



Dissertação

Mestrado em Engenharia de Energia e Ambiente

Avaliação da implementação da energia eólica *offshore* em Cabo Verde

Djéniffa Evelise Monteiro Semedo

Leiria, março de 2018



Dissertação

Mestrado em Engenharia de Energia e Ambiente

Avaliação da implementação da energia eólica *offshore* em Cabo Verde

Djéniffa Evelise Monteiro Semedo

Dissertação de Mestrado realizada sob a orientação do Doutor Pedro José Franco Marques, Professor Adjunto da Escola Superior de Tecnologia e Gestão do Instituto Politécnico de Leiria.

Leiria, março de 2018

Agradecimento

Primeiramente agradeço a Deus pela vida e por me ter permitido alcançar este grande objetivo.

Agradeço ao meu orientador, Professor Doutor Pedro José Franco Marques, pelo incentivo, disponibilidade, ajuda, paciência e compreensão que sempre demonstrou na elaboração da minha dissertação.

À minha mãe Graziela Monteiro e à minha tia Filomena Monteiro por me terem ensinado a lutar sempre pelos meus sonhos, por me terem permitido viver esta experiência e por terem sempre acreditado em mim, não tenho palavras para agradecer.

À minha família em geral, aos meus irmãos Emeline Semedo, Zeuga Semedo e Ângelo Semedo que sempre estiveram ao meu lado, à minha tia Ângela Gonçalves que me acompanhou durante todo o meu percurso acadêmico e que sempre se mostrou disponível a ajudar no que fosse preciso, e à minha avó Serafina Monteiro que sempre torceu muito por mim.

Aos meus colegas e amigos de longa data e também aos novos que conheci durante este percurso, em especial à Eunices Martins que mesmo longe nunca deixou de estar presente e sempre me incentivou a não desistir, à Venicy Brito por todo apoio e motivação que sempre me demonstrou e também ao Rafael Sanches que foi o meu suporte, apresentando sempre uma palavra de encorajamento nas horas mais difíceis e com o qual tenho partilhado as mesmas metas nos últimos anos, muito obrigada pelo companheirismo.

Agradeço também à instituição de Ensino Superior de Tecnologia e Gestão que me acolheu da melhor forma ao longo de todos esses anos e pelos recursos facultados que viabilizaram a realização deste estudo.

Por último, mas não menos importante agradeço ao senhor Eduardo Alberto Nascimento Gomes por toda a ajuda e paciência com que teve comigo, pois se não fosse por si não teria conseguido algumas das informações que foram cruciais para a execução desta dissertação.

Um muito obrigado a todos que de forma direta ou indiretamente permitiram a finalização desta etapa.

Resumo

Esta dissertação incide sobre a avaliação da implementação da energia eólica *offshore* em Cabo Verde.

Ao longo dos anos tem havido um crescimento exponencial da procura da energia. As evoluções contínuas das tecnologias levam com que a dependência da sociedade atual relativamente aos combustíveis de longo ciclo de regeneração seja cada vez maior.

As energias renováveis são essenciais para a redução da dependência dos recursos fósseis, contribuindo também para a diminuição do efeito de estufa. O setor eólico *offshore* é um dos setores de energias renováveis que tem conquistado muito o interesse dos investidores e governantes, apesar dos seus investimentos serem mais dispendiosos do que os investimentos *onshore*. Devido à falta de experiência das empresas, existe uma incerteza relativamente ao investimento, o que faz com que os parques eólicos *offshore* sejam uma área de negócio inovadora e que exige grandes recursos organizacionais associados frequentemente a grandes empresas do setor da energia.

Sendo Cabo Verde um país pobre e muito dependente dos combustíveis fósseis, a energia eólica *offshore*, poderá ser uma boa solução para contornar esta dependência, pois o país apresenta uma forte capacidade de exploração no setor eólico. Por outro lado, é necessário analisar bem esta aposta devido ao alto investimento exigido nesse tipo de energia, que poderá não ser viável, já que o país depende muito das ajudas externas.

Para a realização deste estudo foi utilizado o *software* HOMER® Energy para o tratamento dos dados.

No final do estudo foi verificou-se que a inclusão do parque eólico offshore representa uma mais valia para o sistema elétrico da ilha de Santiago, já que vai permitir atenuar a produção da energia através de fontes térmicas, aumentando consequentemente a fração renovável na ilha.

