também aos meus ex-colegas do Millennium BCP dizendo que foi um prazer trabalhar com eles e pela oportunidade que me deram numa Direção de sonho! Cumprimentos do estagiário!

Agradeço em especial à minha namorada Patrícia Apura pelos anos passados juntos, pelo apoio e paciência. Uma pessoa que eu admiro imenso, muito importante para mim que eu posso sempre contar! Obrigado!

À minha família por me aturar todos os dias. Agradeço ao meu irmão Diogo, ao meu pai Virgílio e à minha mãe Isabel pelo apoio e acompanhamento ao longo da minha vida e do meu percurso académico. Sei que posso sempre contar com eles. Agradeço à minha avó Rosa Maria por ser uma pessoa atenciosa e ao meu avô Júlio, que mesmo ausente, me inspirou muito na minha forma de ser.

Resumo

A indisponibilidade territorial para instalação de turbinas eólicas *onshore* e a limitação da sua dimensão têm sido os principais fatores de decisão de investir em parques eólicos *offshore*. No entanto, este tipo de tecnologia tem custos muito elevados de construção, instalação e manutenção. Com a aposta em turbinas com maior potência elétrica e optimização das operações de instalação e manutenção espera-se melhorar o desempenho financeiro do projeto eólico *offshore*.

Neste contexto, o objectivo da dissertação é efectuar uma avaliação financeira de um projecto de produção de energia eólica marítima em que os custos de manutenção foram estimados a partir de modelos de redes *Petri* e simulação de Monte Carlo.

Assim, apresenta-se numa primeira fase a definição de uma estrutura de custos típica de um projeto a partir de literatura disponível. Numa segunda fase é desenvolvido um modelo de redes *Petri* das operações de manutenção da turbina e os custos de manutenção são avaliados por simulação de Monte Carlo, tendo em conta a incerteza no tempo de vida de equipamentos, tempos de manutenção e outros aspectos logísticos relevantes. Esta previsão mais realística dos custos de manutenção é posteriormente considerada na reavaliação financeira do projeto.

Neste estudo foi possível obter resultados positivos para um projeto com capacidade de 5MW, avaliado pelos principais indicadores financeiros VAL, TIR e *Payback*.

Palavras-chave: Avaliação de projetos, Energia eólica *offshore*, *Cash-flow*, Disponibilidade, Custos de operação e manutenção, Redes *Petri*

Abstract

The unavailability of land for the installation of onshore wind turbines and size constraints constitute key decision factors for investing in offshore wind farms. However, this type of technology has highly material, installation and maintenance costs. The use of larger turbines with higher electrical power and the optimization of the installation, operation and maintenance activities are expected to improve the financial performance of offshore wind projects.

In this context, the aim of the dissertation is to assess the financial performance of an offshore wind energy production project where maintenance costs were estimated from Petri net models and Monte Carlo simulation.

First, a typical cost structure of an offshore wind project is defined based on available literature. Then, a Petri net model is developed for the turbine maintenance operations and its cost are evaluated by Monte Carlo simulation, taking into account the uncertainty in the equipment lifetime, maintenance time and other relevant logistics aspects. This more realistic prediction of the maintenance costs is later considered in the financial re-evaluation of the project.

It was possible in this study to obtain positive results for a 5MW capacity project, evaluated through the main financial indicators NPV, IRR and Payback.

Keywords: Project Evaluation, Offshore wind energy, Cash-flow, Availability, Operation and maintenance costs, Petri Nets

Índice

1 - Introdução	11
1.1 - Contextualização do problema	11
1.2 - Objetivo da Dissertação	14
1.3 – Organização da dissertação	15
2- Revisão Bibliográfica.....	17
2.1 - Projeto de produção de energia eólica marítima	17
2.2 - Fatores tecnológicos do projeto das eólicas <i>offshore</i>	18
2.3 - Elementos de um Projeto em Energias eólicas <i>offshore</i>	19
2.3.1 - Turbinas	19
2.3.2 - Estruturas de Suporte	20
2.3.3 - Distância da turbina à costa.....	21
2.3.4 - Profundidade das águas	21
2.3.5 - Potência elétrica e diâmetro do rotor	22
2.3.6 – Navios de instalação	23
2.3.7 - Rede elétrica	24
2.3.8 - CAPEX	24
2.3.9 - OPEX	25
2.3.10 - Receitas	25
2.4 - Tecnologias <i>offshore</i>	26
2.4.1 - Turbina HAWT da <i>Siemens</i>	26
2.4.2 - Turbina VAWT <i>Vertax Wind</i>	27
2.4.3 - Turbina HAWT <i>WindFloat/REpower</i>	28
2.5 – Indicadores de desempenho de projetos eólicos <i>offshore</i>	29
2.5.1 – <i>Capacity Factor</i>	29
2.5.2 – <i>Cost of Energy</i>	30
2.6 – Fiabilidade, Manutenção e Disponibilidade.....	31
2.6.1 - Fiabilidade	31
2.6.2 –Manutenção e Manutenibilidade	33
2.6.3 –Disponibilidade	35
2.7 - Métodos de avaliação de projetos	36
2.7.1 - VAL (Valor Atual Líquido).....	36
2.7.2 - TIR (Taxa Interna de Rendibilidade).....	37
2.7.3 – <i>Payback</i>	37
2.8 – Modelos de <i>Petri Nets</i>	38
2.8.1 – Elementos das redes <i>Petri</i>	38
2.8.2 – Transições de estado	39
3 – Implementação do Modelo	41

3.1 – Modelo de custos de um parque eólico <i>offshore</i> – Cenário base.....	41
3.1.1 – Custo do Ciclo de Vida.....	41
3.1.2 – Definição do LCC do Projeto.....	42
3.1.3 – Metodologia de custos aplicada.....	42
3.1.4 – Localização do Projeto.....	43
3.1.5 – Características do Projeto.....	44
3.1.6 – Custos do ciclo de vida.....	45
3.1.7 – Componentes do <i>Cashflow</i>	49
3.1.8 – Produção de energia/Receitas.....	50
3.1.9 – Taxa de atualização.....	52
3.1.10 – Resumo do projeto eólico <i>offshore</i>	53
3.2 – Modelação por redes <i>Petri</i>	54
3.2.1 – Manutenção do parque eólico <i>offshore</i>	54
3.2.2 – Tempos médio de falha e de reparação.....	57
3.2.3 – Custos de operação e manutenção.....	57
3.2.4 – Modelação das redes <i>Petri</i>	59
4 – Resultados.....	65
4.1 – Resultados do Modelo <i>Petri</i>	65
4.2 – Estudos paramétricos.....	66
4.3 – Viabilidade do projeto para o cenário base.....	74
4.4 – Viabilidade do projeto para o novo cenário de manutenção.....	75
5- Conclusões finais.....	76
Referências.....	78
Anexos.....	83
A. Curva de Potência/ Cálculo da Energia Produzida.....	83
B. <i>Cash-flow</i> do projeto base.....	84
C. Redes <i>Petri</i> para as componentes gerador, <i>gearbox</i> e <i>pitch</i>	85

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Influência da distância da turbina à costa nos custos do projeto (Bilgili et al., 2011)	21
Tabela 2 – Influência da profundidade das águas nos custos do projeto (Bilgili et al., 2011)	22
Tabela 3 – Estimativa de impactos no projeto com influência da distância e da profundidade (Green & Vasilakos, 2011)	22
Tabela 4 – Principais dados do projeto (Santos et al., 2013c)	44
Tabela 5 – Custos para a Concepção/Design de um parque eólico offshore (BVG Associates, 2010)	46
Tabela 6 – Parâmetros de custo para os equipamentos do projeto	48
Tabela 7 – Custos de Instalação do parque eólico offshore de 5MW	49
Tabela 8 – Dados do vento do projeto modelo por uma distribuição Weibull.....	52
Tabela 9 – Dados do projeto parque eólico offshore	53
Tabela 10 – Duração de viagens e atraso logístico dos navios.....	56
Tabela 11 – Condições meteorológicas e tempos de espera (Santos et al., 2013a)	56
Tabela 12 – Parâmetros Weibull das componentes da Turbina (Santos et al., 2013a)	57
Tabela 13 – Tempo médio e taxa de reparação para dos navios usando a distribuição exponencial	57
Tabela 14 – Custo unitário de cada equipamento (Santos et al., 2013a).....	58
Tabela 15 – Custo de mobilização e desmobilização dos navios até ao porto	58
Tabela 16 – Custos de operação por navio (Rademakers & Braam, 2002)	58
Tabela 17 – Parâmetros dos custos de operação e manutenção	59
Tabela 18 - Resultados da Simulação Monte Carlo.....	65
Tabela 19 – Indicadores do modelo de Petri obtidos por simulação de Monte Carlo	65
Tabela 20 – Indicadores de viabilidade para o cenário base.....	74
Tabela 21 - Indicadores de viabilidade do projeto para o novo cenário de manutenção	75

Lista de Figuras

Figura 1 – Evolução da capacidade total instalada na Europa em Gigawatts (adaptado de EWEA, 2012).....	11
Figura 2 - Capacidade Anual Instalada em Megawatts (adpatado de EWEA, 2012)	12
Figura 3 – Estrutura de custos num projeto de energias eólicas offshore (adaptado de Sun et al., 2012).....	13
Figura 4 – Organização da dissertação	15
Figura 5 – Ciclo de vida de um projeto em energias renováveis (Oliveira & Fernandes, 2011)	17
Figura 6 – Redução de custos do projeto com o aumento da escala da turbina (Musial & Ram, 2010)	23
Figura 7 – Design do modelo SWT-6.0-154 da Siemens (Siemens AG, 2011).....	26
Figura 8 – Turbina VAWT da Vertax Wind Ltd.....	28
Figura 9 - Turbina HAWT com o suporte WindFloat (Principle Power, 2011)	29
Figura 10 – Elementos de uma rede Petri (Teixeira & Guedes Soares, 2009)	39
Figura 11 – Exemplo de transição de estado não habilitada	39
Figura 12 – Exemplo de transição de estado habilitada	40
Figura 13 – Região de maior VAL para a tecnologia de eólicas offshore (Santos et al., 2013c).....	43
Figura 14 – Local do Projeto WindFloat (Fase 1) (Maciel, 2012)	44
Figura 15 – Layout da rede elétrica num parque eólico offshore (González et al., 2013)	47
Figura 16 – Modelo de cashflow para o projeto (Park, 2012)	50
Figura 17 – Curva de potência para uma turbina de REpower 5MW (Staffell, 2012).....	51
Figura 18 – Estados referentes às estações do ano.....	59
Figura 19 – Rede Petri dos estados do rotor	60
Figura 20 – Rede Petri para os estados da Turbina	61
Figura 21 – Rede Petri da atividade do navio jack-up	61
Figura 22 – Petri Net para modelação de condições meteorológicas favoráveis	62
Figura 23- Rede Petri para a atividade da Equipa de Manutenção	63
Figura 24 – Redes Petri para os navios crane e supply	64
Figura 25 - MTTF Rotor vs Custo anual (€)	66
Figura 26 - MTTF Rotor vs Disponibilidade (%).....	67
Figura 27 - MTTF Gearbox vs Custo Anual (€).....	67
Figura 28 - MTTF Gearbox vs Disponibilidade (%).....	68
Figura 29 – MTTF Gerador vs Custo anual (€).....	68
Figura 30 – MTTF Gerador vs Disponibilidade (%).....	69
Figura 31 - MTTF Pitch vs Custo anual (€).....	69
Figura 32 – MTTF Pitch vs Disponibilidade (%).....	70
Figura 33 – MTTR Rotor vs Custo anual (€).....	70
Figura 34 – MTTR Rotor vs Disponibilidade (%)	71
Figura 35 – MTTR Gearbox vs Custo anual (€).....	71
Figura 36 – MTTR da Gearbox vs Disponibilidade (%).....	72

Figura 37 – MTTR da Gerador vs Custo anual (€).....	72
Figura 38 – MTTR do Gerador vs Disponibilidade (%)	73

Lista de Abreviaturas

EWEA - *European Wind Energy Association*

VAWT - *Vertical Axis Wind Turbine*

HAWT - *Horizontal Axis Wind Turbine*

FAWT - *Floating Axis Wind Turbine*

MW - *Megawatts*

MWh - *Megawatt-hora*

kWh - *Kilowatt-hora*

LCOE - *Levelized Cost of Energy*

CAPEX - *Capital Expenditure*

OPEX - *Operational Expenditure*

VAL - *Valor Atual Líquido*

TIR - *Taxa Interna de Rendibilidade*

LCC – *Life Cycle Cost*

FEED – *Front end engineering and design*

HVDC – *High voltage, direct current*

HVAC – *High voltage, alternating current*

MTTF – *Mean Time to Failure*

MTTR – *Mean Time to Repair*

1 - Introdução

1.1 - Contextualização do problema

As energias renováveis surgiram da necessidade de produzir energia elétrica de forma a superar certos problemas ambientais, abordados no protocolo Quioto, como as emissões de gases com efeito de estufa, entre os quais, o dióxido de carbono (Esteban *et al*, 2010).

De todas as energias renováveis, a energia eólica tem sido das mais utilizadas, uma vez que o vento é um recurso abundante e inesgotável que possibilitou a vasta implementação de turbinas *onshore*. Este investimento contínuo nas energias eólicas *onshore* deu origem a um progresso tecnológico que permitiu a implementação de turbinas em meios *offshore* (Esteban *et al*, 2010).

Em 2000, a *European Wind Energy Association* (EWEA) registou 12887 MW de capacidade de energia eólica instalada na Europa. Já no ano de 2011, a capacidade instalada acumulada chegou a 93957 MW, registando-se um crescimento significativo em energia eólica no século XXI como se pode verificar na Figura 1. Nesse mesmo ano, Portugal representava 4% de toda a capacidade de energia eólica na Europa (EWEA, 2012).

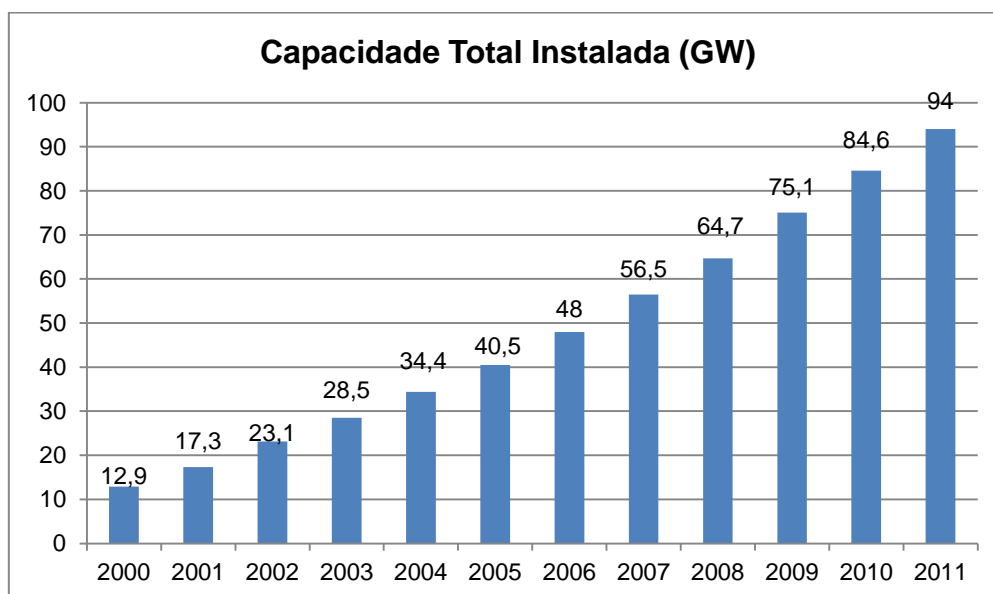


Figura 1 – Evolução da capacidade total instalada na Europa em Gigawatts (adaptado de EWEA, 2012)

Apesar da dominância das tecnologias *onshore* no mercado europeu, registou-se, nos últimos dez anos, um grande investimento em energias eólicas *offshore*. Países como Reino Unido, Dinamarca, Holanda, Bélgica e Alemanha são os principais responsáveis pelo crescimento desta tecnologia (Seanergy 2020, 2012). Em 2011, houve um investimento de 866 MW de energia eólica *offshore* que representou cerca de 9% da capacidade total anual instalada de energia eólica, representada na Figura 2 (EWEA, 2012).

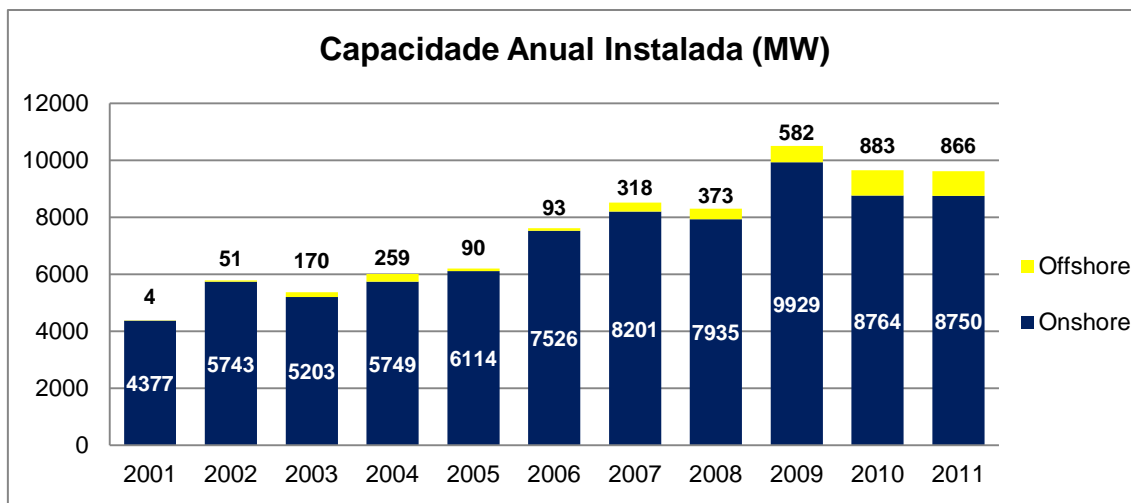


Figura 2 - Capacidade Anual Instalada em Megawatts (adaptado de EWEA, 2012)

De facto, a Europa tem tido uma grande preponderância nas energias eólicas *offshore* representando cerca de 50% da capacidade energética instalada em 2009 a nível mundial (Kaldellis & D.Zafirakis, 2011).

Nas soluções de energia eólica, a energia eólica *offshore* apresenta vantagens em relação à *onshore*, tais como, uma maior área disponível para instalação da tecnologia e uma incidência de ventos mais fortes e mais estáveis. Estes fatores trazem benefícios na eficiência das turbinas *offshore*, uma vez que é gerada em média mais energia por unidade de tempo (Da et al., 2011).

No entanto, o principal obstáculo para a implementação destas turbinas *offshore* reside no elevado custo da tecnologia, uma vez que é mais difícil de instalar e de realizar operações de manutenção dadas as condições adversas presentes em ambientes marítimos (Edwards, 2011).

Ao nível de custos, os projetos em energia eólica *offshore* deparam-se com elevadas despesas de capital com as suas tecnologias, uma vez que a turbina e a estrutura de suporte representam grande parte dos custos totais com o projeto, como se pode observar na Figura 3. Outros fatores a ter em conta no projeto são os custos de operação e manutenção que podem representar um quarto dos custos totais (Sun et al., 2012).

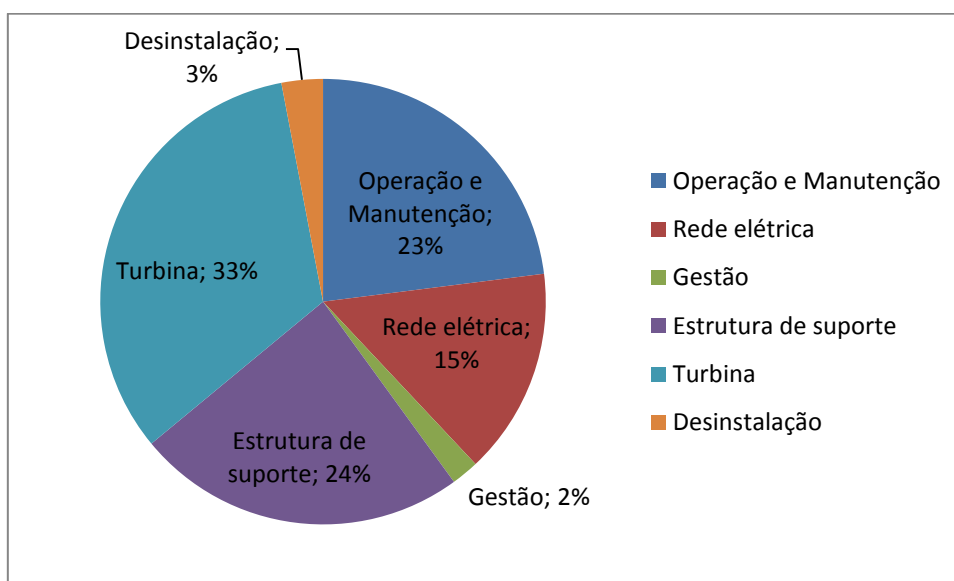


Figura 3 – Estrutura de custos num projeto de energias eólicas *offshore* (adaptado de Sun et al., 2012)

O rápido desenvolvimento das tecnologias da energia eólica aumentou a projeção das energias *offshore*. No entanto, a decisão de investir num parque eólico *offshore* deve ser feito com precaução, uma vez que um projeto dispendioso necessita que sejam analisados fatores técnicos, económicos e ambientais (Sun *et al.*, 2012).

Em Portugal, a primeira turbina *offshore* foi inaugurada perto da Póvoa do Varzim. Trata-se de uma turbina da *Vestas* com capacidade de 2 MW situada a 5 quilómetros da costa na região Norte de Portugal. Esta turbina apresenta uma estrutura de suporte patenteada designada *WindFloat*, do tipo flutuante que foi instalada em águas com uma profundidade superior a 40 metros (Maciel, 2010).

1.2 - Objetivo da Dissertação

O principal objetivo desta dissertação consiste na realização de um estudo prévio para um possível investimento num parque eólico *offshore*, na costa marítima de Portugal Continental, o qual é realizado sob a perspectiva de um eventual investidor. A decisão do investidor é suportada pela análise financeira do projeto realizada através da construção dos modelos de custo reportados na literatura, da modelação das operações de manutenção por meio de redes *Petri* e do cálculo dos custos por simulação de Monte Carlo.

Para tal é necessário um levantamento sobre os principais aspetos do investimento do parque eólico *offshore* tendo, para tal, em consideração diversos fatores, nomeadamente fatores técnicos e financeiros.

Os estudos prévios de investimentos prosseguem na primeira parte da Revisão Bibliográfica, onde são abordados os fatores com maior influência no investimento do parque eólico *offshore*, os financeiros (*cash-flows*) e os técnicos. Apresentam-se três tecnologias diferentes, presentes na indústria das eólicas *offshore*. Uma destas foi escolhida como objeto de estudo na dissertação para análise de investimento para um cenário base.

Para além da análise de investimento do cenário base o objetivo desta dissertação consiste em construir um modelo de redes *Petri* de modo a simular as atividades de operações de manutenção da turbina. Os custos de manutenção são obtidos por simulação Monte Carlo, e posteriormente substituídos no cenário base para o cálculo de novos indicadores de viabilidade financeira do projeto.

Os estudos de viabilidade financeira foram aplicados para cada cenário de custos de operação e manutenção, com o objetivo de obter uma estrutura de custos de operação e manutenção bastante próximos da realidade tecnológica e logística do projeto *offshore*.

Apesar do grande peso tecnológico-financeiro nos investimentos em energias eólicas *offshore*, a dissertação também terá foco na disponibilidade do equipamento ao longo do seu ciclo de vida como apoio à decisão do investidor. Espera-se no final perceber os fatores mais críticos a nível de operações de manutenção da turbina, ou seja, os aspectos com maior influência nos indicadores financeiros do projeto.

1.3 – Organização da dissertação

Neste fase são definidos os vários capítulos que irão ser adotadas na realização da tese.

A dissertação é então constituída por cinco capítulos principais, representada na Figura 4.