Palavras-chave: energia eólica *offshore*, HOMER®, energias renováveis.

Abstract

This dissertation focuses on the evaluation of the implementation of offshore wind energy in Cape Verde.

Over the years there has been an exponential growth in energy demand. The continuous evolution of technologies means that the dependence of the current society on long cycle regeneration fuels is increasing.

Renewable energies are essential for reducing dependence on fossil resources, also contributing to the reduction of the greenhouse effect. The offshore wind sector is one of the renewable energy sectors that has attracted interest from investors and rulers, despite their investments are more expensive than onshore investments. Due to the lack of business experience, there is uncertainty about investment, which makes offshore wind farms innovative and that requires large organizational resources often associated with large companies in the energy sector.

Cape Verde is a poor country that is very dependent on fossil fuels, offshore wind energy may be a good solution to overcome this dependence, because the country has a strong exploration capacity in the wind sector. On the other hand, it is necessary to analyze this better due to the high investment required in this type of energy, it may not be feasible, since the country depends a lot on foreign aid.

To execute this study the software HOMER Energy ® was used for the data processing.

At the end of the study it was verified that the inclusion of the offshore wind farm represents an added value for the electrical system of the Santiago island, since it will allow to attenuate the production of the energy through thermal sources, consequently increasing the renewable fraction in the island.

Keywords: offshore wind energy, HOMER®, renewable energy

Índice

1. Introdução.....	1
1.1 Considerações Iniciais	1
1.2 Evolução da Produção de Energia Eólica	4
1.2.1 Energia eólica <i>onshore</i>	4
1.2.2 Energia eólica <i>offshore</i>	6
1.3 Objetivo e Motivação.....	9
1.4 Estrutura da dissertação	9
2. Estado da arte.....	11
2.1 Recurso eólico <i>offshore</i> :	11
2.1.1 Cabo Verde.....	11
2.1.2 Resto de África.....	12
2.1.3 Europa	13
2.1.4 Resto do mundo.....	15
2.2 Estudos efetuados no passado	16
2.2.1 Cabo Verde.....	16
2.2.2 Resto de África.....	18
2.2.3 Europa	20
2.2.4 Resto do mundo.....	26
2.3 Tecnologias existentes para a energia eólica <i>offshore</i>	33
2.3.1. Fundações.....	33
2.3.2. Sistemas de Transmissão de Energia para Parques Eólicos <i>Offshore</i>	37
3. Metodologia.....	43
3.1. <i>Software</i>	43
3.2. LCOE – <i>Levelized Cost of Energy</i>	43
3.3. Caracterização do cenário em estudo.....	44
4. Caso de Estudo	49
4.1 Simulação de vários cenários.....	49
4.1.1 Cenário base	49
4.1.2 Cenário base com <i>offshore</i>	54
4.2. Análise dos resultados obtidos.....	59
4.2.1. Análise de sensibilidade	61
5. Conclusões e trabalho futuro	67

5.1. Conclusão.....	67
5.2. Trabalhos futuros	68
Bibliografia.....	70

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 – CAPACIDADE INSTALADA NO MUNDO EM 2014 - ENERGIAS RENOVÁVEIS [1].	1
FIGURA 2 – MORTES ATRIBUÍVEIS À POLUIÇÃO DO AR EM 2012 POR PAÍS [3].	3
FIGURA 3 – EVOLUÇÃO DO PREÇO DA ELETRICIDADE EM CABO VERDE (VALORES SEM IVA) [5].	4
FIGURA 4 – EVOLUÇÃO DAS TURBINAS EÓLICAS DESDE OS PRIMEIROS ESTÁGIOS DA EXPLORAÇÃO DA ENERGIA EÓLICA ATÉ O SURTO DA CALIFÓRNIA [7].	5
FIGURA 5 – CAPACIDADE GLOBAL DE ENERGIA EÓLICA E INCREMENTOS ANUAIS ENTRE OS ANOS 2005-2015 [8].	6
FIGURA 6 – CAPACIDADE ANUAL ACUMULADA DA POTÊNCIA EÓLICA OFFSHORE (2011-2015) [2].	7
FIGURA 7 – LONDON ARRAY - MAIOR PARQUE EÓLICO OFFSHORE DO MUNDO, SITUADO EM INGLATERRA [11].	8
FIGURA 8 – PRODUÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA EM SANTIAGO - 2008 A 2011 EM KWH [12].	12
FIGURA 9 – CAPACIDADE DE ENERGIA EÓLICA OFFSHORE INSTALADA EM 2015 - PARTE CUMULATIVA POR PAÍS [13].	14
FIGURA 10 – DISTRIBUIÇÃO DOS FABRICANTES DE TURBINAS EÓLICAS OFFSHORE EM 2015 – INSTALAÇÕES LÍQUIDAS ANUAIS (MW) [13].	15
FIGURA 11 – MELHOR CONFIGURAÇÃO SEGUNDO HOMER® [14].	17
FIGURA 12 – MAPA DE LOCALIZAÇÃO DO PONTO ONDE FOI PROPOSTO A CENTRAL EÓLICA OFFSHORE [17].	19
FIGURA 13 – DISTRIBUIÇÃO DE CUSTOS DE CADA ETAPA DO PROJETO DA TURBINA EÓLICA OFFSHORE [17].	20
FIGURA 14 – TRÊS DAS FUNÇÕES MAIS FRACAS E OS SEUS DESAFIOS POLÍTICOS [18].	21
FIGURA 15 – EXEMPLO DE UM EM CADA OITO CONJUNTOS DE ESCOLHA [21].	23
FIGURA 16 – CRESCENTE IMPORTÂNCIA DA ENERGIA EÓLICA NO MERCADO DA ELETRICIDADE ALEMÃO [23].	24
FIGURA 17 – CAPACIDADE EÓLICA OFFSHORE INSTALADA E EM PLANEAMENTO POR FABRICANTE, NO REINO UNIDO [24].	25
FIGURA 18 – FATORES RESULTANTES DA ANÁLISE ESTATÍSTICA [28].	27
FIGURA 19 – TIPOS DE FUNDAÇÕES [10].	33
FIGURA 20 – PROTÓTIPO DO PROJETO WINDFLOAT [36].	35
FIGURA 21 – PROTÓTIPO DO DEMOGRAV13 [38].	36
FIGURA 22 – CONFIGURAÇÃO DE UM PARQUE EÓLICO OFFSHORE COM UM SISTEMA DE TRANSMISSÃO EM HVAC NA LIGAÇÃO À TERRA [40].	38
FIGURA 23 – CONFIGURAÇÃO DE UM PARQUE EÓLICO OFFSHORE COM UM SISTEMA DE TRANSMISSÃO EM HVDC LCC [40].	39
FIGURA 24 – CONFIGURAÇÃO DE UM PARQUE EÓLICO OFFSHORE COM UM SISTEMA DE TRANSMISSÃO EM HVDC VSC [40].	41
FIGURA 25 – VALORES MÉDIOS DA RADIAÇÃO SOLAR NA ILHA DE SANTIAGO.	45
FIGURA 26 – VALORES MÉDIOS DA VELOCIDADE DO VENTO NA ILHA DE SANTIAGO.	45
FIGURA 27 – DIAGRAMA DE CARGAS TÍPICO.	46
FIGURA 28 – DIAGRAMA DE CARGAS TÍPICO ANUAL – VARIAÇÃO.	46
FIGURA 29 – CONFIGURAÇÃO DO CENÁRIO BASE DE ESTUDO NO HOMER®.	47
FIGURA 30 – DIAGRAMA DE CARGA ANUAL.	50
FIGURA 31 – VARIAÇÃO ANUAL DO VENTO (M/S).	51
FIGURA 32 – CENÁRIO BASE – RESULTADO MAIS FAVORAVEL.	51
FIGURA 33 – PRODUÇÃO MÉDIA MENSAL DE ELETRICIDADE.	52
FIGURA 34 – MATRIZ DA ENERGIA ELÉTRICA NA ILHA DE SANTIAGO.	53
FIGURA 35 – CUSTO DE CADA UM DOS COMPONENTES DO SISTEMA (€).	54