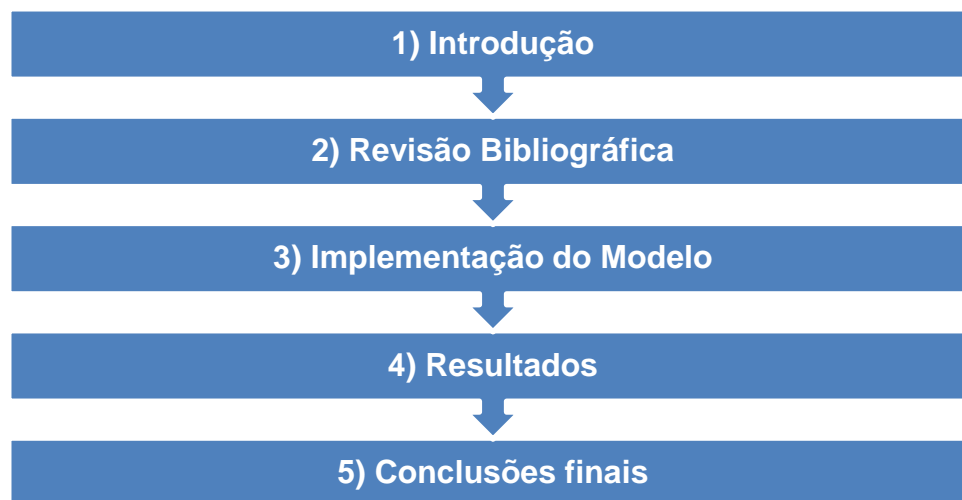


Figura 4 – Organização da dissertação

1) Introdução

Este capítulo está dividido em três subcapítulos: contextualização do problema; objetivo da dissertação; e organização da dissertação. Na contextualização fez-se a caracterização do problema, referindo a atual situação das energias renováveis com foco nas energias eólicas *offshore*. Nos objetivos foram apresentados os focos da dissertação que consistem em fazer uma avaliação estudo de investimento num parque eólico *offshore* e de seguida a simular custos de manutenção. Na organização da dissertação é apresenta a estrutura de capítulos.

2) Revisão Bibliográfica

A revisão bibliográfica é constituída pelos subcapítulos: projeto de produção de energia eólica marítima; fatores tecnológicos do projeto das eólicas *offshore*; elementos de um projeto em energias eólicas *offshore*; tecnologias *offshore*; indicadores de desempenho de projetos eólicos *offshore*; fiabilidade, manutenção e disponibilidade; métodos de avaliação de projetos e modelos de *Petri Nets*.

A revisão inicia-se com o levantamento de toda tecnologia já utilizada no mercado *offshore*, desde estruturas como a turbina até aos alicerces. A abordagem também passa por identificar as condicionantes associadas ao projeto de produção de energia num parque eólico *offshore*. Esta etapa é concluída com uma descrição das principais características de três tecnologias distintas, em que numa delas irá ser feito um estudo de viabilidade.

Segue-se a descrição dos principais modelos usados para a avaliação financeira, assim como os conceitos de fiabilidade, manutenibilidade e disponibilidade, e os modelos de *Petri Nets*.

3) Implementação do Modelo

Na implementação do modelo são abordados os subcapítulos: modelo de custos de um parque eólico *offshore*; e modelação por redes *Petri*.

No capítulo de modelo de custos de um parque eólico são recolhidos os principais aspectos como: custo do ciclo de vida, definição do LCC do projeto, metodologia de custos aplicada, localização do projeto, características do projeto, custos do ciclo de vida, componentes do *cashflow*, produção de energia/receitas e taxa de atualização.

No subcapítulo de modelação por redes *Petri* é feita uma modelação de redes *Petri* para os custos de operação de manutenção com inserção de taxas de falha e custos de reposição. Nesta fase são abordados aspectos como a manutenção do parque eólico *offshore*, tempos médio de falha e modelação das redes *Petri*.

4) Resultados

Este capítulo está dividido em 4 subcapítulos: resultados do modelo *Petri*; estudos paramétricos; viabilidade do projeto para o cenário base; viabilidade do projeto para o novo cenário de manutenção. A viabilidade do projeto para cada cenário será obtido seguindo os indicadores financeiros Valor Atual Líquido (VAL), Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) e *Payback*.

5) Conclusões finais

Esta última etapa é marcada pela discussão dos resultados quantitativos que foram obtidos pela análise financeira do projeto parque eólico *offshore* para o cenário base e para o modelo de redes *Petri* para as operações de manutenção. Nesta etapa foi realizada uma discussão dos resultados obtidos com base no modelo construído para as atividades de manutenção de modo a perceber a consistência do modelo de custos para o projeto parque eólico *offshore*.

2- Revisão Bibliográfica

2.1 - Projeto de produção de energia eólica marítima

Um projeto em energias renováveis tem características comuns a outros projetos, ou seja, tem como objetivo alcançar um resultado esperado, estando nele presentes recursos humanos, técnicos e financeiros (Damodaran, 2001).

Todos os projetos têm uma fase inicial e uma fase final no seu ciclo de vida, as suas etapas intermédias é que distinguem a sua atividade, assim como a duração total do projeto. Os projetos de energia eólica *offshore* normalmente têm um ciclo de vida de 20 anos (Oliveira & Fernandes, 2011).

Os projetos necessitam de uma organização específica de modo a que todas as identidades envolvidas possam contribuir para o sucesso, independentemente das diferenças organizacionais entre elas. Na Figura 5, está representado o ciclo de vida para um projeto de energias renováveis, onde se pode constatar as fases em que este se divide, sendo elas a análise financeira do projeto, o planeamento do projeto, o controlo do projeto, a contabilidade de gestão, o controlo de custos e gestão financeira do projeto (Oliveira & Fernandes, 2011).

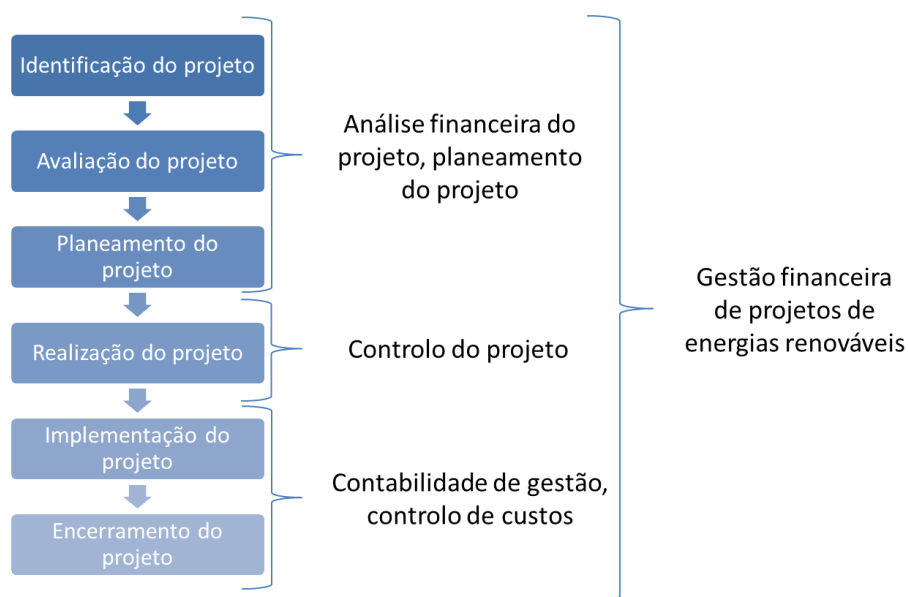


Figura 5 – Ciclo de vida de um projeto em energias renováveis (Oliveira & Fernandes, 2011)

O ciclo de vida ilustrado na Figura 5 está estruturado de forma a facilitar o processo de avaliação do projeto. Esta avaliação permite medir a atratividade do projeto, tanto a nível financeiro, como a nível económico, que poderá levar um potencial investidor optar pelo negócio (Short *et al.*, 1995).

Para um projeto de energias renováveis o cálculo dos *cash-flows*, sejam custos ou receitas, são feitos através do *Levelized Cost of Energy* (LCOE) que se trata de um valor monetário por unidade energética (kWh, MWh) constante, ou seja, o LCOE não se altera durante o ciclo de

vida do projeto. O LCOE é geralmente utilizado em projetos de produção de energia elétrica e é extremamente vantajoso se quisermos comparar tecnologias com características operacionais diferentes (Black & Veatch, 2008).

2.2 - Fatores tecnológicos do projeto das eólicas *offshore*

A tecnologia presente nas estruturas de energia eólica *offshore* está sujeita a condições climáticas adversas, existindo a necessidade de assegurar a fiabilidade e perseverança para garantir o funcionamento normal de todo o equipamento (Green & Vasilakos, 2011). Estes fatores negativos aumentam significativamente o custo do projeto, podendo ser ultrapassados com novos *designs* para as turbinas e novas formas eficientes de produção de energia. No entanto, na última década tem-se assistido ao aumento do custo da tecnologia *offshore* dada a subida dos preços de matérias-primas, como o aço. O aumento da procura da tecnologia excedeu a capacidade disponível na cadeia de abastecimento (Greenacre *et al.*, 2010).

Apesar da desvantagem de custos presente na energia eólica *offshore* em relação à *onshore*, a energia eólica *offshore* tem vantagem na escala, uma vez que tem maior capacidade para gerar mais energia e melhores condições para tal (Akimoto *et al.*, 2011).

O aproveitamento das economias de escala e as curvas de experiência são fatores chave para o desenvolvimento e otimização de custos da tecnologia das eólicas *offshore* (Greenacre *et al.*, 2010).

Para estudar a construção de um parque eólico *offshore* é necessário ter em conta aspetos técnicos e financeiros. No entanto, essa abordagem não é suficiente, uma vez que existem outros fatores a ter em conta como a localização marítima do parque e as condições climatéricas.

Os principais fatores a ter em conta são:

- Turbinas;
- Estruturas de Suporte;
- Distância da turbina à costa;
- Profundidade das águas;
- Potência elétrica /diâmetro do rotor;
- Navios de instalação;
- Rede elétrica;
- CAPEX;
- OPEX;
- Receitas.

2.3 - Elementos de um Projeto em Energias eólicas *offshore*

2.3.1 - Turbinas

As turbinas são os elementos responsáveis pela geração de energia elétrica, estas situam-se por cima de uma base de sustentação, a estrutura de suporte, sendo muito semelhantes às utilizadas em meios *onshore*. Estas turbinas diferem das *onshore* em alguns aspetos, de forma a adaptarem-se melhor ao ambiente *offshore*, como a proteção contra a corrosão, a camada de pintura extra sobre os equipamentos e o facto de ser necessário um guindaste para instalar a tecnologia no local (Sun *et al.*, 2012).

As turbinas mais comuns são as de eixo horizontal HAWT que apresentam três pás de eixo horizontal, sistema de controlo de direção, sistema de inclinação das pás (*active blade-pitch-to-feather control*) e o rotor. Atualmente, uma turbina horizontal tem uma potência elétrica entre 1,5 a 6 Megawatts (Sun *et al.*, 2012; Musial & Ram, 2010).

O tamanho do rotor e a potência elétrica têm grande influência nos custos do projeto, uma vez que uma turbina com grande potência e grande rotor aumenta significativamente o custo de investimento na turbina. No entanto, quanto maior forem estes dois fatores característicos das turbinas menor serão os custos operacionais, os custos de manutenção, os custo de instalação e os custos associados à rede elétrica (Musial & Ram, 2010).

As turbinas de eixo vertical VAWT apareceram como solução às HAWT, uma vez que não necessitam de sistema de controlo de posição, a instalação pode ser feita junta à costa e apresentam maior eficiência em águas mais profundas. As VAWT proporcionam menores custos relacionados com as estruturas de suporte, uma vez que os seus mecanismos são simples e instalados juntos com a estrutura de suporte. No entanto, estas apresentam desvantagens como o binário de arranque lento (*low starting torque*), a estabilidade aerodinâmica reduzida das pás e a baixa resistência à fadiga (Akimoto *et al.*, 2011).

Tanto as turbinas de eixo horizontal, como as de eixo vertical, apresentam obstáculos na manutenção do equipamento quando o mar se encontra demasiado agitado. Este problema pode fazer com que a turbina fique inativa durante dias, aumentando significativamente os custos (Akimoto *et al.*, 2011) .

Já as turbinas de eixo flutuante FAWT lidam melhor com este último problema, pois estas conseguem obter uma grande inclinação do seu eixo e os seus geradores são instalados acima do nível do mar, o que facilita bastante as operações de manutenção. O ângulo de inclinação do eixo é passivamente ajustado com a velocidade do vento, retirando algum peso aos sistemas graças a esta inclinação. No entanto, este tipo de turbina ainda não penetrou no mercado, uma vez que só testaram alguns protótipos (Akimoto *et al.*, 2011).

2.3.2 - Estruturas de Suporte

As estruturas de suporte das turbinas eólicas *offshore* são constituídas por torre e alicerce. Estas estruturas podem diferenciar das turbinas eólicas *onshore*, uma vez que estas necessitam de uma estrutura mais resistente às condições adversas existentes, como os ventos fortes e as fortes ondulações (Sun *et al.*, 2012).

As torres são construídas por aço para suportar a *nacelle* (cobertura de aço que envolve o gerador e o transmissor) e o rotor da turbina. Trata-se então de um pilar que está afixado nos alicerces de modo a suportar os ventos fortes presentes no clima *offshore* (Sun *et al.*, 2012).

Os alicerces fazem parte da estrutura de suporte da tecnologia *offshore*. Existem vários tipos e *designs* de alicerces que se podem diferenciar consoante a profundidade das águas do mar, as características do solo presente no fundo do mar, a altura das ondas e as correntes marítimas. A maior parte dos parques eólicos *offshore* são instalados junto à costa com profundidades inferiores a 30 metros (Greenacre *et al.*, 2010).

Os tipos de estruturas de suporte, na tecnologia das eólicas *offshore*, diferenciam-se do tipo de base que suporta a torre, normalmente fixas no solo da crosta oceânica.

Os *Monopiles* (monopilares) têm um *design* simples, semelhante às estruturas de suporte das eólicas *onshore*. Esta estrutura é constituída por um tubo/pilar de aço que se estende desde a *nacelle* até à crosta oceânica e que normalmente é instalada em águas de profundidade inferior a 25 metros (Lozano-Minguez *et al.*, 2011). Para a instalação desta estrutura é necessário um navio especial com capacidade para a montar no local desejado (Musial & Ram, 2010).

Os *Tripods* são estruturas de suporte com três apoios tubulares cilíndricos em aço com uma estabilidade superior à do *Monopile*, podendo ser usados em profundidades entre 25 a 50 metros (Lozano-Minguez *et al.*, 2011).

Os *Jacket* podem ser encontrados, tal como o *Tripod*, em águas com profundidades entre 25 a 50 metros. Trata-se de uma estrutura mais estável uma vez que apresenta quatro tubos cilíndricos de aço que servem de apoio à turbina (Lozano-Minguez *et al.*, 2011).

Os *Gravity based structures* são compostos por uma base achatada, com resistência suficiente para lidar com o funcionamento do rotor. Estas estruturas encontram-se em baixas profundidades, a partir dos 5 metros (Chen *et al.*, 2011).

As estruturas de suporte flutuantes, isto é, estruturas que não estão fixas no solo, podem diferenciar-se no tipo de mecanismo que usam para a sua flutuação, normalmente uma base em boias ao nível do mar com as âncoras fixas no solo. Estes tipos de estruturas têm a vantagem da instalação ser feita em zonas com profundidades superiores a 50 metros. E ainda a possibilidade de poderem ser fabricadas *onshore* e serem transportadas para fazer a

montagem no local, como é o exemplo do *WindFloat* e da plataforma de turbinas (*multi-turbine platform*) das empresas *Principle Power* e *Hexicon*, respetivamente (Chen *et al.*, 2011).

2.3.3 - Distância da turbina à costa

A distância da turbina à costa é um fator importante que condiciona o custo do investimento inicial. Através da Tabela 1 pode-se constatar quais os tipos de custos que são influenciados pelo distanciamento da turbina à costa nomeadamente: o custo de instalação, uma vez que a distância percorrida pelos navios é maior, e os custos com a rede elétrica, pois existe uma maior extensão da rede (Bilgili *et al.*, 2011).

Tabela 1 – Influência da distância da turbina à costa nos custos do projeto (Bilgili *et al.*, 2011)

Custos (€/kW)	Distância à costa (km)							
	0-10	10-20	20-30	30-40	40-50	50-100	100-200	>200
Turbina	772	772	772	772	772	772	772	772
Estrutura de suporte	352	352	352	352	352	352	352	352
Instalação	465	476	476	500	511	607	816	964
Rede elétrica	133	159	159	211	236	314	507	702
Outros	79	81	81	84	85	87	88	89
Total	1801	1840	1840	1919	1956	2132	2535	2879

2.3.4 - Profundidade das águas

Tal como a distância da turbina à costa, a profundidade das águas tem influência nos custos do projeto. Na Tabela 2 está representado um estudo sobre a importância da profundidade das águas nos custos do projeto nas eólicas *offshore*. Os custos das estruturas de suporte e da instalação são afetados pelo aumento da profundidade das águas, uma vez que esta tem influência na escolha da estrutura de suporte referidas no capítulo 2.3.2 (Bilgili *et al.*, 2011) .

Tabela 2 – Influência da profundidade das águas nos custos do projeto (Bilgili *et al.*, 2011)

Custos (€/kW)	Profundidade das águas (m)			
	10-20	20-30	30-40	40-50
Turbina	772	772	772	772
Estrutura de suporte	352	466	625	900
Instalação	465	465	605	605
Rede elétrica	133	133	133	133
Outros	79	85	92	405
Total	1801	1921	2227	2815

Foi também feito um estudo de impacto no custo total do projeto, relacionando as duas grandezas já referidas. Neste artigo, construiu-se uma tabela de multiplicadores que variam consoante a distância e a profundidade, como se pode observar na Tabela 3. (Green & Vasilakos, 2011)

Tabela 3 – Estimativa de impactos no projeto com influência da distância e da profundidade (Green & Vasilakos, 2011)

Profundidade das águas (m)	Distância à costa (km)							
	0-10	10-20	20-30	30-40	40-50	50-100	100-200	>200
10-20	1	1,02	1,04	1,07	1,09	1,18	1,41	1,60
20-30	1,07	1,09	1,11	1,14	1,16	1,26	1,50	1,71
30-40	1,24	1,26	1,29	1,32	1,34	1,46	1,74	1,98
40-50	1,40	1,43	1,46	1,49	1,52	1,65	1,97	2,23

2.3.5 - Potência elétrica e diâmetro do rotor

As turbinas das eólicas *offshore* têm mais facilidade em expandir a sua escala em relação às *onshore*, isto é, aumentar a dimensão do diâmetro do rotor e a potência elétrica de modo a produzir mais energia, em zonas de incidência de ventos mais fortes. Esta característica deve-se ao facto de existir limitações no território continental e de transporte para turbinas *onshore* de maiores dimensões (Musial & Ram, 2010) .

O fator escala é importante nos projetos de energias eólicas *offshore*, uma vez que o aumento da dimensão da turbina traz benefícios ao nível de custos de instalação, de subestruturas, de operação e manutenção e de rede elétrica. No entanto, as turbinas que apresentam maior potência elétrica e diâmetro do rotor acabam por ser mais dispendiosas, como se pode verificar através da Figura 6 (Musial & Ram, 2010).

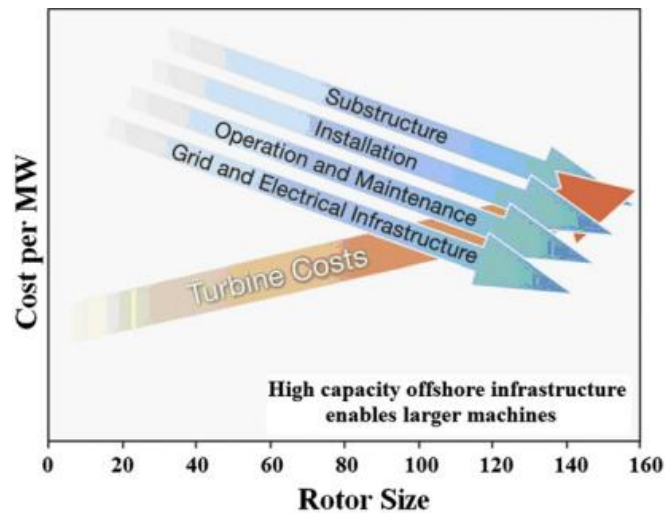


Figura 6 – Redução de custos do projeto com o aumento da escala da turbina (Musial & Ram, 2010)

2.3.6 – Navios de instalação

Os navios representam um fator importante nos projetos de energia eólica marítima pois estes são os meios responsáveis pelo transporte, instalação e manutenção das estruturas de suporte e das turbinas (Tarelko, 2012).

Existem vários tipos de navios de instalação: os *jack-up*, *self-propelled*, *semi jack-up* e navios de instalação flutuantes (*cranes*). A escolha de um navio deve ser tomada tendo em conta os seguintes fatores (Thomsen, 2012) :

- O tipo de tecnologia a instalar ou reparar;
- O tipo de utilização necessária (instalação, transporte, manutenção);
- As condições do mar;
- A altura do navio;
- A área de navegação;
- A profundidade em que o navio navega;
- A carga necessária a ser transportada;
- O número de trabalhadores necessários;
- A urgência de uma eventual reparação.

Os navios de instalação consistem numa grande incerteza num projeto de energias eólicas *offshore*, uma vez que não se pode prever os custos. Os custos de manutenção dependem do número de viagens necessárias, do número de horas em operação, do número de trabalhadores e do tipo de navio usado. Adicionalmente, existe grande risco de os navios colidirem e até de um possível naufrágio (Tarelko, 2012; Thomsen, 2012).

2.3.7 - Rede elétrica

A rede elétrica consiste no fornecimento de energia elétrica ao utilizador final através da produção de energia eólica *offshore*. A estrutura de rede elétrica é composta pelos cabos condutores de corrente elétrica, cuja extensão não deve ser muito longa, uma vez que o aumento da distância das turbinas à costa faz aumentar o custo da rede elétrica, como anteriormente observado nas Tabela 2-3 (Offshore-Windenergie, 2012).

A instalação da rede elétrica é feita em terra e posteriormente transportada ao local das turbinas. Os cabos condutores são colocados a uma profundidade mínima de 1,5 metros da crosta oceânica, de modo a evitar o contacto direto com a água do mar (Offshore-Windenergie, 2012).

A rede elétrica é então um fator a ter em conta para o projeto, uma vez que representa entre 10 a 20% do CAPEX, justificado por vezes pela elevada utilização de matérias-primas a médias-longas distâncias (Greenacre *et al.*, 2010).

2.3.8 - CAPEX

CAPEX são despesas de capital que aspiram benefícios no prazo mínimo de um ano, ou seja, trata-se de investimentos iniciais que compõem o ativo do projeto. Os CAPEX incluem custos de aquisição de equipamento e os de instalação da tecnologia. Nos casos dos projetos norte-americanos das energias eólicas *offshore*, os custos de investimento contêm os custos materiais e laborais com as turbinas, com as estruturas de suporte e com a rede elétrica. Nestas despesas estão também incluídos os financiamentos para a construção, para o investimento inicial e para investimento de fundo maneio (Levitt *et al.*, 2011).

Nos últimos anos foram investigados alguns fatores que condicionam os CAPEX graças aos estudos realizados pela Greenacre (2010) e pela Garrad-Hassan (2009) para o cenário do Reino Unido. As mesmas entidades constataram o aumento dos CAPEX e efectuaram uma projeção destes custos, que se encontram numa gama de valores entre os 3450\$/kW e os 5850\$/kW.

As condicionantes dos CAPEX nos projetos de energia eólica *offshore* são (BWEA: Garrad-Hassan, 2009):

- Aumento da procura referente à tecnologia *offshore*, justificada pela estagnação das eólicas em meio *onshore*, já que não existe grande disponibilidade territorial;
- Aspectos macroeconómicos (*drivers*) como as flutuações das moedas e o custo das matérias-primas;
- Mudanças corporativas das principais empresas fornecedoras de turbinas *offshore* (*Siemens* e *Vestas*);

- Indisponibilidade de portos e navios necessários para a instalação e manutenção;
- Maior percepção dos riscos técnicos associados à produção das turbinas *offshore*;
- Aumento de custos em zonas de maior profundidade das águas e mais distantes da costa.