FIGURA 36 – CONFIGURAÇÃO DO CENÁRIO BASE + PARQUE EÓLICO OFFSHORE NO HOMER®.....	55
FIGURA 37 – CENÁRIO BASE + PARQUE OFFSHORE – RESULTADO MAIS FAVORÁVEL.	56
FIGURA 38 – PRODUÇÃO MÉDIA MENSAL DA ELETRICIDADE COM PARQUE EÓLICO OFFSHORE.....	57
FIGURA 39 – MATRIZ DA ENERGIA ELÉTRICA NA ILHA DE SANTIAGO COM O PARQUE EÓLICO OFFSHORE.	57
FIGURA 40 – CUSTO DE CADA UM DOS COMPONENTES DO SISTEMA DO PARQUE EÓLICO OFFSHORE (€).....	58
FIGURA 41 – A) GRÁFICO REPRESENTANDO O CENÁRIO BASE; B) GRÁFICO REPRESENTANDO CENÁRIO BASE + PARQUE EÓLICO OFFSHORE.....	60
FIGURA 42 – FRAÇÃO RENOVÁVEL VERSUS PREÇO DO DIESEL (€/L) E VELOCIDADE DO VENTO(M/S).	62
FIGURA 43 – CONSUMO DO DIESEL [L/ANO] VERSUS PREÇO DO DIESEL [€/L] E VELOCIDADE DO VENTO (M/S).....	63
FIGURA 44 – EMISSÃO DE CO ₂ [KG/ANO] VERSUS PREÇO DO DIESEL [€/L] E VELOCIDADE DO VENTO (M/S).	64
FIGURA 45 – NPC VERSUS PREÇO DO DIESEL [€/L] E VELOCIDADE DO VENTO (M/S).	65

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 – CAPACIDADE GLOBAL DE ENERGIA EÓLICA ONSHORE INSTALADA EM ÁFRICA (MW) [2].	13
TABELA 2 – INSTALAÇÕES EÓLICAS OFFSHORE NA CHINA NOS ANOS 2007-2015 [2].	16
TABELA 3 – COMPARAÇÃO DE CUSTOS DAS DIFERENTES CONFIGURAÇÕES DE PROJETO [15].	17
TABELA 4 – POTENCIAL DE ENERGIA EÓLICA OFFSHORE DE HONG KONG [29].	28
TABELA 5 – RESULTADOS OBTIDOS NA AVALIAÇÃO DE VELOCIDADE MÉDIA DO VENTO (M/S) [30].	29
TABELA 6 – RESULTADOS OBTIDOS NA AVALIAÇÃO DA DENSIDADE MÉDIA DA POTÊNCIA (W/M ²) [30].	29
TABELA 7 – POTENCIAL EÓLICO OFFSHORE TENDO EM CONTA DIFERENTES TIPOS DE TURBINAS EÓLICAS [32].	31
TABELA 8 – RESULTADOS DE SIMULAÇÃO DO CASO PADRÃO [35].	32
TABELA 9 – PRODUÇÃO ANUAL DE ENERGIA ELÉTRICA NA ILHA DE SANTIAGO, SEGUNDO RELATÓRIO DE ELECTRA [43].	48
TABELA 10 – REPARTIÇÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA NA ILHA DE SANTIAGO SEGUNDO O HOMER®.	49
TABELA 11 – COMPARAÇÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA NA ILHA DE SANTIAGO- SIMULAÇÃO/DADOS DA ELECTRA.	50
TABELA 12 – COMPARAÇÃO ENTRE OS CUSTOS DO CENÁRIO BASE E DO CENÁRIO BASE + PARQUE EÓLICO OFFSHORE.	59
TABELA 13 – EMISSÕES ANUAIS EM CADA UM DOS CENÁRIOS EM ESTUDO.	60

Lista de siglas e abreviatura

ASEA – *Allmänna Svenska Elektriska Aktiebolaget*

CA – Corrente Alternada

CAPEX – *capital expenditure*

CC – Corrente Continua

CO₂ – Dióxido de Carbono

CO_{2e} – Dióxido de carbono equivalente

D&D – *Dismantling and disposal*

ECV – Escudo cabo-verdiano

EDP – Energias de Portugal

Electra – Empresa de eletricidade e água

ENACOL – Empresa Nacional de Combustíveis S. A.