2.3.9 - OPEX

Os OPEX são custos de operação e manutenção necessários para a subsistência de um projeto. Nos projetos das eólicas *offshore* estão incluídos nos OPEX os custos de operação, manutenção, administrativos, arrendamento, seguros e *royalties* (Levitt *et al.*, 2011). Tal como os CAPEX, os OPEX têm vindo a aumentar, já que os custos com as operações de manutenção de longo prazo têm uma grande incerteza. As estimativas dos OPEX são mais pessimistas, uma vez que é tido em conta o risco destes custos no projeto das eólicas *offshore*, existindo estimativas entre os 27\$/MWh e os 48\$/MWh (KPMG, 2010).

2.3.10 - Receitas

As receitas de um projeto de energia eólica *offshore* advêm de duas formas: da produção de energia elétrica e do recebimento de certificados verdes (Levitt *et al.*, 2011).

Para a produção de energia é necessário ter em conta a potência elétrica da turbina e as condições atmosféricas na zona onde a turbina se encontra. As condições atmosféricas importantes são a velocidade média do vento e o fator de capacidade (Kempton, *et al.*, 2010). O modelo apresentado por Kempton (2010) para o cálculo de produção de energia elétrica também tem em conta a extensão da rede elétrica, referindo ainda que quanto maior for a distância do parque eólico à costa, maior serão as perdas de energia elétrica.

O fator de capacidade consiste na percentagem de energia que a turbina produz, por exemplo uma turbina de 5MW (máxima potência elétrica) pode só gerar 2MW num ano, sendo o fator de capacidade de 0,4. Trata-se de uma variante que é influenciada pelo tamanho do rotor, pela velocidade de incidência do vento e pelo modelo da turbina (Kempton *et al.*, 2010).

Os contributos verdes são incentivos para a produção de energia elétrica das tecnologias que não emitem gases de efeito estufa, como é o caso da maioria das energias renováveis. Os produtores de energias renováveis recebem um certificado por cada MWh produzido, que é posteriormente vendido no mercado de certificados verdes a um preço que varia consoante as condições climatéricas (Matos *et al.*, 2005).

2.4 - Tecnologias *offshore*

A partir dos conceitos tratados no subcapítulo 2.3, a dissertação focar-se-á em três diferentes conceitos de tecnologias *offshore*: a turbina HAWT da *Siemens*, a turbina VAWT da *Vertax Wind Ltd* e a turbina HAWT *WindFloat/REpower*.

2.4.1 - Turbina HAWT da *Siemens*

A *Siemens* é uma das principais produtoras de turbinas *offshore* a nível mundial e, como tal, apresenta uma das últimas tecnologias *lean* com maior rentabilidade e robustez, a turbina HAWT de 6MW (*Siemens AG*, 2011).

Este último modelo SWT-6.0-154 da *Siemens* tem um *design* simples para uma tecnologia avançada com uma potência de 6MW e um diâmetro do rotor de 154 metros (Figura 7). Esta turbina tem como base uma estrutura de suporte do tipo *monopile* e a vantagem de ter um baixo peso (360 toneladas) para uma tecnologia de 6MW, uma vez que existe a tendência de toda a estrutura aumentar quanto maior for a capacidade da turbina e o diâmetro do rotor. A redução de peso neste sistema é justificada pelos materiais leves presentes no *direct drive generator* e pela redução de complexidade dentro da *nacelle*, o que diminui cerca de metade das componentes relacionadas com o sistema de transmissão (*Siemens AG*, 2011).



Figura 7 – *Design* do modelo SWT-6.0-154 da *Siemens* (*Siemens AG*, 2011)

O rotor com 154 metros de diâmetro permite um alcance de 18600 metros² que facilita a maximização de energia produzida. Um diâmetro do rotor grande exige também um comprimento maior das pás da turbina, dispondo de três pás horizontais com 75 metros, com a patente da tecnologia *IntegralBlade* (*Siemens AG*, 2011).

Apesar desta tecnologia só operar em águas de baixa profundidade, os 20 anos de atividade da *Siemens* no mercado eólico permitiu alcançar novas turbinas com maior potência elétrica.

Esta maior capacidade de gerar energia elétrica permite atenuar os elevados custos nos projetos *offshore* (Siemens AG, 2011).

2.4.2 - Turbina VAWT *Vertax Wind*

A turbina VAWT da empresa *Vertax Wind Ltd* está a ser desenvolvida com o objetivo de progredir a tecnologia em termos de rentabilidade, através de um novo *design* e de uma nova forma de gerar energia eólica *offshore*. As turbinas VAWT de maior capacidade podem ser mais rentáveis que qualquer tecnologia topo de gama do tipo HAWT e pode ter um ciclo de vida de 40 anos (Marsh, 2009).

Através da Figura 8, observa-se a turbina VAWT. Esta é constituída por pás retas (sem curvas) com as arestas paralelas entre si e o seu *design* permite manter o centro de gravidade no cimo da torre que suporta a turbina (*towerhead*). As pás da *Vertax Wind* são produzidas com uma tecnologia mais complexa e por isso, estão sujeitas a menores carregamentos de tração e de compressão do que as pás das turbinas HAWT. A maior vantagem das turbinas VAWT em relação às HAWT é o facto de os custos de manutenção serem mais baixos, uma vez que não têm os mecanismos de controlo de direção e velocidade do vento presentes nas pás de eixo horizontal (Hunter, 2009; Blonk, 2010).

A estrutura de suporte é do tipo flutuante com três suportes, ou seja, trata-se de uma *Trifloater Foundation* com um *design* semelhante aos *WindFloats* utilizadas em águas com maior profundidade (Blonk, 2010).



Figura 8 – Turbina VAWT da Vertax Wind Ltd

Na componente elétrica, a *Vertax Wind Ltd* apresenta dois geradores da *PMG Technology*, cada um com uma potência elétrica de 5MW, num total de 10MW. Esta turbina apresenta uma velocidade nominal de 4rpm, 180 pólos (90 pares de pólos), uma frequência de 6Hz e uma potência convertida de 3,3kV (Hunter, 2009).

2.4.3 - Turbina HAWT *WindFloat/REpower*

Esta tecnologia é semelhante à que está a ser testada no Norte de Portugal e resulta de uma parceria entre algumas empresas, uma das quais a *Principle Power*, detentora da patente do *design* de estrutura de suporte, o *WindFloat*. A *Vestas* também se encontra no Projeto EDP *WindFloat* como fornecedora da turbina de 2MW (Maciel, 2010).

No entanto, para este estudo, a análise da estrutura flutuante *WindFloat* vai estar associada à turbina da *REpower* de 5MW, devido à existência de grande suporte de informação a nível de custos relativamente a esta tecnologia. Esta alteração de turbinas, só é possível uma vez que o *WindFloat* está preparado para integrar qualquer modelo de turbina (Principle Power, 2011).

A *REpower* de 5MW é uma turbina que pode ser aplicada em meio *onshore* e *offshore*, com uma ciclo de vida de 20 anos. Tem um rotor de 126 metros de diâmetro que permite captar ventos em meio *offshore* com velocidades até 30m/s (*REpower Systems AG*, 2014).

O *WindFloat* trata-se então de uma estrutura de suporte flutuante que apareceu com o objetivo de tirar partido da maior abundância de recursos energéticos, como o vento, nas zonas em que as águas são mais profundas. Nas zonas de maior profundidade, superiores a 50 metros, são necessárias estruturas flutuantes que suportem a turbina (Principle Power, 2011).

O *WindFloat*, representado na Figura 9, trata-se de uma *Tri-floater*, ou seja, uma estrutura suportada por três colunas cilíndricas ligadas por uns corredores tubulares, chamados *gangways* (Lefebvre & Collu, 2012). No topo de uma coluna é integrada a turbina e as outras servem como porto dos barcos, onde se encontram também alguns equipamentos de segurança de toda a estrutura. Este *design* simples facilita as operações de manutenção entre cada coluna, com melhor acesso à turbina. As três colunas cilíndricas são, por fim, complementadas com os *heave plates*, as âncoras que permitem o equilíbrio e a sustentação de todo o equipamento na zona instalada (Principle Power, 2011).



Figura 9 - Turbina HAWT com o suporte *WindFloat* (Principle Power, 2011)

Pode-se dizer então que a tecnologia da *REpower* é adequada ao meio a operar dado à sua inovação no *pitch system*, muito importante em ambientes de maior profundidade, uma vez que o vento tem tendência para inclinar a turbina (REpower Systems AG, 2014; Principle Power, 2011).

2.5 – Indicadores de desempenho de projetos eólicos *offshore*

2.5.1 – *Capacity Factor*

Fator de capacidade ou *capacity factor* é um termo bastante utilizado para medir a disponibilidade energética de um equipamento ou central energética. Trata-se de uma percentagem traduzida pelo quociente entre a atual energia produzida num ano (AEP) e a potência nominal (P) num ano de uma tecnologia, ou seja, potência multiplicada pelo número de horas num ano. Na fórmula abaixo, a *Anual Energy Production* é uma grandeza expressa em MWh, a Potência nominal em MW e a constante 8760 representa o número de horas anuais (24horas/dia x 365 dias/ano).

$$C = AEP \times \frac{100}{P \times 8760} \% \quad (2.1)$$

O fator de capacidade (C) permite avaliar a performance de uma tecnologia, sendo este quantificado pela energia produzida, isto é, o *output* da tecnologia.

O fator de capacidade nas turbinas eólicas *offshore* são em média maiores em comparação com as *onshore*, uma vez que apresentam maior diâmetro de rotor e maior incidência de ventos. Os valores de *capacity fator* para os projeto *onshore* e *offshore* rondam em média os 24% e 41%, respectivamente (EWEA, 2013).

2.5.2 – Cost of Energy

Cost of Energy (CoE) ou custo de energia é usado para avaliar projetos de parques eólicos *offshore*. Na fórmula 2.2, o CoE é dado em €/MWh, uma vez que representa o cálculo do custos do projeto a dividir pela atual energia produzida (Walford, 2006).

$$CoE = \frac{ICC + FCR \times O\&M}{AEP} \quad (2.2)$$

O ICC (*Inicial Capital Cost*) representa o custo do investimento inicial do parque eólico e O&M os custos de Operação e Manutenção (*Operations and Maintenance*). Estes custos encontram-se presentes ao longo dos anos do projeto, por isso são multiplicados pelo fator de anualização FCR (*Fixed Charge Rate*), o qual é gerado pela seguinte fórmula:

$$FCR = \frac{r}{(1+r)^n - 1} \quad (2.3)$$

A taxa de atualização (r) é obtida pela soma da inflação e a taxa de juro real e é normalmente estudada em valores anuais. O ciclo de vida do projeto é dado pelo (n), que para os projetos de parque eólico *offshore* é assumido uma longevidade de 20 anos. O FCR impute mais precisão no cálculo do custo de energia do projeto, por isso o CoE também pode ser designado por LCOE (*Levelized Cost of Energy*). (OECD, 2005)

O conceito de *Cost of Energy* foi aplicado em vários estudos de forma a comparar o custo de energia produzida por tecnologias diferentes. Na *UK Round 1*, fez-se uma comparação entre os custos de energia entre um parque eólico *onshore* e um *offshore*, chegando aos valores de 69€/MWh e 47€/MWh, respetivamente (Feng *et al.*, 2010).

2.6 – Fiabilidade, Manutenção e Disponibilidade

A maior parte dos sistemas necessitam de operações de manutenção, uma vez que operam em condições extremas, isto é, ambientes desfavoráveis em que os equipamentos estão sujeitos a falhas. Para avaliar o desempenho do sistema é necessário que seja feita uma abordagem aos conceitos de fiabilidade, disponibilidade e manutenção.

2.6.1 - Fiabilidade

Reliability ou fiabilidade é o termo para designar a probabilidade de um elemento ou sistema desempenhar a sua função num dado período de tempo. O termo de fiabilidade pressupõe que o sistema em causa tenha também uma probabilidade de falha associada, que depende do tempo (Lewis, 1994).

A probabilidade de falha do sistema pode ser descrita através de uma função de densidade de probabilidade, onde o tempo é a variável desta função. Ou seja, a seguinte equação permite perceber que o tempo t é a variável que está traduzida no intervalo $[t, t+\Delta t]$ para a função que traduz a probabilidade de falha do sistema.

$$f(t)\Delta t = P\{t < \mathbf{t} \leq t + \Delta t\} \quad (2.4)$$

Já a função distribuição acumulada $F(t)$ definida pela equação 2.5 é traduzida pela probabilidade do sistema falhar num intervalo menor ou igual a um instante t .

$$F(t) = P\{\mathbf{t} \leq t\} \quad (2.5)$$

Relacionando as duas funções probabilísticas obtém-se:

$$F(t) = \int_0^t f(t)dt \quad (2.6)$$

O facto da probabilidade de falha ser complementar a fiabilidade permite chegar às seguintes equações:

$$R(t) = P\{\mathbf{t} > t\} \quad (2.7)$$

$$R(t) = 1 - F(t) \quad (2.8)$$

$$R(t) = 1 - \int_0^t f(t)dt \quad (2.9)$$

$$R(t) = \int_t^{\infty} f(t)dt \quad (2.10)$$

É de notar que o integral da equação 2.10 começa em t e vai até infinito, o mesmo não acontece com a 2.6 que vai de zero até t . Esta diferença deve-se ao facto de o tempo ser uma variável não negativa.

Deste modo, a função densidade de probabilidade para a fiabilidade apresenta as seguintes características:

$$R(0) = 1 \quad \text{e} \quad R(\infty) = 0 \quad (2.11)$$

Outro termo que permite avaliar o comportamento de um sistema é a sua taxa de falha associada. A taxa de falha de um sistema pode ser definida por uma função densidade de probabilidade do tempo de falha (Lewis, 1994).

$$\lambda(t)\Delta t = P\{t < t + \Delta t | t > t\} \quad (2.12)$$

A equação 2.12 traduz a probabilidade do sistema falhar até $t + \Delta t$, sabendo que ainda não falhou no instante $t=t$, o que representa uma probabilidade condicionada que também pode ser dada por:

$$P\{t < t + \Delta t | t > t\} = \frac{P\{(t > t) \cap (t < t + \Delta t)\}}{P\{t > t\}} \quad (2.13)$$

Analisando a equação 2.13, pode se afirmar que numerador é o mesmo da probabilidade de falha $f(t)\Delta t$ e o denominador representa a equação de fiabilidade acima representada na equação 2.4. Deste raciocínio pode-se então concluir que a taxa de falha pode ser analisada pelo quociente entre a probabilidade de falha $f(t)$ e a fiabilidade $R(t)$ (Lewis, 1994).

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{R(t)} \quad (2.14)$$

Este termo também é referido como função de risco ou *hazard rate*. É possível obter a fiabilidade em função da taxa de falha através da seguinte fórmula:

$$R(t) = \exp\left[-\int_0^t \lambda(t') dt'\right] \quad (2.15)$$

A função de densidade pode ser também expressada em função da taxa de falha utilizando as equações 2.14 e 2.15:

$$f(t) = \lambda(t) \exp\left[-\int_0^t \lambda(t') dt'\right] \quad (2.16)$$

Distribuição exponencial

A distribuição exponencial é das funções probabilísticas mais usadas para a avaliar a falha de sistemas e equipamentos. Esta função goza da propriedade de falta de memória, ou seja, a probabilidade de falha de um equipamento é sempre a mesma com o decorrer do tempo. Não tem em conta o possível desgaste em que o equipamento possa estar submetido (Lewis, 1994).

A distribuição exponencial apresenta o seguinte conjunto de equações da distribuição exponencial:

$$f(t) = \lambda e^{-\lambda t} \quad (2.17)$$

$$F(t) = 1 - e^{-\lambda t} \quad (2.18)$$

$$R(t) = e^{-\lambda t} \quad (2.19)$$

$$MTTF = \frac{1}{\lambda} \quad (2.20)$$

Onde λ representa a taxa de falha do equipamento, que está presente na fórmula de função de densidade de probabilidade(2.17), na função distribuição acumulada (2.18), na função de fiabilidade(2.19) e no cálculo no tempo médio de falha (2.20).

Distribuição Weibull

A distribuição *Weibull* é outra das funções mais usadas no calculo de fiabilidade de sistemas. Não tem a propriedade falta de memória e é possível obter taxas de falha que variam com o tempo. Pode ser modelado por dois parâmetros k e C que representam os parâmetros de forma e de escala respectivamente.

Nas equações abaixo estão presentes a função de densidade de probabilidade (2.21), a função distribuição acumulada (2.22), a função de fiabilidade (2.23) e o tempo médio de falha para a distribuição *Weibull* (2.24) (Lewis, 1994).

$$f(t) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{t}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{t}{c}\right)^k} \quad (2.21)$$

$$F(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t}{c}\right)^k} \quad (2.22)$$

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t}{c}\right)^k} \quad (2.23)$$

$$MTTF = C\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (2.24)$$

2.6.2 –Manutenção e Manutenibilidade

Manutenção de sistemas

Na maioria dos sistemas são realizados dois tipos de manutenção: a preventiva e a corretiva. As manutenções têm como objetivo de aumentar a disponibilidade de todo o sistema, que permite evitar que os equipamentos fiquem inativos o menor tempo possível (Lewis, 1994).

Manutenção Preventiva

A manutenção preventiva consiste em substituir peças, mudar os lubrificantes e ajustar o equipamento antes da ocorrência de falha. O objetivo deste tipo de manutenção é adiar o efeito de fadiga, desgaste e corrosão dos equipamentos que levam à falha do sistema (Lewis, 1994).

Para manutenção preventiva é assumido que as operações são realizadas num intervalo de tempo T . As ações de manutenção não tem impacto na fiabilidade do material a curto prazo, isto é, no instante $t < T$.

Manutenção Corretiva

A manutenção corretiva consiste na reposição depois da ocorrência de falha. Neste conceito a reparação tem de ser executada com a maior rapidez possível, de modo a minimizar o tempo de inatividade do sistema.

Manutenibilidade

Manutenibilidade ou *maintainability* é o termo que permite classificar o processo de reparação dos sistemas. Este conceito é muito importante na medida em que a reparação de um equipamento tem uma grande incerteza associada, uma vez que esta é dependente das circunstâncias, sendo o tempo uma variável aleatória.

Sendo a variável $m(t)\Delta t$, a probabilidade da reparação de uma componente tomar um tempo presente no intervalo de t a $t+\Delta t$, a função de densidade de probabilidade e função acumulada são definidas por:

$$m(t)\Delta t = P\{t < t \leq t + \Delta t\} \quad (2.25)$$

$$M(t) = \int_0^t m(t')dt' \quad (2.26)$$

O valor esperado da função 2.26 representa o tempo médio de reparação designado também por MTTR (*Mean time to repair*), que é dado por:

$$MTTR = \int_0^{\infty} tm(t)dt \quad (2.27)$$

Analogamente ao processo das taxas de falha, a variável $v(t)$ representa a taxa de reparação instantânea, sendo $v(t) \Delta t$ a probabilidade condicionada de o sistema ser reparado no intervalo t a $t+\Delta t$, sabendo que já que decorreu t .

$$v(t)\Delta t = \frac{P\{t < t \leq t + \Delta t\}}{P\{t > t\}} \quad (2.28)$$

Sendo $v(t)$ uma taxa de reparação, esta também poderá ser inseridas nas funções de reparação $m(t)$ e $M(t)$:

$$m(t) = v(t) \exp\left[-\int_0^t v(t')dt'\right] \quad (2.29)$$

$$M(t) = 1 - \exp\left[-\int_0^t v(t')dt'\right] \quad (2.30)$$

2.6.3 –Disponibilidade

O termo *availability* ou disponibilidade consiste na probabilidade do sistema estar disponível para ser utilizado num dado período de tempo. Poderá ser também considerado como a percentagem de tempo em que o sistema se encontra operacional. Este conceito permite avaliar quantitativamente o desempenho de sistemas mantidos ou reparáveis com reparação (Lewis, 1994).

No sistemas reparáveis define-se disponibilidade $A(t)$ de um sistema como a probabilidade do sistema estar a funcionar satisfatoriamente no instante t . Normalmente é necessário definir o intervalo de cálculo da disponibilidade, nesse caso a disponibilidade média em T é dada por:

$$A^*(T) = \frac{1}{T} \int_0^T A(t) dt \quad (2.31)$$

Normalmente, o intervalo é definido consoante objetivo do sistema ou ciclo de vida de um produto. Para os casos em que se pretende eliminar o efeito transiente do processo a disponibilidade aproxima-se de um valor assintótico quando T tende para infinito.

$$A^*(\infty) = \lim_{T \rightarrow \infty} \frac{1}{T} \int_0^T A(t) dt \quad (2.32)$$

Cálculo da disponibilidade em sistemas

A teoria clássica calcula a disponibilidade assumindo que as taxas de reparação e falha são constantes.

Neste caso tem-se:

$$MTTR = \frac{1}{\nu} \quad MTTF = \frac{1}{\lambda} \quad (2.33)$$

A disponibilidade é obtida pela seguinte fórmula:

$$A(t) = \frac{\nu}{\lambda + \nu} + \frac{\lambda}{\lambda + \nu} e^{-(\lambda + \nu)t} \quad (2.34)$$

Repara-se que o disponibilidade do sistema é 100% para o instante inicial ($t=0$) e decresce assintoticamente para um valor constante de $(1/(1 + \lambda/\nu))$. Note-se também que ao aplicar a fórmula 2.24 nesta última obtém-se:

$$A^*(T) = \frac{\nu}{\lambda + \nu} + \frac{\lambda}{(\lambda + \nu)^2 T} [1 - e^{-(\lambda + \nu)T}] \quad (2.35)$$

No caso de o tempo variar para infinito, o valor assume o valor aproximado $(1/(1 + \lambda/\nu))$ que também pode ser traduzido na seguinte fórmula:

$$A(\infty) = \frac{MTTF}{MTTF + MTTR} \quad (2.36)$$

Esta fórmula foi obtida uma vez que $MTTF=1/\lambda$ e $MTTR=1/\nu$. Esta é viavelmente utilizada não só para distribuições exponenciais, basta que o exista um longo período T.

2.7 - Métodos de avaliação de projetos

Os projetos de energias eólicas *offshore* envolvem grandes investimentos, sendo, como tal, necessário fazer estudos sobre a eficiência dos *cash-flows*, tendo em conta a taxa de atualização aplicada (Weaver, 2012).

2.7.1 - VAL (Valor Atual Líquido)

O Valor Atual Líquido é um indicador de rentabilidade de um projeto e que corresponde ao somatório de todos *cash-flows* atualizados (Soares *et al.*, 2007):

$$VAL = \sum_{k=0}^n \frac{CF_k}{(1+i)^k} \quad (2.37)$$

k – número do período;

CF_k - *cash-flow* do período k, provenientes de custos ou receitas do projeto;

i – taxa de atualização.

O projeto é viável quando o seu VAL é positivo, ou seja, a uma dada taxa de atualização o projeto é lucrativo e gerador de dinheiro. Perante a existência de mais do que um projeto, a opção de escolha sobre um investimento recairá sobre o projeto que apresentar o maior VAL (Soares *et al.*, 2007).

Nos projetos de energias eólicas, o VAL pode ser calculado pela diferença entre a receita média anual e o investimento inicial através da seguinte fórmula (Oliveira & Fernandes, 2011):

$$VAL = RMA \left[\frac{(1+i)^N - 1}{i(1+i)^N} \right] - C_0 \quad (2.38)$$

RMA – receita média anual;

C_0 – Investimento inicial;

N – número de anos do ciclo de vida do projeto;

i – taxa de atualização.

Nesta última fórmula é assumido que o vento é constante em todos os anos, ou seja, as receitas são uniformes, sendo possível a atualização com base nas anuidades, representada a parênteses retos na fórmula 2.38 (Oliveira & Fernandes, 2011).