EUA – Estados Unidos da América

FIT – *Feed-in tariff*

GW – GigaWatt

hPA – HectoPascal

HVAC – *High Voltage AC transmission*

HVDC LCC – *High Voltage DC using Line Commutated Converts*

HVDC VSC – *High Voltage DC using Voltage Source Converters*

HOMER® – *Hybrid Optimization Model for Electric Renewables*

IGBT – *Insulated Gate Bipolar Transistor*

I&C – *Installation and commissioning*

I&D – Investigação e desenvolvimento

kVA – QuiloVolt-Ampère

kV – QuiloVolt

kW – QuiloWatt

LCOE – *Levelized Cost of Energy*

m – Metro

MILP – *Mixed-integer linear programming*

MW – MegaWatt

NE – Nordeste

NPC – *Net Present Cost*

O&M – *Operation and maintenance*

OPEX – *Operational Expenditure*

P&A – *Production and acquisition*

P&C – *Pre-development and consent*

PWM – *Pulse Width Modulation*

R&D – *Research and Development*

s – Segundo

SE – Sudeste

SFS – *Space Frame Structures*

SIT – Sistemas de Inovação Tecnológica

TIR – Taxa Interna de Rentabilidade

TLP – *Tension-Leg platform*

TW – TeraWatt

W – Watt

XLPE – *Cross-linked polyethylene*

1. Introdução

1.1 Considerações Iniciais

A questão energética é um dos grandes problemas que tem afetado o mundo. Atualmente a maior parte da energia usada no planeta é proveniente da queima de combustíveis fósseis que apresentam um grande potencial de destruição do meio ambiente, pois fazem com que a energia gerada seja altamente poluente.

É neste sentido, que governos de todo o mundo têm vindo a tomar medidas com o objetivo principal de atenuar os impactos negativos para o ambiente perante a produção de energia.

Em 2014, a capacidade de geração de energia renovável representou 1828 GW (Figura 1), comparativamente às centrais elétricas a gás com cerca de 1500 GW e às centrais elétricas a carvão com 1880 GW, a nível mundial. A energia hidroelétrica foi a energia renovável mais usada com uma potência de 1172 GW, seguida da energia eólica (com 370 GW) e da energia solar fotovoltaica (com 175 GW) [1].

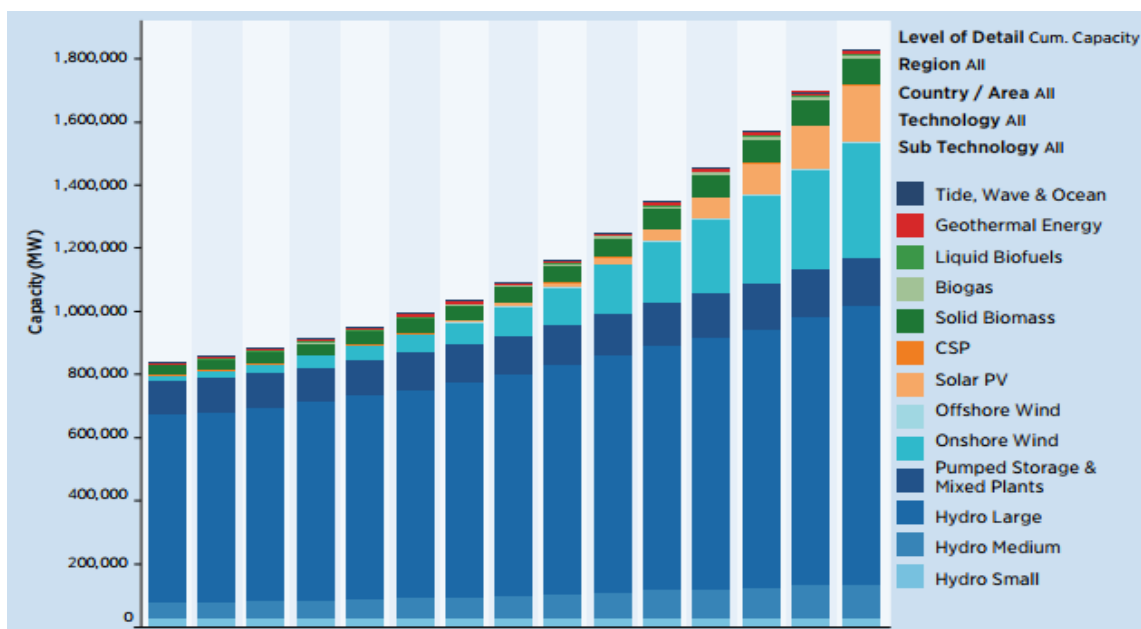


Figura 1 – Capacidade instalada no mundo em 2014 - Energias Renováveis [1].