2.7.2 - TIR (Taxa Interna de Rendibilidade)

A taxa interna de rendibilidade trata-se de outro indicador que pode ser usado para estudar a viabilidade do projeto. A TIR é calculada através da fórmula do VAL, correspondendo à taxa de atualização para qual o Valor Atual Líquido se anula (Soares *et al.*, 2007):

$$VAL = \sum_{k=0}^n \frac{CF_k}{(1 + TIR)^k} = 0 \quad (2.39)$$

Esta fórmula torna-se de cálculo difícil à medida que se verifica um aumento do número de períodos, sendo por vezes necessário recorrer a métodos de tentativa erro e interpolações lineares. O estudo de viabilidade é feito através da comparação entre a TIR calculada e a taxa de atualização do projeto. Ou seja, quanto maior for a TIR, mais lucro será gerado a uma taxa de atualização menor (Brealey & Myers, 2010).

A TIR é um indicador que pode dar problemas, uma vez que os cálculos podem levar ao encontro de dois ou mais valores para este ou até mesmo a nenhum valor. Estas questões podem advir da alternância de *cash-flows* positivos e negativos, tratando-se de investimentos não convencionais (Soares *et al.*, 2007).

Apesar da TIR ser um bom indicador percentual, não é dos mais viáveis a ter conta, uma vez que tem problemas de cálculo. Na eventual hipótese de se optar por um de dois projetos, um com maior VAL e outro com maior TIR, a opção deverá ser feita no projeto com maior Valor Atual Líquido, uma vez que é aquele que cria mais valor (Brealey & Myers, 2010; Soares *et al.*, 2007).

2.7.3 – Payback

O *Payback* consiste no número de períodos necessários para reaver o capital investido inicialmente. De um modo geral, consiste no momento em que o projeto gera *cash-flows* positivos suficientes para cobrir os investimentos feitos no mesmo (Brealey & Myers, 2010):

$$\sum CF_t \geq C_0 \quad (2.40)$$

O objetivo da fórmula é encontrar o primeiro período t , de modo a que o somatório dos *cash-flows* até a esse período (com exceção do primeiro que corresponde ao investimento) seja igual ou superior ao investimento inicial (Brealey & Myers, 2010).

O *Payback* trata-se de um indicador de risco no projeto, uma vez que quanto mais rápido for o seu retorno, mais atrativo será para os investidores. Este indicador segue a mesma linha da TIR, ou seja, é assumido que os projetos começam com *cash-flows* negativos, seguidos de *cash-flows* positivos (Oliveira & Fernandes, 2011).

Para o caso das energias eólicas, tal como aconteceu no VAL, são consideradas as receitas e os custos constantes ao longo do seu ciclo de vida para o cálculo do *Payback*. Este indicador pode ser calculado através do quociente entre o investimento inicial (C_0) e a receita média anual (RMA):

$$Payback = \frac{C_0}{RMA} \quad (2.41)$$

No caso de considerar todos os cash-flows atualizados em vez dos simples, o conceito altera-se, passando de um simples *Payback* para um *Payback* atualizado. O *Payback* atualizado faz o somatório dos *cash-flows* atualizados e compara-o com o valor do investimento inicial (Oliveira & Fernandes, 2011):

$$\sum \frac{CF_t}{(1+i)^t} \geq C_0 \quad (2.42)$$

2.8 – Modelos de *Petri Nets*

2.8.1 – Elementos das redes *Petri*

As redes de *Petri* forma introduzidas em 1962 por *C.A Petri* na sua tese de doutoramento para o estudo de comunicação entre autómatos. Este foi início para o aparecimento de diversas variantes desta técnica gráfica e matemática de modelação e simulação de sistemas sujeitos a acontecimentos discretos.

As redes *Petri* são estruturas gráficas em três elementos básicos: os lugares, as transições e os arcos direcionados. Os lugares (representados por um círculo) são utilizados para descrever estados de componentes do sistema, enquanto que as transições (representados por rectângulos) estão associadas a acontecimentos responsáveis pela alteração do estados dos mesmos componentes.

Os arcos direcionados (representados por setas) fazem a ligação dos lugares para as transições e vice-versa, como se pode observar pela Figura 10.

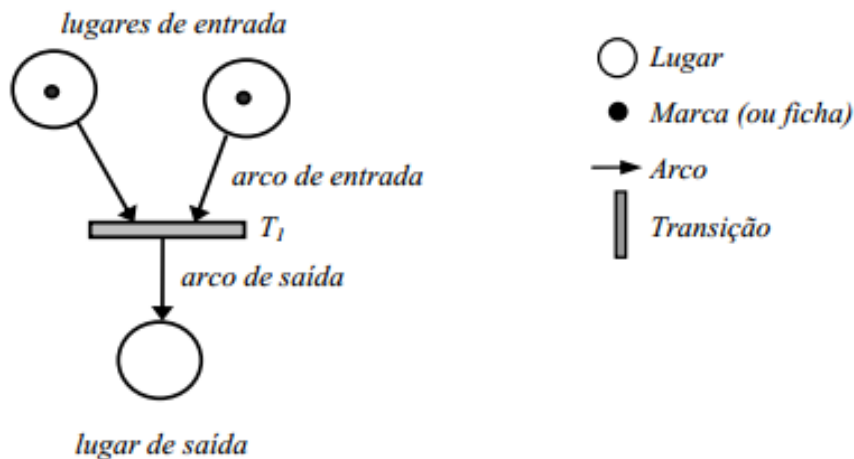


Figura 10 – Elementos de uma rede *Petri* (Teixeira & Guedes Soares, 2009)

Na notação mais comum das redes *Petri*, o estado do sistema costuma ser assinalado através de uma marca ou *token*. As marcas são afixadas nos lugares com o objetivo de descrever o estado atual do sistema, o que significa que a mudança da marca implica alteração do estado do sistema (Teixeira & Guedes Soares, 2009).

2.8.2 – Transições de estado

A transição de lugares é feita segundo a direção dos arcos e só é conseguida se e só se os lugares entrada tiverem pelo menos uma marca, tal como é observado na Figura 10. A mudança de transição faz-se pela destruição de *tokens* nos lugares de entrada e criação de novos *tokens* nos lugares de saída. Esta característica faz com que as redes *Petri* sejam capazes de representação dinâmica e interativa de várias componentes do sistema (Zio, 2009).

Na Figura 11 está presente um exemplo em que a transição T_2 não é habilitada, uma vez que o lugar de entrada L_1 não contém nenhum *token*, apesar do L_2 apresentar dois. Nos casos em que a transição de estado não é habilitada não ocorrem disparos dos marcadores, ou seja, destruição e criação dos marcadores nos lugares de entrada e saída, respectivamente.

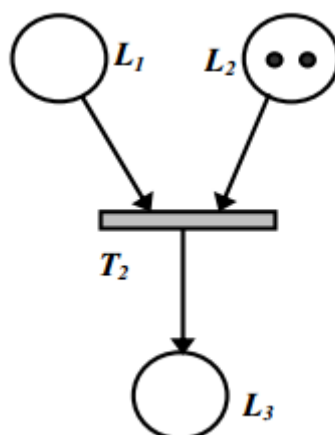


Figura 11 – Exemplo de transição de estado não habilitada

Contrariamente ao exemplo anterior, a Figura 12 representa uma rede Petri com uma transição de estado habilitada. A condição necessária de transição de estado T_3 é assegurada pela existência de um e dois marcadores nos lugares de entrada L_1 e L_2 , respectivamente.

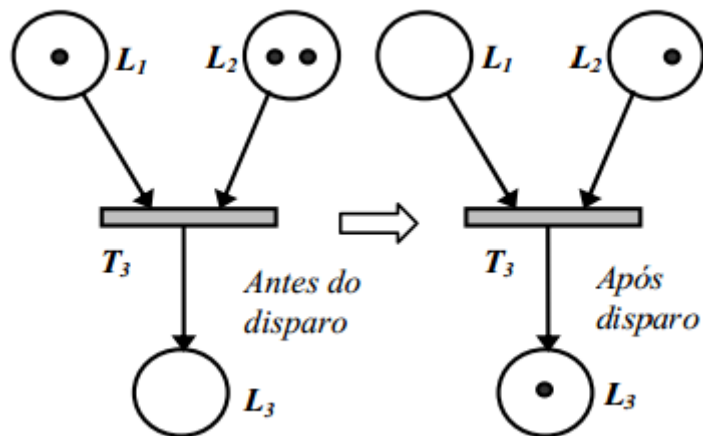


Figura 12 – Exemplo de transição de estado habilitada

Note-se que o após o disparo, é destruído um *token* em cada da lugar de entrada e criado um novo para o lugar de saída L_3 .

Os novos modelos de redes Petri são atualmente construídos através das ferramentas *guards* e *assignment*. As *guards*, representadas por “??”, permitem usar uma condição necessária para permitir a transição de estado, enquanto que os *assignments*, representados por “!!”, fazem a atualização de variáveis do sistema sempre que se transita de estado. Estes instrumentos aumentaram o uso da programação nas redes Petri, dando maior complexidade ao sistema (Santos *et al.*, 2013a).

Através de simulação de Monte Carlo do modelo Petri é possível obter a disponibilidade de sistemas, a eficiência de produtividades e os custos de operação e manutenção.

3 – Implementação do Modelo

Nesta dissertação será desenvolvido um estudo para o cálculo de viabilidade financeira através da discriminação dos principais componentes a nível de custos e de *cash-flow* para um projeto parque eólico *offshore*. Como cenário base, será escolhida a tecnologia *WindFloat/REpower* de 5 MW como objeto de estudo e os modelos de custos são obtidos através de uma revisão de literatura.

Na segunda parte desenvolve-se um modelo Petri para a avaliação dos custos de manutenção por simulação de Monte Carlo. O objetivo será calcular melhores previsões para os custos OPEX, e substituí-los pelos que foram aplicados no cenário base. A última parte passa por fazer uma avaliação financeira do projeto para o novo cenário.

3.1 – Modelo de custos de um parque eólico *offshore* – Cenário base

3.1.1 – Custo do Ciclo de Vida

O Custo do Ciclo de Vida ou LCC consiste na soma de todas as estimativas de custos, desde a fase inicial até ao desmantelamento do projeto e tem como objetivo analisar de forma eficiente a melhor alternativa de projeto a longo prazo. Esta metodologia decompõe os vários custos numa estrutura de *Cost Breakdown Structure*, que permite efetuar várias análises de custos como as curvas de *Pareto*, análise de sensibilidade e gráficos *break-even*. (Negrea *et al.*, 2007; Barringer & Associates, 2003).

Na perspectiva do investidor e tendo em conta o processo de custo do ciclo de vida, no custo do projeto deve constar: estudo de mercado, desenvolvimento do produto, matérias-primas, energia, mão-de-obra e logística. Também está presente o custo de desmantelamento na fase final do ciclo, onde poderá ter lugar uma abordagem a nível ambiental/social, dada a possível contaminação das águas e a reciclagem dos resíduos (Santos *et al.*, 2013b).

A estrutura de custos depende do nível de detalhe que se pretende estudar, da etapa que se pretende analisar, dos dados *inputs* disponíveis e da tecnologia/produto em estudo.

Na mesma ótica do LCC, o Custo Total do Projeto é calculado através das seguintes quatro categorias de custos (Santos *et al.*, 2013b) :

- Custos de desenvolvimento e estudo do projeto;
- Custos de instalação e construção;
- Custos de operação e manutenção;
- Custos de desmantelamento.

3.1.2 – Definição do LCC do Projeto

Na definição do ciclo de vida do projeto parque eólico *offshore* será usada a norma EN 60300 que contempla a seguinte estrutura (Santos *et al.*, 2013b):

- 1) Conceção/Design;
- 2) Construção/Aquisição;
- 3) Instalação;
- 4) Exploração;
- 5) Desmantelamento.

Esta disposição de 5 etapas é iniciada pela concepção, composta por tarefas de estudos de mercado, estudo e gestão do projeto. Na segunda fase decorre a construção e aquisição de toda a componente material do parque eólico como a turbina, a estrutura de suporte e a componente material da rede elétrica.

A terceira etapa consiste em instalar/montar toda a componente material da etapa anterior, de modo a que a tecnologia possa iniciar a sua função de produção de energia eólica. A etapa seguinte trata-se da atividade de exploração que abrange todas as tarefas de operação e manutenção e gestão administrativas, como a supervisão, reparação e gestão financeira, onde estão presentes os custos OPEX.

O final do ciclo de vida do projeto é marcado pela retirada do equipamento de toda a tecnologia usada, designada etapa de desmantelamento. Nesta fase, é fundamental ter em atenção a contaminação ambiental e gestão dos resíduos inerentes ao projeto do parque eólico *offshore*.

Ainda é de referir que os custos associados às etapas 1), 2), 3) e 5) correspondem às CAPEX, uma vez que só estão presentes atividades de investimento e não de exploração que é o caso do OPEX (Santos *et al.*, 2013b).

3.1.3 – Metodologia de custos aplicada

Tendo em conta a proporção de custo de um parque eólico *offshore* representado na Figura 3 no Capítulo da Introdução, os custos mais relevantes a aprofundar são a turbina, a estrutura de suporte, a rede elétrica e os de operação e manutenção. Os outros custos serão quantificados no custo total do projeto, apesar da menor ponderação em relação aos restantes, como é o caso dos custos de desinstalação e de gestão (desmantelamento).

A metodologia de custos foca-se na estrutura de custos CBS para o custo total do ciclo de um projeto eólico flutuante. Aplicando este método de cálculo pode-se obter o custo do total do projeto através da soma de cada custo associado à etapa, ou seja (Santos *et al.*, 2013):

$$CT = C1 + C2 + C3 + C4 + C5 \quad (3.1)$$

As variáveis distância à costa e profundidade das águas dependem da localização do parque. Através de um estudo de Laura Santos, em 2013, de rentabilidade consoante a área geográfica de Portugal, foi possível concluir que as zonas mais favoráveis à instalação do parque é Centro-Norte, coincidente com a localização do projeto *WindFloat* da EDP na Póvoa do Varzim. Na Figura 13 está representado a verde o local de maior Valor Atual Líquido (Santos *et al.*, 2013c).

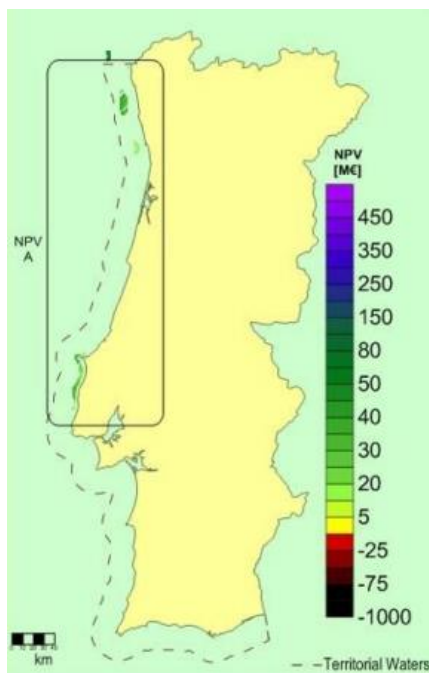


Figura 13 – Região de maior VAL para a tecnologia de eólicas *offshore* (Santos *et al.*, 2013c)

3.1.4 – Localização do Projeto

O local para implementação do projeto é a referência do protótipo da Aguçadoura. Este projeto *WindFloat* está localizado a 6 quilómetros da costa portuguesa e a 12 da marina mais próxima, em Povoas do Varzim, como se pode observar na Figura 14. (Maciel, 2012) Esta região é compatível com o estudo de mapeamento realizado em Portugal para turbinas flutuantes, realizado em 2013 por Laura Castro Santos.



Figura 14 – Local do Projeto WindFloat (Fase 1) (Maciel, 2012)

Este local tem uma profundidade entre os 40 a 50 metros de profundidade que é propício para inserção de uma tecnologia com a estrutura de suporte de *WindFloat*.

3.1.5 – Características do Projeto

De forma a calcular os custos presentes no LCC, é necessário definir os principais fatores que vão afetar o custo total do projeto. Na Tabela 4, está representado os principais dados do projeto para iniciar o custeamento do parque eólico *offshore*, tendo como referencia os estudos desenvolvidos por Santos *et al.*, (2013c).

Tabela 4 – Principais dados do projeto (Santos *et al.*, 2013c)

Dados do Projeto	Valor	Unidades
Potência da Turbina	5	MW
Ciclo de Vida do Projeto	20	Anos
Tarifa Energética	168	€/MWh
Distância à costa	6	km
Profundidade das águas	40 a 50	m

A turbina utilizada para o projeto tem uma capacidade de 5 MW que também é suportada pela referência usada em modelos de simulação (Santos *et al.*, 2013a).

3.1.6 – Custos do ciclo de vida

Custos de Investimento – C0

Os custos de Investimento de um parque eólico são aqueles que têm presentes as atividades/*tasks* que dão início da fase de exploração do projeto. As fases do ciclo de vida do projeto presentes no custo de investimento são as fases de 1), 2) e 3), acima referidas. Os custos de investimento inicial C_0 , pode ser traduzida pela soma dos custos presentes na fase de concepção/*design*, construção/aquisição e instalação, isto é:

$$C_0 = C_1 + C_2 + C_3 \quad (3.2)$$

Custos de concepção/*design* – C1

Os custos de concepção/*design* englobam maioritariamente custos investidos em estudos que antecedem a instalação do parque. Os custos C_1 são constituídos pelos custos de estudos ambientais, estudos da costa marítima, estudos de meteorológicos, estudos de batimetria, estudos técnicos e de estudo de impacto social, como se observa na seguinte fórmula (BVG Associates, 2010):

$$C_1 = C_{11} + C_{12} + C_{13} + C_{14} + C_{15} + C_{16} \quad (3.3)$$

C_{11} é a componente de custo de estudos ambientais que consiste na realização de uma avaliação de impacto ambiental.

C_{12} trata-se de um custo de investigação da costa marítima do local em estudo. Para esta investigação também é necessário a recolha de dados através do aluguer de navios, que tem como objetivo saber a melhor localização das plataformas das turbinas e dos cabos elétricos.

C_{13} é um custo para estudos meteorológicos, onde é instalado uma estação meteorológica que é usada para obter a informação das condições atmosféricas. A estação meteorológica é importante para o parque eólico, uma vez que a disponibilidade do mar é importante para as operações de manutenção. Uma estação meteorológica é dispendiosa e por isso trata-se da componente com maior peso nos custos de Concepção/Design.

Os estudos de batimetria consistem numa conjugação de investigações geofísicas e geotécnicas do solo oceânico, ou seja, o fator de profundidade do mar é importante para a escolha de plataforma de suporte e dos navios a utilizar para instalação e manutenção. Os custos destes estudos são traduzidos por C_{14} e que podem variar consoante a dimensão do parque eólico.

C_{15} é a componente de custos na qual representa os estudos técnicos FEED (*Front end engineering and design*) que tem como objetivo fazer um planeamento de toda a componente tecnológica. Trata-se de uma tarefa que permite aumentar a viabilidade do projeto e facilitar as equipas de construção e manutenção do parque.

A última componente de custo de estudos é a C16 que consiste na realização de uma avaliação de impacto social. O objetivo desta análise é garantir que não existem grandes distúrbios de ruído nas vizinhanças do parque e não esquecendo do impacto da paisagem.

Na Tabela 5, está presente a listagem dos custos de Concepção/Design. Foi feita um ajustamento da dimensão de custos de um parque de 500MW para um de 5MW (BVG Associates, 2010). A taxa de câmbio usada foi de 1€ para 0,8282£ para o dia 02/01/2014 (Banco de Portugal, 2009).

Tabela 5 – Custos para a Concepção/Design de um parque eólico offshore (BVG Associates, 2010)

Parâmetro	Custo	Montante (€)
C1	Concepção/Design	2 645 250
C11	Estudo ambiental	48 500
C12	Estudo da costa	540 000
C13	Estudos meteorológicos (estação incluída)	1 800 000
C14	Estudos de batimetria	144 750
C15	Estudos técnicos	12 000
C16	Estudos de impacto social	100 000

Custos de Construção/Aquisição de equipamentos – C2

Esta componente de custo é constituída pelos custos de todo equipamento independentemente de este ser fabricado ou adquirido. O detalhe destes custos dos equipamentos é discriminado consoante o preço dos vários materiais para a turbina (C21), estrutura de suporte (C22) e rede elétrica (C23).

$$C2 = C21 + C22 + C23 \quad (3.4)$$

A turbina com a componente de custo C21 é dividida em 3 conjuntos *nacelle* (C211), rotor (C212) e torre (C213), como se verifica em:

$$C21 = C211 + C212 + C213 \quad (3.5)$$

A *nacelle* é uma estrutura que suporta o rotor e é constituído por um equipamentos essenciais para o funcionamento da turbina como o *gearbox* e gerador. A componente de custo C211 tem o valor de 3M€ para uma turbina de 5MW (BVG Associates, 2010).

O rotor tem a função de captar a energia cinética do vento, através das suas grandes pás, e converter em energia rotacional. Um rotor de 5MW pesa entre 90 a 150 toneladas e tem um diâmetro que varia entre 120 a 140 metros. O custo do rotor C212 para estas características é de 1,45M€, onde estão incluídos as pás, os parafusos e o *pitch system*.

A torre da turbina é a estrutura de aço tubular que dá suporte a *nacelle* e também proporciona acesso físico de modo a que seja possível a manutenção das componentes dentro da *nacelle*. O seu custo *C213* ronda os 1,2M€ que corresponde a 1M€ (BVG Associates, 2010).

A estrutura de suporte responsável pelo sustento da turbina é a tecnologia *WindFloat*. O Custo material *C22* é calculado à escala de um parque eólico de 5MW com custo de 3,6M€.

A custo com a estrutura de rede elétrica está normalmente dividido em 3 componentes elementos: a *offshore converter station*, a *onshore converter station* e os cabos elétricos. As *converter stations* são estruturas intermediárias que fazem a ligação entre o parque eólico e a rede elétrica como se pode verificar na Figura 15 (González *et al.*, 2013).

Para o cálculo do custo das redes foi assumido um sistema de transmissão HVDC que apresenta um layout ilustrado na Figura abaixo. O HVDC trata-se de um investimento mais adequado a projetos de menor dimensão devido ao facto de ter uma estrutura mais simples com cabos, conversores e plataforma, isto é sem as *compensations units* dos sistemas de HVAC.

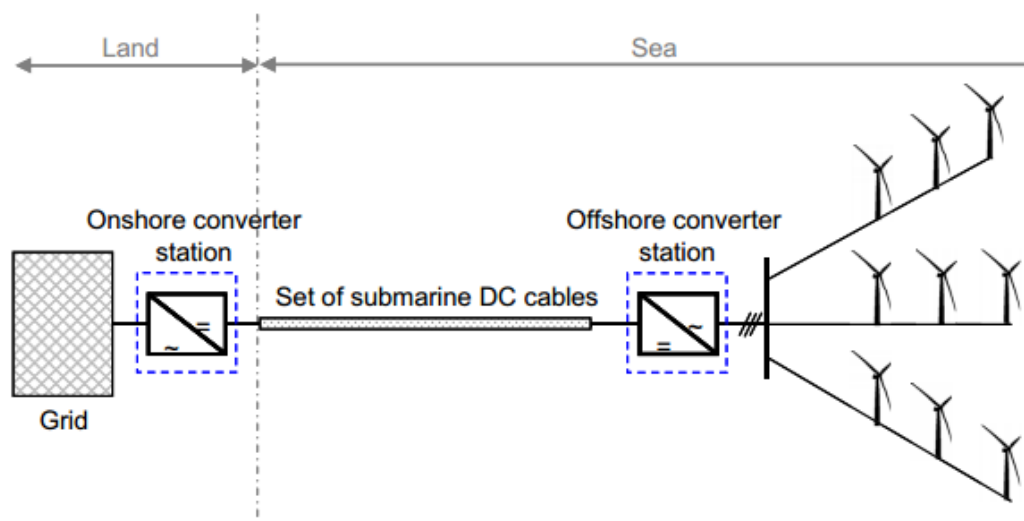


Figura 15 – Layout da rede elétrica num parque eólico *offshore* (González *et al.*, 2013)

O Custo *C23* é calculado através da fórmula 3.6 onde *C231* representa o custo do conversor *offshore*, a *C232* o custo conversor *onshore* e finalmente a *C233* o custos dos cabos elétricos.

$$C23 = C231 + C232 + C233 \quad (3.6)$$

Os custos do conversor *offshore*, do conversor *onshore* e dos cabos elétricos formam ponderados consoante a dimensão do parque eólico de 5MW com valores de 500000£, 400000£ e 800000£, respectivamente. Este valores correspondem a 604000€, 483000€ e 966000€, totalizando 1,691M€ para todo o equipamento de rede elétrica (BVG Associates, 2010).

Uma vez já discriminados os parâmetros de custos dos equipamentos pode-se quantificar o total de custo para a componente C2 aproximadamente 11M€, quantificado na Tabela 6.

Tabela 6 – Parâmetros de custo para os equipamentos do projeto

Parâmetro	Custo	Montante (€)
C2	Equipamento	11 302 000,00
C21	Turbina	6 011 000,00
C211	Nacelle	3 000 000,00
C212	Rotor	1 811 000,00
C213	Torre	1 200 000,00
C22	Estrutura de suporte	3 600 000,00
C23	Rede Elétrica	1 691 000,00
C231	Conversor <i>Offshore</i>	604 000,00
C232	Conversor <i>Onshore</i>	483 000,00
C233	Cabos elétricos	966 000,00

Custos de Instalação – C3

Os custos de instalação C3 traduzem os custos de montagem de todo o equipamento presente em C2, ou seja, passam pelo custo de instalação da turbina, da *foundation* (estrutura de suporte) e das componentes de rede elétrica.

O custo de instalação pode ser obtido pela soma dos custos de instalação da turbina C31, da estrutura de suporte C32, dos conversores C33 e dos cabos elétricos C34, presente na seguinte fórmula:

$$C3 = C31 + C32 + C33 + C34 \quad (3.7)$$

A instalação da turbina é feita maioritariamente por navios *jack-up* e apresenta um custo de 1,69M€. Para instalação da estrutura de suporte são usados navio *jack-up* e *crane* que tem um custo cerca de 1,207M€.

As componentes C33 e C34 fazem parte da instalação da rede elétrica e custam respectivamente 120700€ e 1690000€. É importante referir que tanto para os conversores tanto para os cabos elétricos, os valores obtidos têm em conta o equipamento alocado dentro e fora do mar.

Os custos de instalação foram calculados para a dimensão de um parque eólico de 5MW com os montantes representados na Tabela 7 (BVG Associates, 2010).

Tabela 7 – Custos de Instalação do parque eólico *offshore* de 5MW

Parâmetro	Custo	Montante (€)
C3	Instalação	4 707 700,00
C31	Instalação da turbina	1 690 000,00
C32	Instalação da <i>foundation</i>	1 207 000,00
C33	Instalação dos conversores	120 700,00
C34	Instalação dos cabos	1 690 000,00

Custos de Operação e Manutenção – C4

A fase de operação e manutenção entra na fase operacional do projeto, quando toda a tecnologia se encontra em funcionamento. Os custos englobam todo o tipo de características em termos de navios e equipa de manutenção acima descritas na Manutenção do parque eólico *offshore*.

Para o cenário base foi considerado um valor anual 677000€ por turbina. Neste valor estão incluídos os custos de operação, manutenção, administrativos, arrendamento e seguros. Que foram obtidos através do custo por energia produzida 36,7€/MWh (KPMG, 2010). A este custo foi multiplicado a produção anual de energia calculada presente no subcapítulo da Produção de Energia/Receitas.

Custos de desmantelamento – C5

O desmantelamento de um parque eólico *offshore* ocorre na fase final do projeto onde se realizam as tarefas de desmontagem, limpeza e eliminação de resíduos materiais. O conjunto destas tarefas, efetuadas no ano 20, apresentam um custo aproximadamente de 1,8M€ (Castro-Santos *et al.*, 2013).

3.1.7 – Componentes do *Cashflow*

O modelo de *cashflow* usado para o projeto está ilustrado na Figura 16, onde estão incluídas as atividades operacionais, as de investimento e as de financiamento. Nas atividades operacionais é calculado o resultado líquido e devolvidas as amortizações do equipamento (*depreciations*). Nas atividades de investimentos estão presentes os investimentos de capital, os investimentos em fundo maneio, vendas de ativos e os benefícios fiscais. Finalmente, nas atividades de financiamento estão presentes os empréstimos contraídos e os seus pagamentos referentes às amortizações (Park, 2012).

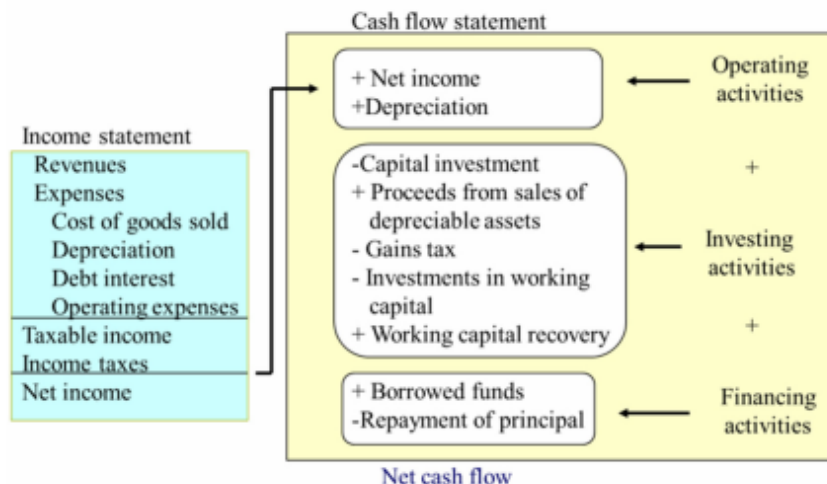


Figura 16 – Modelo de *cashflow* para o projeto (Park, 2012)

Um dos aspectos a ter em conta para um investidor num parque é o rácio de endividamento (*debt ratio*) adequado para o projeto. Para os projetos de energias eólica normalmente são utilizados rácios de 70% do Investimento Inicial (C_0) a serem pagos em 15 anos a uma taxa de juro de 5,4% (Santos *et al.*, 2013c).

O imposto antes de lucro a considerar é usada a taxa de 30%, tal como no estudo efetuado por Laura Santos em 2013 para o caso de Portugal.

O valor do Investimento Inicial para o projeto é calculado pela fórmula 3.1 que totalizada um valor de 18.654.950€, o que representa 13.058.465€ do valor do empréstimo a pagar. Este montante de empréstimo implicará o pagamento anual de juros e capital.

Também serão consideradas amortizações lineares anuais referentes o valor do custo dos equipamentos – C_2 , ou seja, depreciações de equipamentos (ativos) para os 20 anos do projeto.

3.1.8 – Produção de energia/Receitas

A produção de energia é a fonte de receita nos projetos de energia eólicas *offshore*. A produção de energia eólica depende da velocidade de incidência do vento, com um comportamento que é descrito pela curva de potência ilustrada na Figura 15. A curva de potência representa a média de energia produzida para uma determinada velocidade de vento (Staffell, 2012).

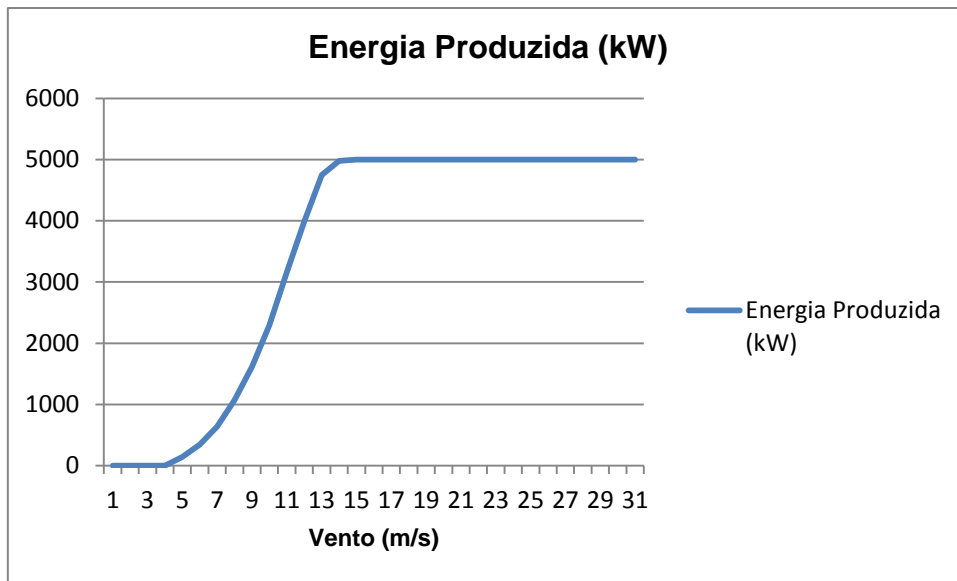


Figura 17 – Curva de potência para uma turbina de REpower 5MW (Staffell, 2012)

Quanto maior for a gama de incidência de vento maior será a energia produzida pela turbina. A curva de potência varia consoante a turbina, que pode ser caracterizado pela potência, pelo *cut in wind speed* e pelo *cut out wind speed*. Os dados da Figura 17 refere-se a uma turbina Repower de 5MW com o *cut in wind speed* (velocidade mínima de arranque) de 4m/s e um *cut out wind speed* (velocidade máxima) de 30m/s, como se pode verificar pelos dados do Anexo A (Staffell, 2012).

Vento

O vento é um grandeza que influencia o projeto a nível de receitas, uma vez que que a maior incidência de vento numa turbina gerará mais energia. Proporcionalmente, também é fácil de perceber que a intensidade do vento traz com ele mais efeito de atrito (*wake losses*) (González *et al.*, 2013).

O comportamento do vento pode ser descrito através de uma função densidade de probabilidade *Weibull*, fórmula 3.8.

$$p(x) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{x}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{x}{c}\right)^k} \quad (3.8)$$

O k é o parâmetro de forma da função *Weibull*, C o parâmetro de escala, $p(x)$ é a probabilidade de existência de vento à velocidade x (m/s).

Na localização do projeto da Aguçadora *WindFloat (WindFloat Project Fase1)* registou-se uma velocidade média anual de vento de 8.55m/s (4C Offshore, 2015). Para modelar o comportamento do vento com numa função *Weibull* com este valor médio foi assumido um $k=2$ e calculou-se o C através da fórmula:

$$E(X) = C\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (3.9)$$

Tabela 8 – Dados do vento do projeto modelo por uma distribuição *Weibull*

Dados do vento (<i>Weibull</i>)	Valor (m/s)
Média - E(X)	8,55
Parâmetro de forma - K	2
Parâmetro de escala - C	9,65

A energia produzida foi calculada, através da fórmula 3.8, a probabilidade de incidência de vento para as velocidades registadas na curva de potência. Ao valor de cada probabilidade foi multiplicado o valor da energia produzida e para tal foi construída a tabela presente no Anexo A. O somatório de todos os valores resultantes desse cálculo consiste na energia produzida pela turbina que tem um valor 2193,26kW. Este valor de energia produzida para uma turbina de 5MW representa um *capacity fator* de 44%.

Considerando as perdas elétricas na rede em 2% e a disponibilidade da turbina em 98% a produção anual de energia elétrica é de 18452124 kWh, calculado pelo multiplicação do número de horas num ano (2193,26x365x24).

A este valor produção será multiplicado o preço da tarifa energética (168€/MWh=0,168€/kWh) presente na Tabela 8 das variáveis projeto, obtendo-se uma receita anual de 3099957€ (Castro-Santos *et al.*, 2013).

3.1.9 – Taxa de atualização

Nos projetos de tecnologia *offshore* no Reino Unido a taxa de atualização está entre os 8 e os 15%. Nas tecnologias mais desenvolvidas aplicam-se taxas menores, uma vez que os equipamentos são mais desenvolvidos com melhores fatores de capacidade (Entec UK Ltd , 2006). Para o cálculo de viabilidade do projeto parque eólico *offshore* será escolhido uma taxa de 10%.

3.1.10 – Resumo do projeto eólico *offshore*

O projeto parque eólico offshore para a localização de Aguçadoura pode ser então sintetizado pela Tabela 9.

Tabela 9 – Dados do projeto parque eólico *offshore*

Dados do projeto	Valores
Turbina	5MW
Ciclo de vida	20 anos
Distância da turbina à costa	6 km
Distância da turbina ao porto	12 km
Profundidade das águas	40 a 50 m
Velocidade do vento (<i>Weibull</i>)	8,55 m/s
Tarifa Energética	0,168€/kWh
<i>Capacity Factor</i>	44%
Perdas elétricas na rede	2%
Disponibilidade da Turbina	98%
Valor do Investimento Inicial	18 654 950 €
Custo de Manutenção anual	677 000 €
Custo de Desmantelamento	1 800 000 €
Valor do Empréstimo (70% Inv.)	13 058 465 €
Taxa de juro do Empréstimo	5,4%
Duração do Empréstimo	15 anos
Imposto sobre o lucro	30%
Taxa de atualização	10%

Com este conjunto de dados consegue-se gerar a demonstração de resultados e os *cash-flows* em 20 anos com objetivo de calcular a viabilidade do projeto parque eólico *offshore* para o cenário base (Anexo B).

3.2 – Modelação por redes *Petri*

Neste subcapítulo será construído um modelo para os custos de manutenção. Esta modelação será feita pela construção de *Petri Nets*, através do programa GRIF© (*Graphical Interface for reliability Forecasting*), em particular o módulo de análise por redes *Petri* (TOTAL, 2014), desenvolvido por Dutuit *et al.* (1997), de modo a simular a manutenção corretiva de um parque eólico de *offshore* de 5 MW. Este modelo é feito exclusivamente para a manutenção da turbina para quatro componentes importantes; o rotor, o gerador, a *gearbox* e o *pitch system*. Nestes elementos irão ser calculados custos de reposição, mão-de-obra e mobilização consoante o elemento de avaria.

Adicionalmente, serão introduzidos no modelo Tempos Médios de Falha (MTTF) e Tempos Médios de Reparação (MTTR) que afetarão a disponibilidade da turbina.

Os resultados desta simulação irão afetar a viabilidade do projeto não só a nível de custos de operação e manutenção como na disponibilidade da turbina, isto é, o tempo em que a turbina esteve em operação.

O objetivo desta modelação é utilizar os resultados obtidos pela simulação Monte Carlo e substituí-los no cenário base. Espera-se que os resultados obtidos sejam próximos do cenário base.

3.2.1 – Manutenção do parque eólico *offshore*

Para viabilizar o projeto é necessário ter uma equipa de manutenção com os meios adequados, isto é uma equipa com 4 técnicos com um navio próprio para manutenção. Estes navios são flexíveis e fáceis de embarcar e desembarcar com segurança. A grande vantagem deste meio ser fácil é o facto de ser mais rápido mas não grande porte. Dos quatro componentes da turbina mencionados só permite transportar o *pitch* (Santos *et al.*, 2013a).

Neste processo de manutenção é assumido que a turbina é o único equipamento com possibilidade de avaria e está baseado na manutenção corretiva, ou seja, a reparação só se dá no momento de falha ou avaria do equipamento.

As quatro componentes da turbina necessitam de reparação no seu ciclo de vida e para fazer a reposição das peças são necessários diferentes navios: o *jack-up*, *crane* e *supply*.

Para cada operação de manutenção é sempre necessário pelo menos um barco *supply* em cada operação. Nos barcos *supply* está presente a equipa de manutenção responsável pela operação. No caso de ser necessário para manutenção um navio *jack-up* ou *crane*, a operação é realizada juntamente com o navio *supply*, que para além da equipa, transporta as peças necessárias para substituição de um dos quatro componentes da turbina.

A equipa de manutenção opera todos os dias em que for solicitada em turnos de 12 horas consoante a disponibilidade dos equipamentos, barcos e condições marítimas. Isto implica que o barco *supply* tem que regressar ao porto cada vez que a operação de manutenção durar mais que o turno das 12 horas. Os restantes barcos permanecem na turbina até terminar a operação de reparação/substituição do equipamento.

Navio *Supply*

O navio *supply* tal como foi referido é usado como base para a manutenção corretiva. É importante notar que nos casos em que o *supply* está em operação com outro barco, a chegada até à turbina ocorre ao mesmo tempo, o que permite a equipa atuar no momento de desembarque. Para além de acompanhar os restantes barcos de grande carga, permite também efetuar a reposição do *pitch* sem auxílio de outro barco. Na operação de substituição do *pitch* são realizadas tarefas como a organização das ferramentas e peças a usar, transporte da equipa e da peça *pitch*, substituição da peça *pitch*, colocação da turbina em funcionamento e regresso do navio *supply* ao porto.

Navio *Jack-Up*

Navio utilizado para transportar equipamento de grandes cargas capaz de suportar um rotor de uma turbina de 5 MW que pesa entre 90 a 150 toneladas. Este navio é mais vagaroso em relação aos restantes, quer ao nível de tempo logístico quer a nível do tempo de reparação/reposição do rotor, uma vez que se trata de um barco mais pesado.

A operação de manutenção do rotor necessita de realizar tarefas como recolha das peças a utilizar, a mobilização do navio, transporte do rotor até a turbina, posicionamento do navio no mar para a operação, remoção do rotor com defeito, aparafusamento e montagem do novo rotor, colocação da turbina em funcionamento e acaba com a desmobilização e retorno dos navios *jack-up* e *supply* (Santos *et al.*, 2013a).

Navio *Crane*

Este navio é bastante utilizado para operações de manutenção de eólicas *offshore* uma vez que permite o transporte de grande parte de peças com a exceção do rotor. No entanto, consegue transportar geradores e *gearbox* que podem pesar entre 20 a 65 toneladas não sendo necessário o uso do *jack-up* um navio mais lento e com maior custo de mobilização. As tarefas assemelham-se às usadas no *jack-up*: organização e recolha das peças a utilizar, a mobilização do navio, transporte do *gearbox*/gerador até à turbina, remoção do equipamento com defeito, aparafusamento e montagem do novo equipamento, colocação da turbina em funcionamento e por fim a desmobilização e retorno dos navios *crane* e *supply*.

A curta distância de 12 km desde a marina à turbina permite um rápido acesso aquando uma falha de equipamento. Na Tabela 10 está representada a duração que leva cada navio a chegar à turbina juntamente com o atraso logístico antes de iniciar a atividade de reparação. As

durações de viagens foram calculadas consoante a velocidade de cada navio para uma distância de 12 km (Santos *et al.*, 2013a).

Tabela 10 – Duração de viagens e atraso logístico dos navios

Navios	Velocidade	Duração da viagem	Atraso logístico
<i>Supply</i>	20 km/h	0,6 horas / 0,025 dias	48 horas/ 2 dias
<i>Crane</i>	15 km/h	0,8 horas / 0,033 dias	160 horas / 6,67 dias
<i>Jack Up</i>	10 km/h	1,2 horas / 0,05 dias	504 horas / 21 dias

No atraso logístico dos navios *crane* e *jack-up* inclui-se o tempo máximo despendido entre a chegada do navio ao porto e da chegada da peça (encomenda) até ao local do porto. Para navio *supply* é assumido um *lead time* do *pitch system* de 2 dias, uma vez que o navio já se encontra no porto.

Condições meteorológicas

Um dos grandes entraves das operações de manutenção são as condições meteorológicas desfavoráveis que se podem encontrar no mar. Um estado de mar com muita ondulação é uma das condições que dificulta a viagem dos navios até a turbina e o risco de efetuar uma reparação de equipamento. Nestes casos, os navios ficam nos portos à espera que as condições meteorológicas melhorem para começarem a manutenção.

A incidência de condições meteorológicas desfavoráveis e o tempo de espera para que as mesmas terminem são fatores sazonais, isto é, depende das estações do ano. Na Tabela 11 está presente um levantamento de dados para a disponibilidade do mar e tempos de espera consoante a estação do ano. É de notar que as condições meteorológicas no verão são mais favoráveis, uma vez que a probabilidade de condições meteorológicas favoráveis é maior e o tempo de espera é menor (Santos *et al.*, 2013a).

Tabela 11 – Condições meteorológicas e tempos de espera (Santos *et al.*, 2013a)

Estações do ano	Probabilidade de condições meteorológicas favoráveis	Tempo de espera (dias)
Inverno	0,3	10
Outono	0,5	7
Primavera	0,6	5
Verão	0,8	2

3.2.2 – Tempos médio de falha e de reparação

A turbina é definida como um sistema em série, ou seja basta um dos quatro componentes falhar para a turbina deixar de funcionar.

Na Tabela 12, está presente a tabela de parâmetros de falhas para os componentes da turbina com distribuição *Weibull*. Estes valores tem como base estudos para turbinas *onshore*, uma vez que não existem dados para turbinas *offshore*. O *mean time to failure* foi calculado através da forma do valor esperado para a distribuição *Weibull* (Santos *et al.*, 2013a).

$$C = E(X)/\Gamma(1 + \frac{1}{k}) \quad (3.10)$$

onde k é o parâmetro de escala, C é o parâmetro de forma e Γ é a função gamma.

Tabela 12 – Parâmetros *Weibull* das componentes da Turbina (Santos *et al.*, 2013a)

Componente da Turbina	Parâmetro Escala C (dias)	Parâmetro forma k (dias)	MTTF (dias)
Rotor	3000	3	2679
<i>Gearbox</i>	2400	3	2143
Gerador	3300	2	2925
<i>Pitch</i>	1858	3	1659

O tempo médio de reparação depende do navio onde é efetuado a operação, ou seja, o MTTR da *gearbox* e do gerador têm valores semelhantes, uma vez que ambos são efetuados no navio *crane*. Na Tabela 13 encontram-se calculadas as taxas de reparação em relação aos tempos médios de falha usando a distribuição exponencial (Santos *et al.*, 2013a).

Tabela 13 – Tempo médio e taxa de reparação para dos navios usando a distribuição exponencial

Navios	Taxa de reparação	MTTR (Exponencial)
<i>Supply</i>	2,381	0,42 dias / 10,1 horas
<i>Crane</i>	0,481	2,08 dias / 49,9 horas
<i>Jack Up</i>	0,599	1,67 dias / 40,1 horas

3.2.3 – Custos de operação e manutenção

Um dos principais custos de operação e manutenção presentes neste modelo é o custo de reposição de cada peça. Em cada avaria é feita uma reposição da peça com defeito, estando demonstrado na Tabela 14 os custos unitários de cada componente (Santos *et al.*, 2013a).

Tabela 14 – Custo unitário de cada equipamento (Santos *et al.*, 2013a)

Equipamento	Custo unitário (€)
Rotor	1 849 000
<i>Gearbox</i>	863 000
Gerador	247 000
<i>Pitch</i>	123 300

Outros custos de operação e manutenção presentes são os de mobilização/desmobilização dos navios e os custos de trabalhadores presentes na operação de manutenção. Os custos de mobilização são referentes ao custo de embarque e de desembarque dos navios *crane* e *jack-up*. Na Tabela 15 estão quantificados os custos de mobilização e desmobilização dos navios. Numa operação de manutenção é sempre alocado um custo de mobilização e um de desmobilização (Santos *et al.*, 2013a).

Tabela 15 – Custo de mobilização e desmobilização dos navios até ao porto

Navio	Custo de mobilização/desmobilização (€)
<i>Crane</i>	45000
<i>Jack-up</i>	57000

O navio *supply* não apresenta custo de mobilização, uma vez que o barco não é alugado e já se encontra no porto. No entanto, é neste barco que estão presentes os 4 elementos técnicos responsáveis pela reposição das peças. Cada operação de manutenção é alocado um custo de 9340€ referente ao trabalho prestado pelos 4 elementos técnicos, que é obtido pela multiplicação dos custos horários pela média dos tempos médios de reparação de cada navio (Santos *et al.*, 2013a).

Por fim, os custos de operação por navio foram obtidos pelo cálculo dos custos horários de cada navio. Foi multiplicado pelos custos por hora o valor correspondente de cada navio em relação aos tempos médios de reparação em horários. Esta conversão deu origem aos valores presentes na Tabela 16 (Rademakers & Braam, 2002)

Tabela 16 – Custos de operação por navio (Rademakers & Braam, 2002)

Navio	Custo por operação (€)
<i>Supply</i>	6050
<i>Crane</i>	312000
<i>Jack-up</i>	250500

Esta conversão de custos por operação permite à modelação das redes *Petri* afetar as variáveis de custo cada vez que é iniciada uma operação de manutenção.