A energia eólica é um tipo de energia bastante consistente ao longo de intervalos anuais, mas apresenta variações significativas em escalas de tempo curtas. Graças a este tipo de energia, em 2015 as emissões globais de CO₂ permaneceram estáveis, pelo segundo ano consecutivo, apesar do crescimento da economia mundial [2].

Devido à tendência de escassez do potencial eólico em terra (graças aos diversos projetos já executados), a energia eólica *offshore* surge cada vez com mais força, tendo já sido explorada em vários cantos do mundo. Os parques eólicos *offshore* são uma grande aposta, pois são menos intrusivos (relativamente às turbinas em terra), o tamanho e o ruído das turbinas são reduzidos devido a distância da costa, e o tempo de vida útil da turbina é maior, já que a turbulência do vento no mar é inferior devido à inexistência de barreiras, o que torna o potencial eólico em mar muito maior do que o potencial em terra. Em Cabo Verde não existem parques eólicos *offshore*, mas poderá ser uma boa aposta já que segundo o Conselho Mundial de Energia Eólica é um dos países que mais cresceu, em média, na utilização de energia eólica.

Cabo Verde foi classificado como um dos piores países lusófonos a nível da poluição. Segundo o relatório da poluição do ar disponibilizado pela OMS, em 2012 cerca de 2934 pessoas morreram em Cabo Verde devido à poluição do ar com doenças como o cancro do pulmão, acidente vascular encefálico, cardiopatia isquémica, doença pulmonar obstrutiva crônica e doenças respiratórias [3].

A poluição do ar tem afetado praticamente todos os países, sendo que em 2012, uma em cada nove mortes resultaram de condições relacionadas com a poluição atmosférica. Pode-se observar na Figura 2 que o continente mais afetado foi o continente asiático. Destas mortes, cerca de 3 milhões são atribuíveis unicamente à poluição atmosférica (ao ar livre) [3].

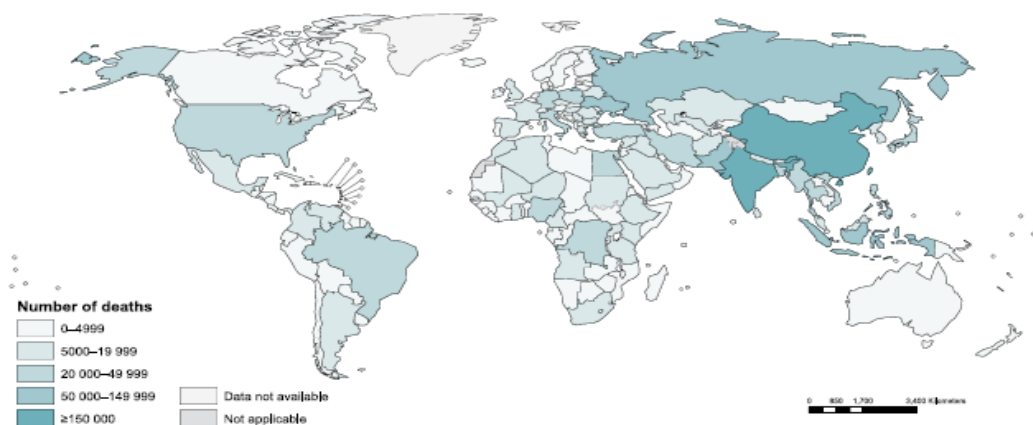


Figura 2 – Mortes atribuíveis à poluição do ar em 2012 por país [3].

É de extrema importância trabalhar de modo a reduzir a poluição, para se diminuir o número de mortes e para assim melhorar a qualidade de vida do povo cabo-verdiano.

O maior produtor de energia elétrica proveniente do vento em Cabo Verde é a empresa Cabeólica, que em 2009 iniciou a sua atividade. Relativamente ao mercado dos combustíveis que é a base da produção da eletricidade, encontra-se repartido em duas empresas privadas, sendo elas a ENACOL e a VIVO Energy. Este mercado é pequeno e subdivide-se em 9 mercados ainda mais reduzidos. Ainda que 90% das vendas se efetuem nas 4 ilhas nomeadamente São Vicente, Sal, Boavista e Santiago, é necessário abastecer as restantes 5 ilhas a um custo superior. Portanto não é surpresa o facto de a energia ter um preço elevado em Cabo Verde e que nos últimos anos só tem aumentado. Como exemplo temos o preço do kWh de eletricidade para o 2º escalão doméstico que aumentou 44% entre 2006 e 2012 (Figura 3) [4].