Na modelação das redes *Petri* serão criadas as variáveis que irão registar cada componente de custo das operações e manutenção, presentes na Tabela 17. Estes parâmetros contêm todos os custos de operação e manutenção.

Tabela 17 – Parâmetros dos custos de operação e manutenção

Parâmetro de Custo	Custo (€)
C_Mob_Crane	45000
C_Mob_JackUp	57000
C_Oper_Cr	312000
C_Oper_Eq	9340
C_Oper_Ja	250500
C_Oper_Sup	6050
Comp_Gearbox	863000
Comp_Gerador	247000
Comp_Pitch	123300
Comp_Rotor	1849000

3.2.4 – Modelação das redes *Petri*

Na modelação das redes *Petri* começou-se por caracterizar a estações do ano, representada na Figura 18, em que cada estado representa uma estação do ano. As mudanças de estação são transições determinísticas com valores diários (função *dirac*), tendo o Outono e o Inverno a duração de 91 dias, enquanto que a Primavera e o Verão têm duração de 92 dias.

Note-se que os valores de duração alocados em todas as transições nas redes *Petri* são todos com base em valores diários.

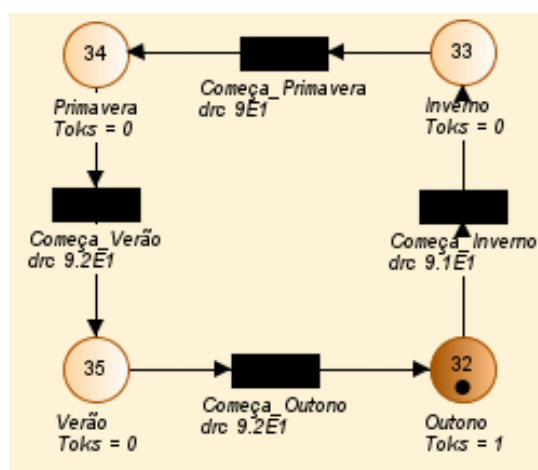


Figura 18 – Estados referentes às estações do ano

Para os dados de manutenção começa-se por caracterizar os estados das quatro componentes da turbina. As peças da turbina podem estar representados por 3 estados: em funcionamento, avariado e em reparação.

Na Figura 19 estão representados os vários estados do rotor e as suas condicionantes, ou seja o rotor só transita do estado 1 para o 2, após o tempo médio de falha de 2679 dias.

O início da reparação do equipamento apesar de ter uma duração determinística a zero (função *dirac*) só dispara quando as variáveis booleanas: *JackUp_Turb* e *Equipa_oper* forem verdadeiras. Isto significa que a operação de manutenção não pode ser iniciada sem a presença do navio *jack-up* na turbina e sem a equipa de manutenção em operação.

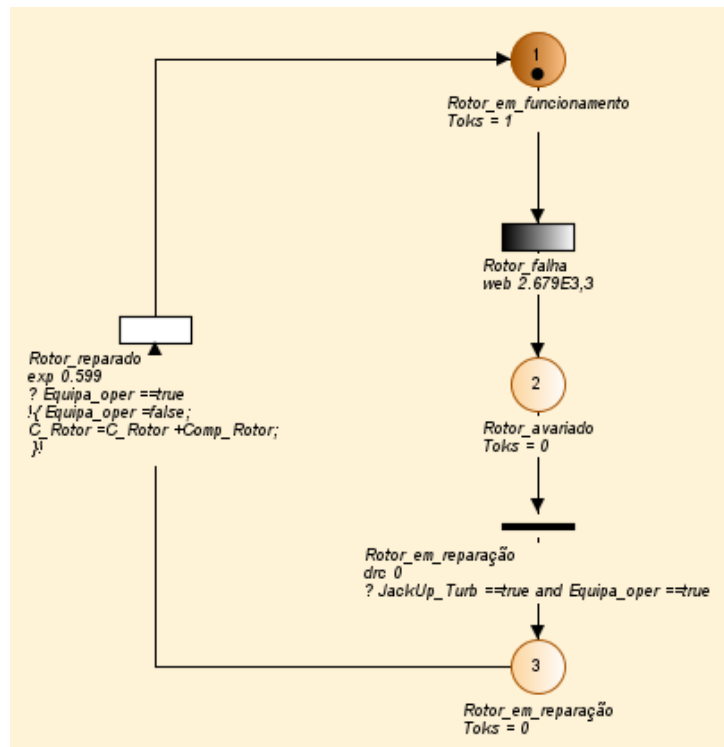


Figura 19 – Rede *Petri* dos estados do rotor

Na reparação do rotor tem estar presente novamente a equipa de manutenção, uma vez que esta opera 7,5 horas por dia e a reparação do equipamento não pode ser concluída sem a sua presença. Na transição encontra-se uma taxa de reparação de rotor de $0,599 \text{ dias}^{-1}$ para uma distribuição exponencial. Quando o processo termina o estado transita para o estado de funcionamento, o valor da variável *Equip_oper* altera para “falso” e é atualizado o valor da variável de custo *C_Rotor*, sendo alocado o custo de reposição do rotor (*Comp_Rotor*).

As restantes componentes (*gearbox*, gerador e *pitch*) têm um processo análogo, somente as variáveis de custo, estado e as variáveis booleana do barco utilizado para a reparação. Os estados das restantes componentes encontram-se no Anexo C.

De modo a calcular a disponibilidade da turbina foi criada uma rede *Petri* auxiliar com estados de funcionamento e avaria, ilustrado na Figura 20. A turbina funciona como um sistema em série, ou seja, basta uma dos quatro componentes não estar em funcionamento para a tecnologia não funcionar.

Para tal foi criada uma variável Turbina_OK que toma sempre o valor falso sempre que o estado das componentes não estiverem simultaneamente em funcionamento, isto é nos lugares 1,4,7 e 10 (Ver Figura 18 e Anexo C).

A Turbina_OK trata-se da variável que permite medir a nova disponibilidade da Turbina, porque nas variáveis booleanas simuladas assume-se o valor 0 para o falso e o 1 para o verdadeiro, ou seja, o valor médio obtido no final será uma percentagem.

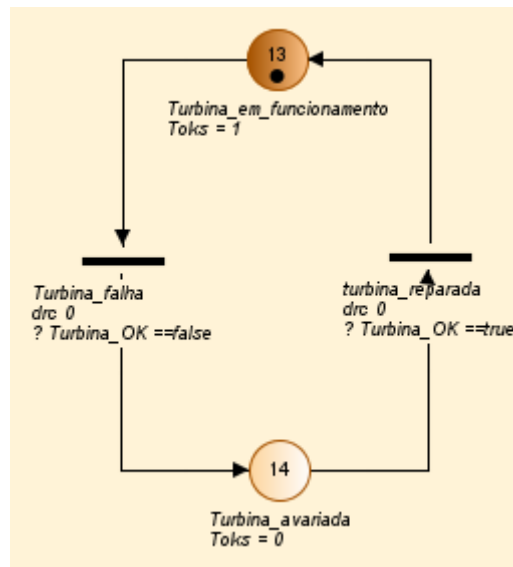


Figura 20 – Rede Petri para os estados da Turbina

De modo a acompanhar todo o processo de manutenção do rotor, o próximo elemento a ser tratado é o navio *jack-up*. Pode se observar pela Figura 21 que o navio para ser mobilizado necessita que variável booleana Rotor_OK esteja com o valor verdadeiro, que está programada com a expressão “ite(#1==1,true,false)”. “Ite” trata-se de um comando *if then else*, neste caso se o *token* estiver alocado no estado 1 (Turbina_em_funcionamento) a variável toma o valor verdadeiro, caso contrário fica com um valor falso.

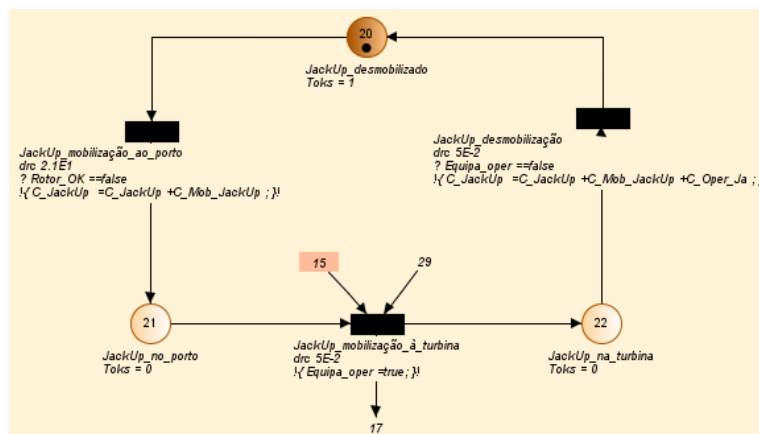


Figura 21 – Rede Petri da atividade do navio *jack-up*

Quando transita para o estado #21 (JackUp_no _porto) será atualizado o valor da variável C_JackUp na qual foi somado o custo de mobilização. Nesta variável também são somados o custo de operação e desmobilização presentes no *assignment* da transição JackUp_desmobilização. A transição JackUp_mobilização_à_turbina só pode ser transacionada no momento em que os elementos 15, 21, 29 tenham simultaneamente um *token*, o que não acontece na Figura 19, para os elementos 21 e 29. Estes elementos vêm das redes *Petri da* equipa de manutenção e de condições de estado de mar favoráveis.

O elemento 29 encontra-se representado na Figura 22, com os estados de Previsão do tempo referente à disponibilidade da equipa do mar. Existe dois estados possíveis de transição: um com tempo operacional e outro não operacional. A escolha é feita aleatoriamente pelas probabilidades registadas na Tabela 11 da disponibilidade do mar. Os valores probabilísticos no momento de disparo vão depender obviamente da estação do ano registada na Figura 18. Caso o estado transite para o nó 28, este transitará depois para o 29 após o Atraso_Tempo (variável que toma os valores do tempo de espera consoante a estação do ano).

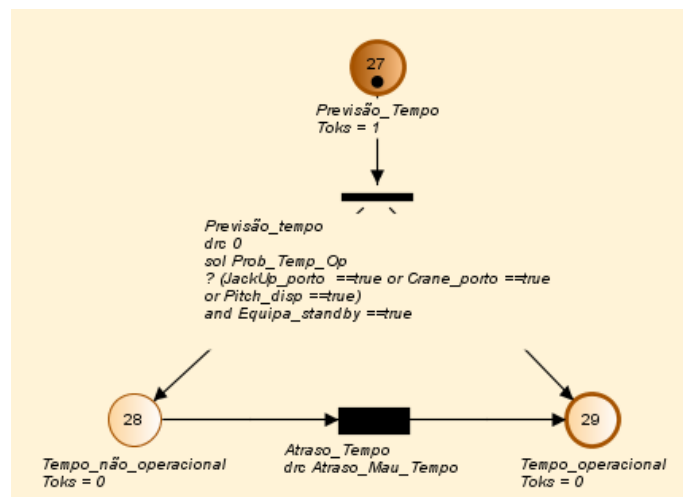


Figura 22 – Petri Net para modelação de condições meteorológicas favoráveis

No caso de transitar diretamente para o estado 29 significa que o tempo se encontra operacional e não necessita de tempos de espera. Sendo possível transitar para prosseguir a manutenção da turbina com viagem do navio até à turbina.

Na equipa de manutenção, um estado inicial da equipa é de *stand-by* no estado 15, uma vez que a equipa se encontra no porto sempre que for dada ordem para embarcar para a turbina. Na Figura 23 está presente a rede *Petri* da equipa de manutenção. A estrutura da equipa varia muito durante o processo de manutenção, daí ser necessário a inserção de vários estados. O estado de referência é o 17 Equipa_Man_em_trab que duas ocorrências possíveis. A peça foi reparada o que significa a destruição do *token* 17 e criação dos novos *tokens* nos lugares 19 e

27 e por último a peça não foi reparada, o *token* 17 também é destruído e é criado um novo *token* no lugar 18.

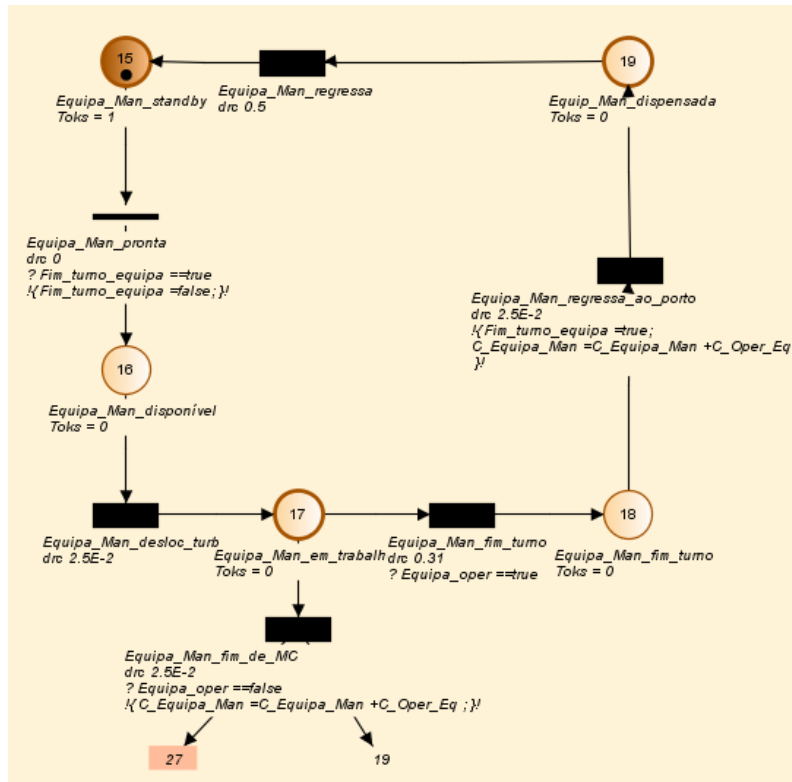


Figura 23- Rede Petri para a atividade da Equipa de Manutenção

Cada vez que a equipa muda de turno ou termina a sua atividade de manutenção será afetado um custo de operação referente ao trabalho da equipa atualizado na variável C_Equipa_Man.

A mudança de estados de manutenção podem ser sintetizado nos seguintes passos:

- O estado da componente é alterado do estado de funcionamento para o estado de avaria;
- É feita a mobilização do navio adequado até ao porto para ir buscar a peça de reposição;
- É feita a verificação das condições meteorológicas, e se não forem favoráveis fica-se à espera que melhorem;
- É feita a viagem do navio com a peça mais o embarque da equipa de manutenção, dando início ao seu turno;
- O estado da componente é agora alterado para estado de reparação;
- A componente é reparada, é alterada o seu estado de funcionamento e navio que transportou a peça é desmobilizado. A equipa de manutenção ao ser dispensada irá

criar o *token* no lugar 27, que estava em falta na rede *Petri* para a disponibilidade do estado do mar. Note-se que a manutenção acaba quando os tokens voltarem ao seu estado inicial antes de se registrar a avaria.

O processo é semelhante para as outras peças e navios como se pode verificar na Figura 22. No entanto para a reposição do *pitch* é só feito um tempo de espera de 2 dias antes de entrar a equipa de manutenção. Na ação de reparação do *pitch* é também atualizado o custo de operação C_Pitch .

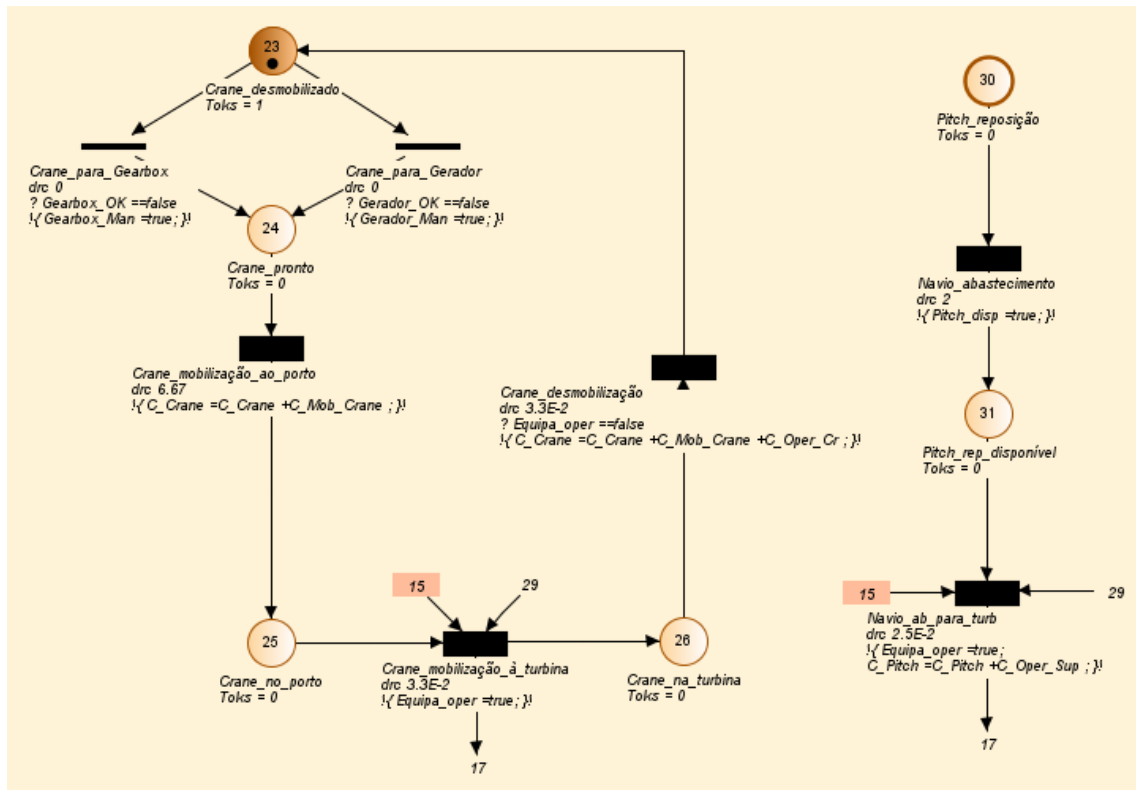


Figura 24 – Redes *Petri* para os navios *crane* e *supply*

O *crane* à semelhança do *jack-up* também tem uma variável de custo C_Crane que é sempre atualizada sempre que é feita um mobilização/desmobilização e sempre que é terminada a operação.

4 – Resultados

4.1 – Resultados do Modelo *Petri*

Nesta secção apresentam-se os resultados obtidos por simulação das falhas e das atividades de manutenção da turbina eólica *offshore*.

A realização da simulação Monte Carlo é feita para um período de 20 anos, com o objetivo de obter novos custos de manutenção e nova disponibilidade para a turbina.

Os resultados da simulação Monte Carlo foram obtidos através de 5000 histórias para um período de 7300 dias (365x20). A Tabela 18 apresenta os valores médios dos custos em euros acumulados para o vigésimo ano.

Tabela 18 - Resultados da Simulação Monte Carlo

Variável	Valor (t=20anos)
Turbina_OK	97,40%
C_Crane	2033610
C_Equipa_Man	473095
C_Gearbox	2536870
C_Gerador	522454
C_JackUp	827723
C_Pitch	510905
C_Rotor	4195380

Se somarmos todos os custos resultantes iremos obter um total de 11100037€, isto é o Custo total de Manutenção, o que representa em média um custo anual de 555000€. Ou seja através da simulação foram obtidos dois importantes indicadores para avaliação financeira do projeto de produção de energia eólica marítima: a disponibilidade e custo total de manutenção, representados na Tabela 19:

Tabela 19 – Indicadores do modelo de *Petri* obtidos por simulação de Monte Carlo

Indicadores	Valor
Disponibilidade	97,40%
Custo total de manutenção	555 000 €/ano

O custo anual de manutenção registou um valor inferior do utilizado no cenário base (677000€). No entanto, verifica-se que não foi considerado no modelo *Petri* as ações de manutenção preventiva que tendem a aumentar os custos médios totais de manutenção, assim como a disponibilidade da turbina.

No entanto, foi registada uma perda de disponibilidade em relação aos 98% do cenário base, que irá ter algum impacto nas receitas com a energia produzida.

4.2 – Estudos paramétricos

Nesta secção pretende-se efetuar estudos paramétricos do modelo de redes Petri para as operações de manutenção. O objetivo é perceber o comportamento dos custos anuais de manutenção e disponibilidade do sistema em função dos parâmetros do modelo Petri.

O comportamento destas duas variáveis vai ser analisado consoante os parâmetros: tempo médio de falha (MTTF) e tempo médio de reparação (MTTR). A análise do efeito dos parâmetros MTTF e MTTR é feita para cada componente da turbina (rotor, *gearbox*, gerador, *pitch*).

Para o ponto de referência dos estudos paramétricos serão utilizados os indicadores apresentados anteriormente na Tabela 19. Os estudos paramétricos foram feitos para o intervalo de valores de 50% até 150% dos valores de referência de MTTF e MTTR de cada componente.

MTTF Rotor

O estudo paramétrico do tempo médio de falha do rotor teve como base os 2679 dias, como se pode observar na Figura 25. Note-se que o efeito de diminuição do MTTF do rotor causa grande impacto no custo de manutenção anual, uma vez que o custo de reposição é elevado.

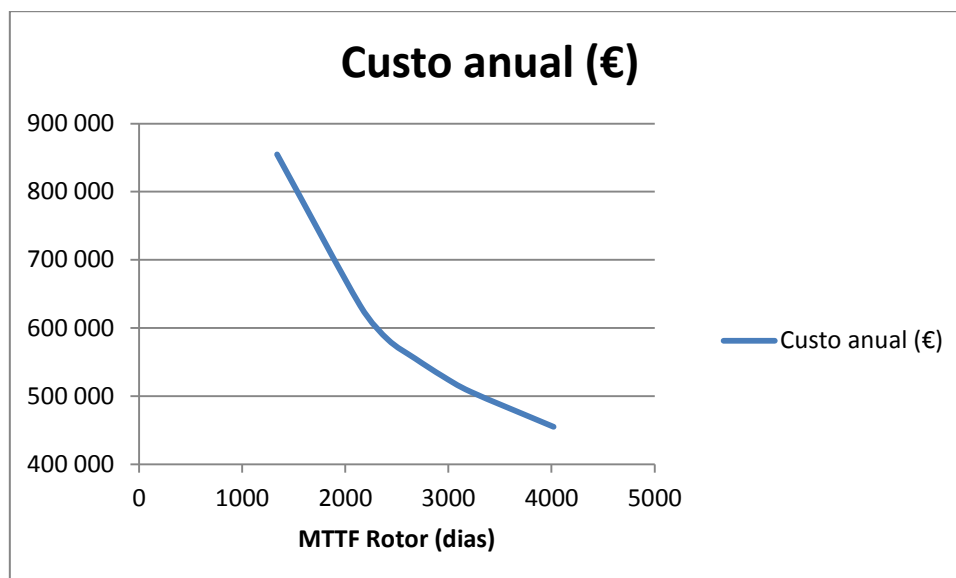


Figura 25 - MTTF Rotor vs Custo anual (€)

O aumento do MTTF do rotor faz aumentar disponibilidade, mas tem tendência a estagnar em 97,64% a partir dos 3000 dias, como se pode verificar na Figura 26.

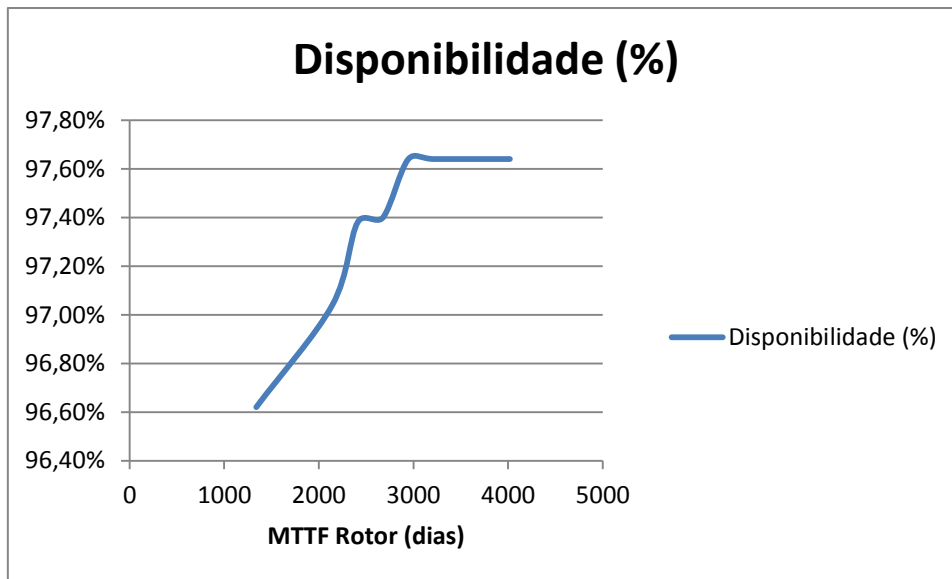


Figura 26 - MTTF Rotor vs Disponibilidade (%)

MTTF Gearbox

O tempo médio de falha da *gearbox* para o cenário de custos de manutenção é de 2143 dias. Nas Figuras 27 e 28, tal como aconteceu para o caso do rotor, observa-se que menores valores MTTF do Gerador incorrem em maiores custos anuais de manutenção e menor disponibilidade de produção de energia eólica.

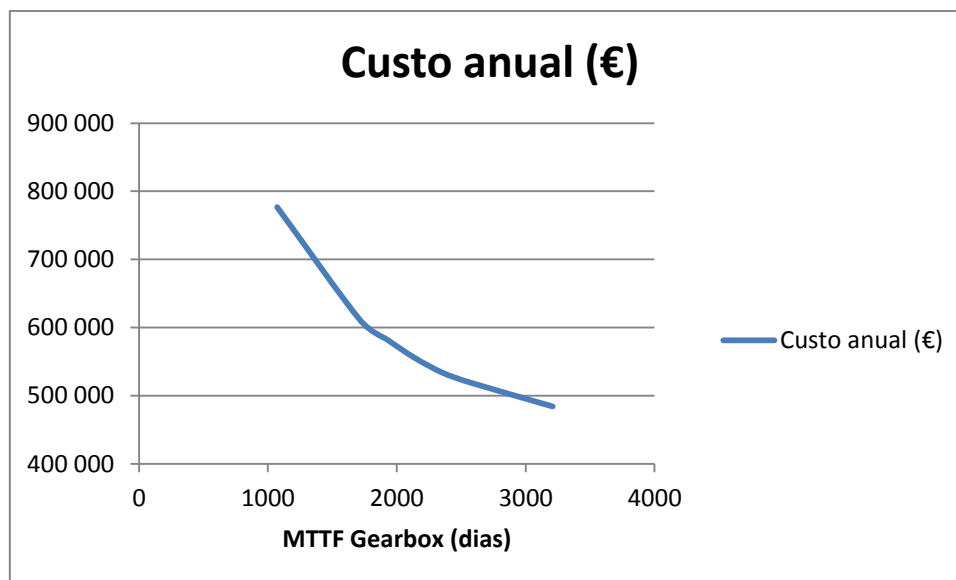


Figura 27 - MTTF Gearbox vs Custo Anual (€)

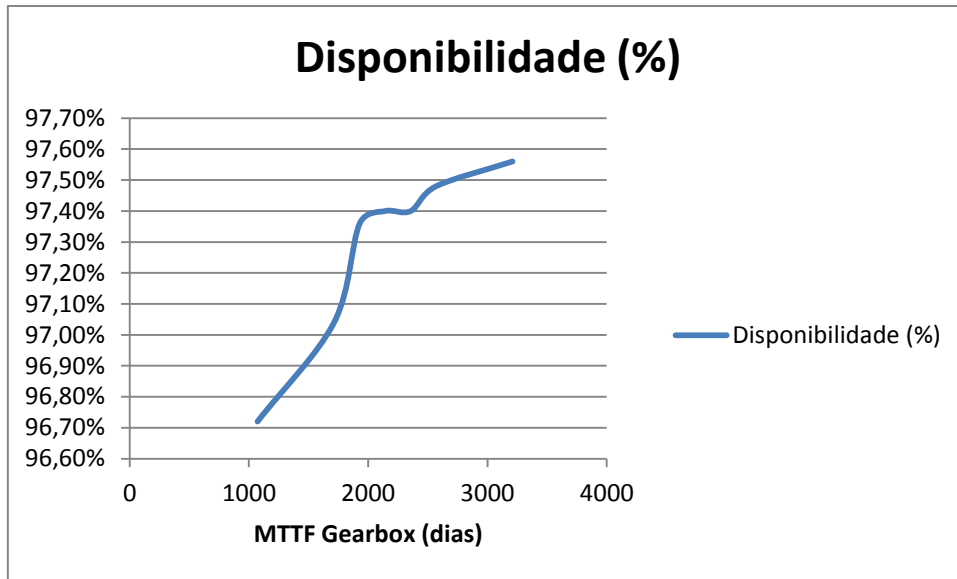


Figura 28 - MTTF Gearbox vs Disponibilidade (%)

MTTF Gerador

A relação entre o custo anual e os tempos médios de falha para o gerador tem a mesma tendência dos restantes, Figura 29. No entanto, a variação do MTTF causa menor impacto no custo anual, visto que o custo de reposição do gerador é bastante inferior ao do rotor e da *gearbox*.

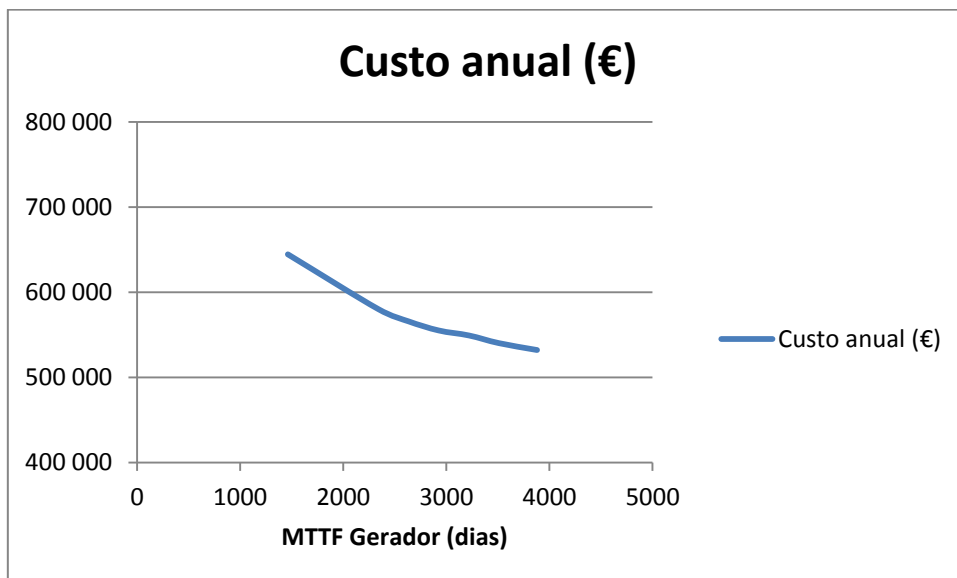


Figura 29 – MTTF Gerador vs Custo anual (€)

A relação entre MTTF do gerador e a disponibilidade tem a mesma tendência apesar da oscilação presente na Figura 30. A razão deste comportamento prende-se com facto da

manutenção do gerador e gearbox serem feitas pelo mesmo navio *crane*. Ou seja, se os dois equipamentos avariarem em simultâneo, o sistema irá estar mais tempo parado, refletindo-se na disponibilidade do sistema.

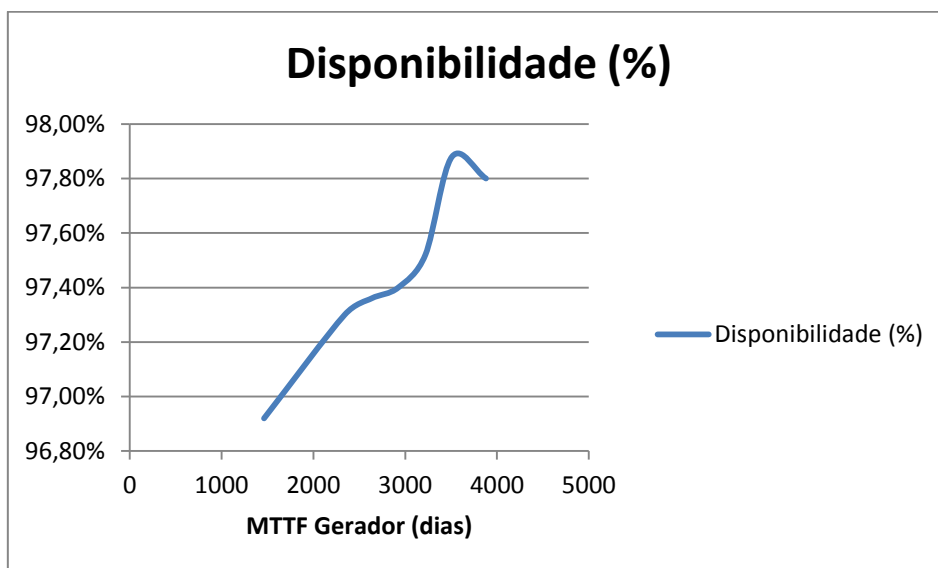


Figura 30 – MTTF Gerador vs Disponibilidade (%)

MTTF Pitch

O tempo médio de falha do equipamento *pitch* está diretamente relacionado com as operações do navio *supply*. Os custos de manutenção para o *pitch* variam principalmente no número de turnos realizados pela equipa de manutenção. Na Figura 31, observa-se a algumas oscilações de valores para o custo total anual de manutenção em cada MTTF do *Pitch*.

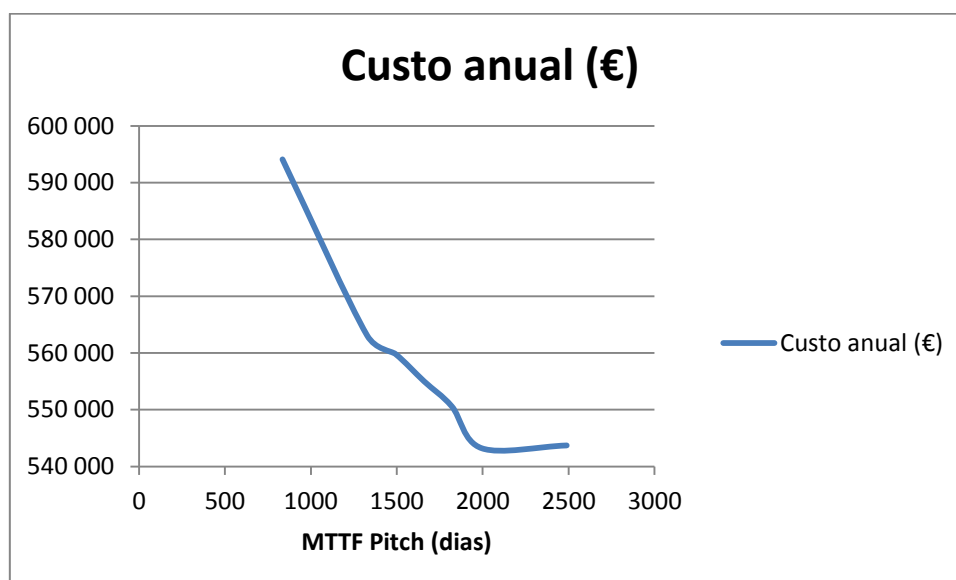


Figura 31 - MTTF *Pitch* vs Custo anual (€)

A disponibilidade tem uma tendência mais influente, já que a diminuição do tempo médio de falha faz com que existam mais falhas do durante o ciclo de vida no projeto. Na Figura 32,

pode-se observar esta influência apesar de valor disponibilidade estagnar para 97,8% , a partir dos 2000 dias de MTTF.

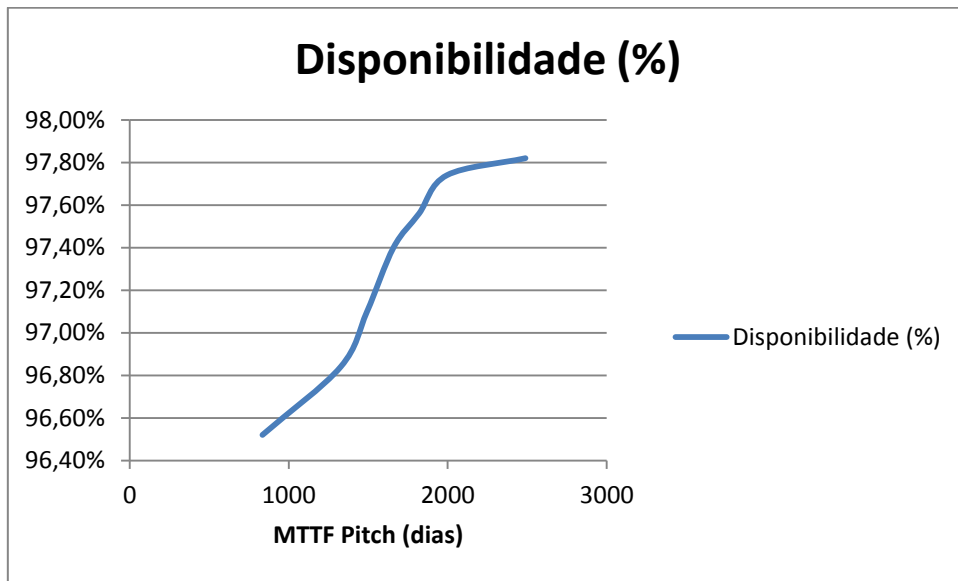


Figura 32 – MTTF *Pitch* vs Disponibilidade (%)

MTTR Rotor

O tempo médio de reparação do rotor acaba por ter influência nos indicadores do sistema, apesar das oscilações que possam existir nestes modelos dinâmicos de quatro componentes. O custo anual de manutenção tem tendência em aumentar quanto maior for MTTR do Rotor, como se pode observar na Figura 33..

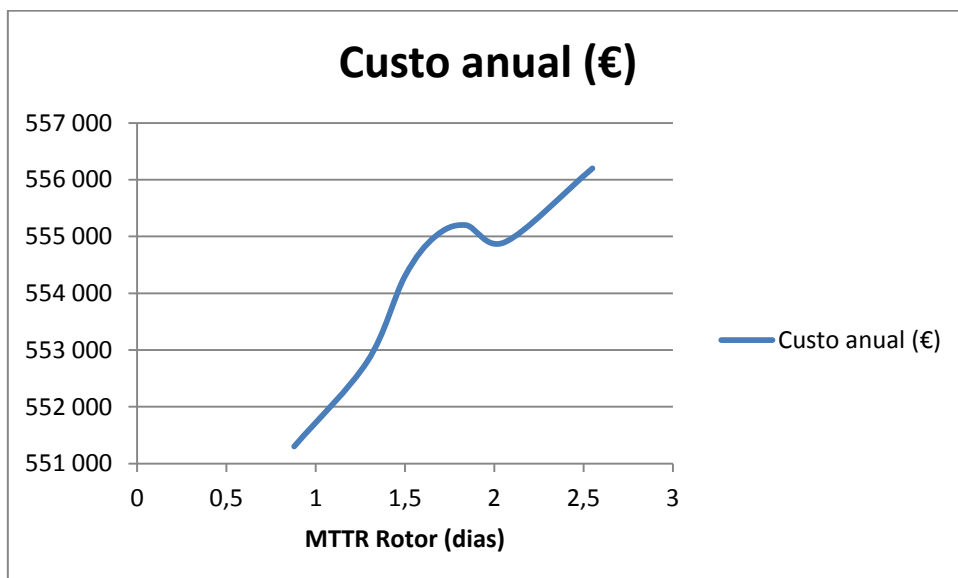


Figura 33 – MTTR Rotor vs Custo anual (€)

A disponibilidade do sistema é maior para menores de valores de MTTR, visto que as operações de manutenção são realizadas com maior rapidez, reduzindo assim o tempo de inatividade do sistema.

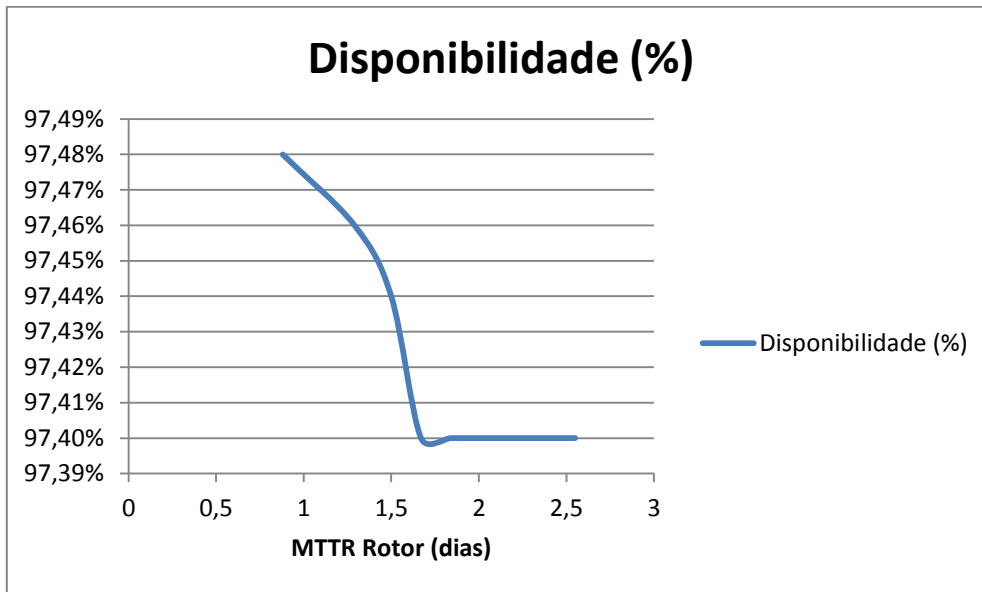


Figura 34 – MTTR Rotor vs Disponibilidade (%)

MTTR Gearbox

O tempo médio de reparação da *gearbox* apresenta uma tendência semelhante ao MTTR do rotor face ao indicador custo anual, ou seja quanto maior for o MTTR Gearbox maior será o custo total de manutenção.

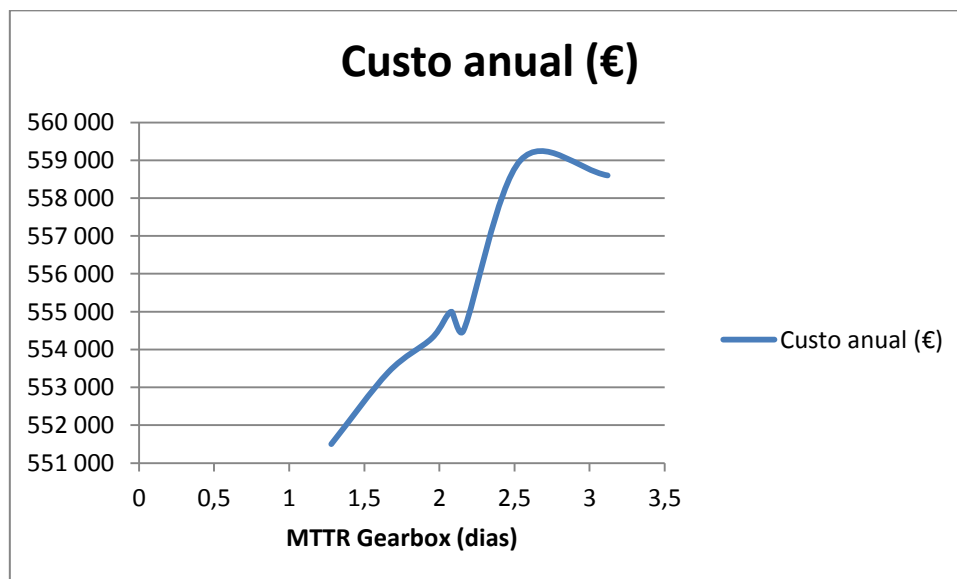


Figura 35 – MTTR Gearbox vs Custo anual (€)

A disponibilidade é um fator muito oscilante consoante os valores de MTTR de equipamento *gearbox*. Apesar desta oscilação justificado pelo dinamismo do sistema, percebe-se através da Figura 36, que a disponibilidade é maior quanto menor for o tempo médio de reparação da *gearbox*. No MTTR das componentes *gearbox* e gerador registam-se maiores oscilações dos indicadores, justificado pela facto de existir um único navio *crane* na reposição destas duas componentes.

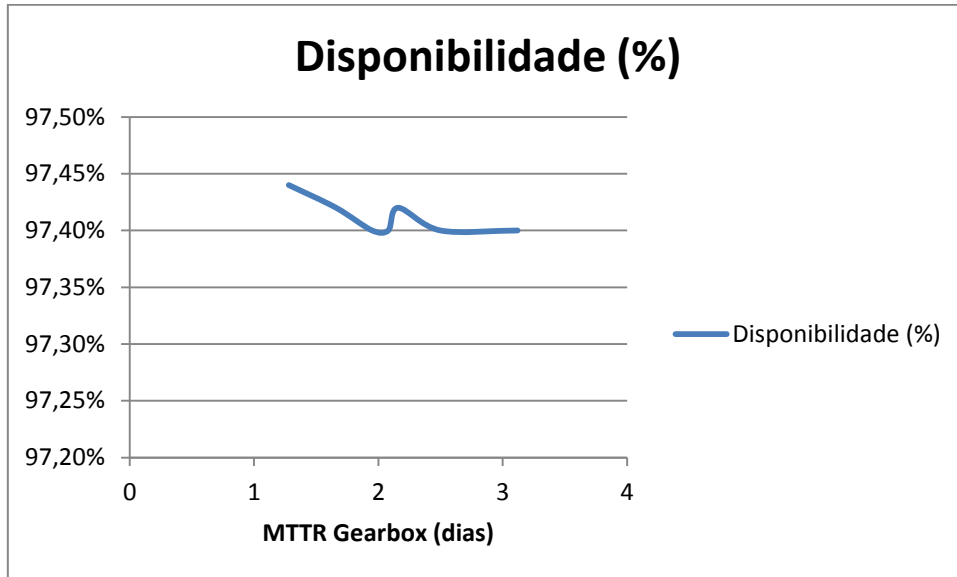


Figura 36 – MTTR da Gearbox vs Disponibilidade (%)

MTTR Gerador

À semelhança dos casos anteriores, o aumento do tempo médio de reparação do gerador faz aumentar ligeiramente o custo anual de manutenção, com exceção de um pico ilustrado na Figura 37.

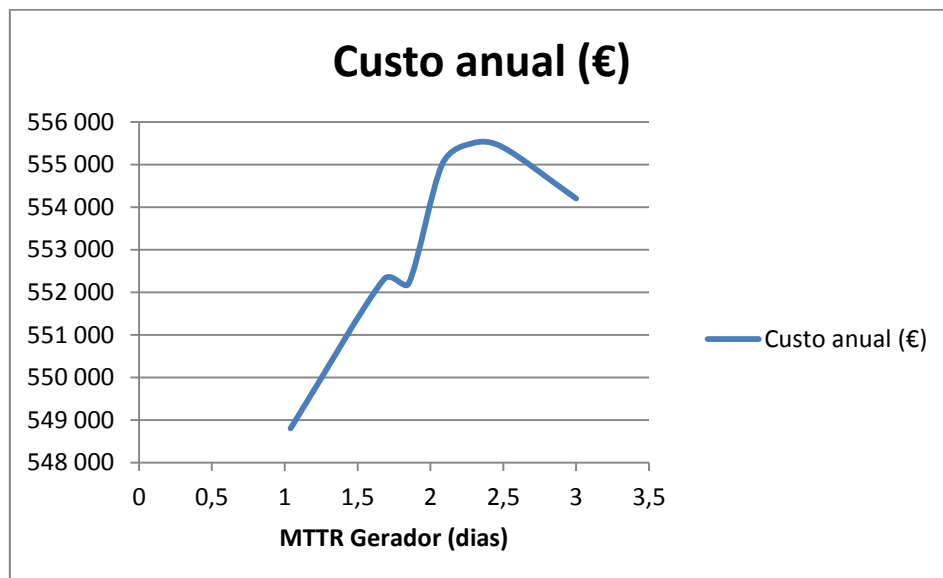


Figura 37 – MTTR da Gerador vs Custo anual (€)

A disponibilidade do sistema apresenta uma tendência estritamente decrescente quanto maior for o tempo médio de reparação, representando na Figura 38.

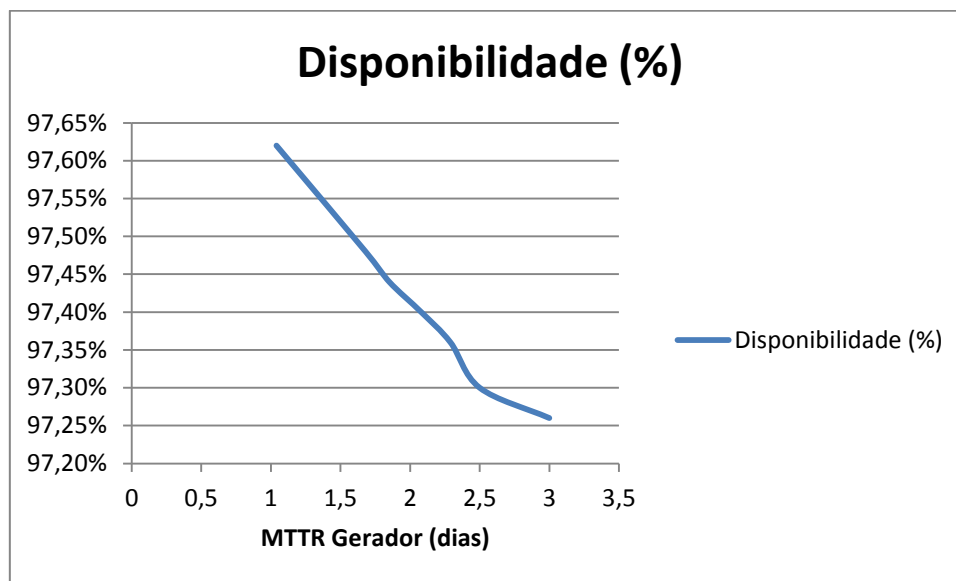


Figura 38 – MTTR do Gerador vs Disponibilidade (%)

MTTR Pitch

O tempo médio de reparação do *pitch* é relativamente baixo, ou seja, a operação de reposição deste equipamento é rápida, não tendo muito influência no custo anual de manutenção e disponibilidade. Apesar de não apresentar grande impacto nos indicadores do projeto, não foi possível obter um estudo paramétrico, visto que existem muitas oscilações de valores justificadas pela incerteza e dinamismo do sistema.

Conclusões dos estudos paramétricos

O estudo paramétrico para o MTTF e o MTTR de cada elemento da turbina permitiu validar as tendências dos mesmos para os indicadores de disponibilidade e custo anual de manutenção. Quanto maior for parâmetro MTTF, maior é o valor de disponibilidade e menor é custo anual de manutenção, visto que as componentes falham menos vezes durante o atividade do projeto, implicando menor custo de reposição de equipamento.

Por sua vez, o aumento do parâmetro MTTR faz diminuir a disponibilidade e aumentar o custo anual de manutenção, já que a tempo em operação de manutenção do equipamento é maior, implicando mais turnos da equipa de manutenção e maior tempo de inatividade da turbina.

4.3 – Viabilidade do projeto para o cenário base

Depois de desenvolvido o modelo para o cenário base procede-se ao cálculo da viabilidade do projeto, tendo em conta os indicadores já referidos como o Valor Atual Líquido (VAL), Taxa Interna de Rendibilidade (TIR) e o *Payback*, presentes na Tabela 20.

Tabela 20 – Indicadores de viabilidade para o cenário base

Indicador de viabilidade	Valor	Unidades
TIR	13,01	%
VAL	1 205 885	€
Payback	8	Anos

O valor da TIR obtido no limite da aceitabilidade do investidor para um projeto eólico *offshore*, uma vez que a taxa de atualização pode variar entre 8-15 %.

Apesar do valor atual líquido ser positivo, o investimento neste parque eólico não é muito atrativo para o investidor, uma vez que a recuperação do investimento demora 8 anos e existe um risco elevado em investir num projeto com uma TIR que se encontra no intervalo das taxas de mercado para as tecnologias *offshore*.

Não era esperado um elevado desempenho financeiro grandes resultados indicadores de viabilidade para um projeto de pequena dimensão. Os parques eólicos de grande dimensão permite atenuar o efeito dos grandes investimentos, reduzindo assim o custo por energia do projeto (Sun *et al.*, 2012).

Apesar do risco ser ainda elevado, os indicadores demonstram uma ligeira confiança nos projetos eólicos *offshore* de menor dimensão. Este resultado pode ser justificado pelo fator de escala do projeto, que neste caso está presente não no número de turbinas, mas sim na elevada potência da turbina de 5MW. Estas tecnologias apresentam maiores *capacity factors*, gerando mais energia e receitas, o que ajuda a compensar o maior investimento inicial na aquisição e montagem da turbina (KPMG, 2010).

4.4 – Viabilidade do projeto para o novo cenário de manutenção

A viabilidade financeira do projeto, foi recalculada substituindo no *cash-flow* os custos de operação e manutenção do cenário base pelos calculados por simulação Monte Carlo do Modelo de Petri desenvolvido. Também foi alterado o valor das receitas anuais dada a perda de disponibilidade obtida por simulação de Monte Carlo.

Os novos valores anuais para a receita e para os custos de operação e manutenção registam valores de 3.080.978€ e 555.000€, respectivamente. A análise financeira deste novo cenário foi realizada com os mesmos valores do cenário base, com exceção dos dois indicados.

A Tabela 21 apresenta os novos indicadores de viabilidade económica de projeto.

Tabela 21 - Indicadores de viabilidade do projeto para o novo cenário de manutenção

Indicador de viabilidade	Valor	Unidade
TIR	14,38	%
VAL	1 764 025	€
Payback	6	anos

Dada a redução dos custos de operação e manutenção resultantes da simulação Monte Carlo, era espectável o melhoramento dos indicadores financeiros do projeto. Acaba por ser um projeto mais atrativo para o investidor, uma vez que os valores de *Payback* e valor atual líquido são mais atrativos. No entanto, apesar do aumento da TIR, o risco de avançar com um projeto com uma TIR na gama das taxas de atualização 8-15%, usados em projetos eólicos *offshore*, ainda é elevado face às incertezas presentes neste tipo de projetos.

5- Conclusões finais

O objectivo desta dissertação foi realizar uma análise financeira de investimento num parque eólico offshore, através de um modelo de custos suportado por uma revisão de literatura (cenário base) e da modelação e simulação das operações de manutenção por meio de redes *Petri*.

O modelo de custos de ciclo de vida (LCC) permitiu obter um Valor Atual Líquido para o projeto de 1,2M€ para o cenário base. O projeto é rentável, no entanto arriscado, visto que o *Payback* é de 8 anos e a TIR tem um valor de 13,01%. As taxa de risco de projetos eólicos *offshore* podem ter valores entre 8 a 15%.

Os principais entraves da tecnologia da energia eólica *offshore* são os elevados custos de investimento, ao nível da turbina e da estrutura de suporte, e as incertezas referentes aos custos de operação e manutenção. A incerteza nos custos de operação e manutenção foi analisada através do desenvolvimento de modelos de simulação das atividades de manutenção que se têm de realizar após a falha dos elementos da turbina eólica.

Assim, foi desenvolvido um modelo de redes *Petri para o processo de falha e reparação da turbina*, que permitiu estimar por simulação de Monte Carlo os custos associados às atividades de manutenção e o valor de disponibilidade da turbina, tendo em conta a incerteza nos tempos de vida de cada componente da turbina e todos os aspectos logísticos envolvidos na sua reparação.

O modelo da manutenção da turbina permitiu obter um custo anual de 555000€ e 97,4% de disponibilidade. Com a realização de estudos paramétricos para os valores de MTTF e MTTR de cada componente foi possível perceber a influência destes nos indicadores de disponibilidade e custo anual de manutenção. A disponibilidade tende a aumentar e custo anual de manutenção tende a diminuir, quanto maior for o MTTF. Caso contrário acontece para o MTTR que tende a aumentar o custo de anual de manutenção e reduzir o valor de disponibilidade, quanto maior for este parâmetro.

No final, o risco do projeto foi ligeiramente atenuado quando foi recalculado os custos de manutenção para o novo cenário de manutenção, que permitiu obter um VAL superior de 1,7M€, justificado pela redução dos custos de manutenção. Neste projeto o *Payback* e a TIR foram de 6 anos e 14,38%, respectivamente. É de notar que apesar de se registar melhorias, a TIR ainda se encontra o limite de referência, uma vez que a incerteza é grande neste tipo de projetos.

Com este estudo percebeu-se que a rentabilidade de um parque eólico pode ser positiva dada ao avanço tecnológico das novas turbinas de grande capacidade, isto é a partir de 5 MW.

Para futuros projetos propõe-se utilizar o mesmo modelo de redes *Petri* em mais componentes do parque eólico como a estrutura de suporte e cabos elétricos, integrando-os em estratégias

de manutenção preventiva e corretiva, de modo a dar mais robustez ao modelo sem aumentar excessivamente a complexidade do sistema.

A grande complexidade das redes Petri é um entrave à sua utilização, na medida em que a introdução de mais turbinas iria gerar mais variáveis, um maior número de estados do sistema e mais interdependências nos elementos.

O fator de escala tem sido a principal aposta na rentabilização dos projetos, uma vez que as turbinas *offshore* dispõem de uma maior potência elétrica e diâmetro do rotor, trazendo assim, melhores condições para o aumento de produção de energia.

Referências

- 4C Offshore. (2015). *4C Offshore*. (4C Offshore) Retrieved Fevereiro 20, 2015, from WindFloat Phase 1: <http://www.4coffshore.com/windfarms/windfloat---phase-1-portugal-pt01.html>
- Akimoto, H., Tanaka, K., & Uzawa, K. (2011). Floating axis wind turbines for offshore power generation - a conceptual study. *IOPscience*, 6, 1-6.
- Banco de Portugal. (2009). *Estatísticas > Domínios estatísticos > Estatísticas cambiais > Taxas de referência diárias*. Retrieved Novembro 20, 2014, from Banco de Portugal: <https://www.bportugal.pt/pt-PT/Estatisticas/Dominios%20Estatisticos/EstatisticasCambiais/Documents/cambdia.xlsx>
- Barringer & Associates, Inc. (2003). *A Life Cycle Cost Summary*. Humble, Texas (EUA): ICOMS (International Conference of Maintenance Societies).
- Bilgili, M., Yasar, A., & Simsek, E. (2011). Offshore wind power development in Europe and its comparison with onshore. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15, 905-915.
- Black & Veatch. (2008). *Levelized Cost of Energy Calculation*. Retrieved Março 8, 2013, from http://www.efchina.org/csepupfiles/report/20112844913435.70772110666485.pdf/Levelized%20Cost%20of%20Energy%20Calculation_BV_EN.pdf
- Blonk, L. (2010, Maio 25). *Conceptual Design and Evaluation of Economic Feasibility of Floating Vertical Axis Wind Turbines*. Retrieved Abril 2, 2013, from <http://ebookbrowse.com/gdoc.php?id=212018323&url=3ae834207ec4368c1f41327c9ad8a57b>
- Brealey, R., & Myers, S. C. (2010). *Principles of Corporate Finance* (10^o ed.). Nova York: McGraw-Hill.
- BVG Associates. (2010). *A Guide to an Offshore Wind Farm*. The Crown Estate.
- BWEA: Garrad-Hassan. (2009). *UK Offshore Wind: Charting the Right Course*. Londres: BWEA.
- Castro-Santos, L., González, S. F., & Diaz-Casas, V. (2013). Methodology to calculate mooring and anchoring costs of floating offshore wind devices. *X(11)*.
- Chen, L., Ponta, F., & Lago, L. (2011). Perspectives on innovative concepts in wind-power generation. *Energy for Sustainable Development*, 15, 398-410.
- Da, Z., Xiliang, Z., Jiankun, H., & Qimin, C. (2011). Offshore wind energy development in China: Current status and future perspective. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15, 4673-4684.

- Damodaran, A. (2001). *Corporate Finance: Theory and Practice* (2^o ed.). John Wiley and Sons, Ltd.
- Dutuit, Y., Châtelet, E. Signoret, J. P. and Thomas, P. (1997). Dependability modelling and evaluation by using stochastic Petri nets: application to two test cases. *Reliability Engineering & System Safety*, 55(2), 117-124.
- Edwards, I. (2011). *Overcoming Challenges for the Offshore Wind Industry and Learning from the Oil and Gas Industry*. Power Cluster.
- Entec UK Ltd . (2006). Cost estimation methodology: the Marine Energy Challenge approach to estimating the cost of energy produced by marine energy systems. 2006.
- Esteban, M., Diez, J., López, J. S., & Negro, V. (2010). Why offshore wind energy?
- EWEA. (2012). *Wind in power: 2011 European statistics*. The European Wind Energy Association.
- EWEA. (2013). *European Wind Energy Association*. Retrieved from www.ewea.org: <http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/statistics/Factsheets.pdf>
- Feng, Y., Tavner, P., & Long, H. (2010). Early experiences with UK round 1 offshore wind farms. *Energy*, 164(4), 167-181.
- González, J., Payán, M., & Santos, J. (2013). Optimum design of transmissions systems for offshore wind farms including decision making under risk. *Renewable Energy*, 59, 115-127.
- Green, R., & Vasilakos, N. (2011). The economics of offshore wind. *Energy Policy*, 39, 496-502.
- Greenacre, P., Gross, R., & Heptonstall, P. (2010). *Great Expectations: The cost of offshore wind in UK waters - understanding the past and projecting the future*. Londres: UKERC - UK Energy Research Centre.
- Hunter, P. C. (2009). *Multi-Megawatt Vertical Axis Wind Turbine*. Retrieved Março 20, 2013, from http://www.gl-group.com/pdf/11_VertAx_HOW_Conf-2009.pdf
- Kaldellis, J. K., & D.Zafirakis. (2011). The wind energy (r)evolution: A short review of a long history. *Renewable Energy*, 36, 1887-1901.
- Kempton, W., Pimenta, F. M., Veron, D. E., & Colle, B. A. (2010). Electric power from offshore wind via synoptic-scale interconnection. *PNAS*, 107, 7240–7245.
- KPMG. (2010). *Offshore Wind in Europe - Market Report*.
- Lefebvre, S., & Collu, M. (2012). Preliminary design of a floating support structure for a 5 MW offshore. *Ocean Engineering*, 40, 15-26.

- Levitt, A. C., Kempton, W., Smith, A. P., Musial, W., & Firestone, J. (2011). Pricing offshore wind power. *Energy Policy*, 39, 6408-6421.
- Lewis, E. (1994). *Introduction to Reliability Engineering*. Illinois: John Wiley & Sons, Inc.
- Lozano-Minguez, E., Kolios, A., & Brennan, F. (2011). Multi-criteria assessment of offshore wind turbine support structures. *Renewable Energy*, 36, 2861-2837.
- Maciel, J. G. (2010, Maio). *The Windfloat Project (EDP Inovação)*. Retrieved Fevereiro 21, 2013, from http://wavec.org/client/files/11_Joao_Maciel.pdf
- Maciel, J. G. (2012). Projeto WindFloat. Lisboa: XIX Congressos da Ordem de Engenheiros.
- Marsh, G. (2009, Janeiro/Fevereiro). Turbine innovations at BWEA30. *EU wind focus*, pp. 54-57.
- Matos, F., Sousa, J., & Mendes, V. (2005). Os Certificados Verdes: Promoção das Energias Renováveis no Espaço Ibérico. Portalegre.
- Musial, W., & Ram, B. (2010). *Large-Scale Offshore Wind Power in the United States - Assessment of Opportunities and Barriers*. NREL - National Renewable Energy Laboratory.
- Negrea, I., Dragusin, G., Merlusca, I., & Mogan, P. (2007, Agosto 21). Energy Management in a Hybrid Energy System using the Simulation Program Matlab and the LCC (Life Cycle Cost) Method. *IEEE International Workshop on Soft Computing Applications*, pp. 217-220.
- OECD. (2005). *Projected Costs of Generating Electricity*. Paris: IEA, OECD, NEA.
- Offshore-Windenergie. (2012). *Grid connection*. Retrieved Abril 4, 2013, from <http://www.offshore-windenergie.net/en/technology/grid-connection>
- Oliveira, W. S., & Fernandes, A. J. (2011). Economic Feasibility Applied to Wind Energy Projects. *International Journal of Emerging Sciences*, 4, 659-681.
- Park, C. (2012). *Fundamentals of Engineering Economics (3rd Edition)*. Prentice Hall.
- Principle Power. (2011). *Principle - renewable energy delivered*. Retrieved Fevereiro 25, 2013, from <http://www.principlepowerinc.com/images/PrinciplePowerWindFloatBrochure.pdf>
- Rademakers, L., & Braam, H. (2002). O&M Aspects of the 500MW Offshore Wind Farm at NL7 (80*6 MW Turbines).
- REpower Systems AG. (2014, Outubro). *REpower5MW*. Retrieved Fevereiro 2015, from REpower5MW: www.repower5m.com

- Santos, F., Teixeira, Â. P., & Guedes Soares, C. (2013a). Maintenance Planning of an offshore wind turbine using stochastic Petri nets with Predicates, *Proc. 32nd Int. Conf. on Ocean, Offshore and Arctic Engineering (OMAE2013)Nantes, France, Paper OMAE2013-11639*.
- Santos, L. C., García, G. P., & Casas, V. D. (2013b). Methodology to study the life cycle cost of floating offshore wind farms. *In: Proceedings of the 10th Deep Sea Wind R&D Conference. Trondheim, Norway, pp. 179–186*.
- Santos, L. C., García, G. P., Costa, P., & Estanqueiro, A. (2013c). Methodology to design an economic and strategic offshore wind energy Roadmap in Portugal. *In: Proceedings of the SINTEF, 10th Deep Sea Wind R&D Conference. Trondheim, Norway, pp. 168–176*.
- Seanergy 2020. (2012). *Delivering offshore electricity to the EU*. EWEA, Freelance proofreader.
- Short, W., Packey, D. J., & Holt, T. (1995). *A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies*. Springfield: National Renewable Energy Laboratory.
- Siemens AG. (2011). *Siemens Wind Power - Proven Technology*. Retrieved Fevereiro 7, 2013, from www.siemens.com/wind
- Soares, J. O., Fernandes, A. V., Março, A. A., & Marques, J. P. (2007). *Avaliação de Projectos de Investimento na Óptica Empresarial (2º ed.)*. Lisboa: Edições Sílabo.
- Staffell, I. (2012). *Wind Turbine Power Curves*. London: Imperial College London, UK.
- Sun, X., Huang, D., & Wu, G. (2012). The current state of offshore wind energy technology development. *Energy, 41*, 298-312.
- Tarelko, W. (2012). Installation vessels of offshore wind farms and their take-off systems. Gdynia (Polónia): Gdansk University of Technology.
- Teixeira, A., & Guedes Soares, C. (2009). Modelação e Análise da Disponibilidade de Produção de Sistema por Redes Petri Estocásticas. *Riscos Industriais e Emergentes, C. Jacinto C. Teixeira A. P. e Antão P. Guedes Soares, (Editores), Edições Salamandra, Lda., Lisboa, Vol. 1, 409-426*
- Thomsen, K. E. (2012). *Offshore Wind: A Comprehensive Guide to Successful Offshore Wind Farm Installation*. Oxford (EUA): Elsevier Inc.
- TOTAL (2014), GRIF 2014, Petri Nets with predicates, User Manual, TOTAL, Version 31 March 2014, <http://grif-workshop.com/grif/petri-module/> .
- Walford, C. (2006). *Wind Turbine Reliability Understanding and Minimizing Wind Turbine Operation and Maintenance Costs*. Albuquerque (USA): Sandia National Laboratories.

Weaver, T. (2012). Financial appraisal of operational offshore wind energy projects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16, 5110-5120.

Zio, E. (2009). Reliability engineering: Old problems and new challenges. *Reliability Engineering & System Safety*, 94(2), 125-141.

Anexos

A. Curva de Potência/ Cálculo da Energia Produzida

Vento (m/s)	Energia Produzida (kW)	Probabilidade f.d Weibull	Energia x Probabilidade (kW)
0	0	0,00%	0,00
1	0	2,13%	0,00
2	0	4,12%	0,00
3	0	5,85%	0,00
4	141	7,24%	10,20
5	343	8,21%	28,17
6	636	8,76%	55,70
7	1067	8,88%	94,80
8	1615	8,64%	139,58
9	2289	8,10%	185,41
10	3166	7,34%	232,33
11	3984	6,44%	256,64
12	4748	5,49%	260,60
13	4978	4,55%	226,28
14	4999	3,66%	183,09
15	5000	2,87%	143,68
16	5000	2,20%	109,85
17	5000	1,64%	81,87
18	5000	1,19%	59,52
19	5000	0,84%	42,22
20	5000	0,58%	29,23
21	5000	0,40%	19,76
22	5000	0,26%	13,04
23	5000	0,17%	8,41
24	5000	0,11%	5,29
25	5000	0,07%	3,26
26	5000	0,04%	1,96
27	5000	0,02%	1,15
28	5000	0,01%	0,66
29	5000	0,01%	0,37
30	5000	0,00%	0,20

B. Cash-flow do projeto base

Ano	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Demonstração de resultados																					
Receitas		3099957	3099957	3099957	3099957	3099957	3099957	3099957	3099957	3099957	3099957	3099957	3099957	3099957	3099957	3099957	3099957	3099957	3099957	3099957	3099957
Custos		677000	677000	677000	677000	677000	677000	677000	677000	677000	677000	677000	677000	677000	677000	677000	677000	677000	677000	677000	677000
Depreciações (equipamento)	11302000																				
EBIT		1857857	1857857	1857857	1857857	1857857	1857857	1857857	1857857	1857857	1857857	1857857	1857857	1857857	1857857	1857857	1857857	1857857	1857857	1857857	1857857
Pagamento de juros		705157	673450	640031	604807	567681	528550	487306	443835	398016	349724	298823	245174	188628	129028	66210					
EBT		1152700	1184407	1217826	1253050	1290176	1329307	1370651	1414022	1459841	1508133	1559034	1612683	1669229	1728829	1791647	1857857	1857857	1857857	1857857	1857857
Pagamento de impostos		345810	355322	365348	375915	387053	398792	411165	424207	437952	452440	467710	483805	500769	518649	537494	557357	557357	557357	557357	557357
Resultado Líquido		806890	829085	852478	877135	903123	930515	959386	989815	1021888	1055693	1091324	1128878	1168460	1210180	1254153	1300500	1300500	1300500	1300500	1300500
Cash Flow																					
Resultado Líquido		806890	829085	852478	877135	903123	930515	959386	989815	1021888	1055693	1091324	1128878	1168460	1210180	1254153	1300500	1300500	1300500	1300500	1300500
Depreciação		565100	565100	565100	565100	565100	565100	565100	565100	565100	565100	565100	565100	565100	565100	565100	565100	565100	565100	565100	565100
Resultado Líquido + Depreciações		1371990	1394185	1417578	1442235	1468223	1498615	1524486	1554915	1586988	1620793	1656424	1693978	1733560	1775280	1819253	1865600	1865600	1865600	1865600	1865600
Investimento Inicial																					
Custo de desmantelamento																					
Empréstimo		13058465																			
Retorno de capital			-587169	-618876	-652295	-687519	-724645	-763776	-805020	-848491	-894309	-942602	-993502	-1047152	-1103698	-1163297	-1226115				
Net Cash Flow	-5596485	784821	775309	765283	754716	743578	731839	719466	706425	692679	678191	662921	646826	629863	611983	593137	1865600	1865600	1865600	1865600	1865600
																					65600
																					-1800000

C. Redes Petri para as componentes gerador, gearbox e pitch