EVOLUÇÃO DO PREÇO DA ELETRICIDADE SETOR DOMÉSTICO (ECV/kWh)

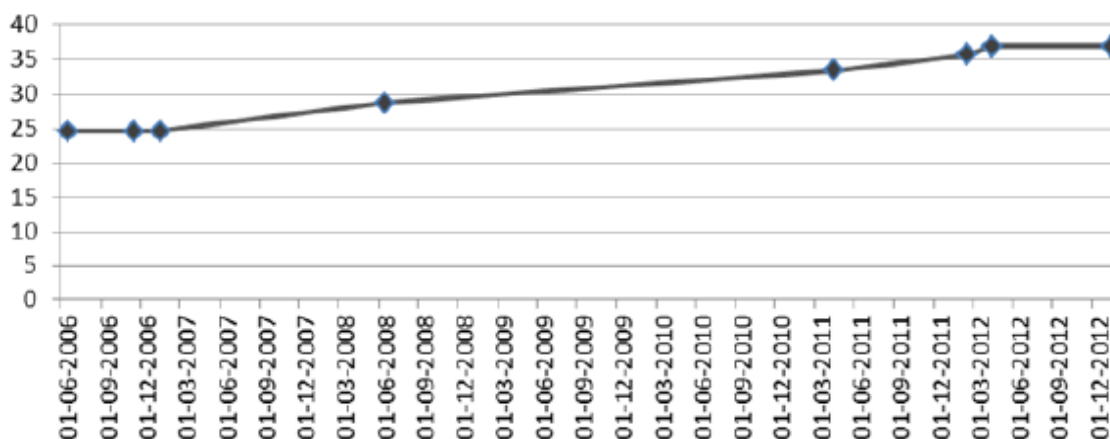


Figura 3 – Evolução do preço da eletricidade em Cabo Verde (valores sem IVA) [5].

Embora a implementação da energia eólica *offshore* tenha custos elevados e sendo que Cabo Verde é um país pobre, que depende de ajudas externas, vale a pena analisar a implementação desse tipo de energia renovável, que apresenta inúmeras vantagens e que é uma fronteira do desenvolvimento da energia eólica, pois poderá reduzir a dependência dos combustíveis fósseis do país.

1.2 Evolução da Produção de Energia Eólica

1.2.1 Energia eólica *onshore*

Desde a antiguidade, o homem tem aproveitado a energia eólica, sendo que inicialmente a conversão desta energia primária em energia mecânica, pela utilização de moinhos de vento, era realizada para fins agrícolas.

Os moinhos de vento tiveram origem no Médio Oriente no século VII. Na altura utilizavam-se eixos verticais para assim se aplicar o princípio de arrasto da energia do vento. Na Europa (mais precisamente na Inglaterra e na Holanda) os moinhos de vento foram introduzidos pelas Cruzadas na idade Média (século XI). Na época os moinhos incorporavam velas e eixos horizontais, e eram designadas de *sail windmill*. Mais tarde, com o desenvolvimento surgiram os *Post mills* e *Dutch windmills*, que eram usados essencialmente para bombear água utilizada no cultivo da terra [6].

Nos Estados Unidos da América (EUA), o desenvolvimento dos geradores eólicos foi inspirado no projeto de hélices de avião e nas asas monoplano.

Uma das referências mais importantes na história da energia eólica ocorreu com o envolvimento do governo dos EUA, após a crise do petróleo de 1973, na pesquisa e desenvolvimento de energia eólica. A evolução, no mercado comercial de aplicações domésticas e agrícolas (1 e 25 kW) para aplicações de energia eólica interligadas (50 e 600 kW), sucedeu-se entre os anos de 1973 e 1986 [7].

O primeiro arranque da penetração de energia eólica em larga escala sucedeu-se na Califórnia, onde mais de 16000 máquinas foram instaladas, com potências que variavam entre 20 e 350 kW (o que totalizava 1,7 GW) entre os anos de 1981 e 1990 (Figura 4) [7].

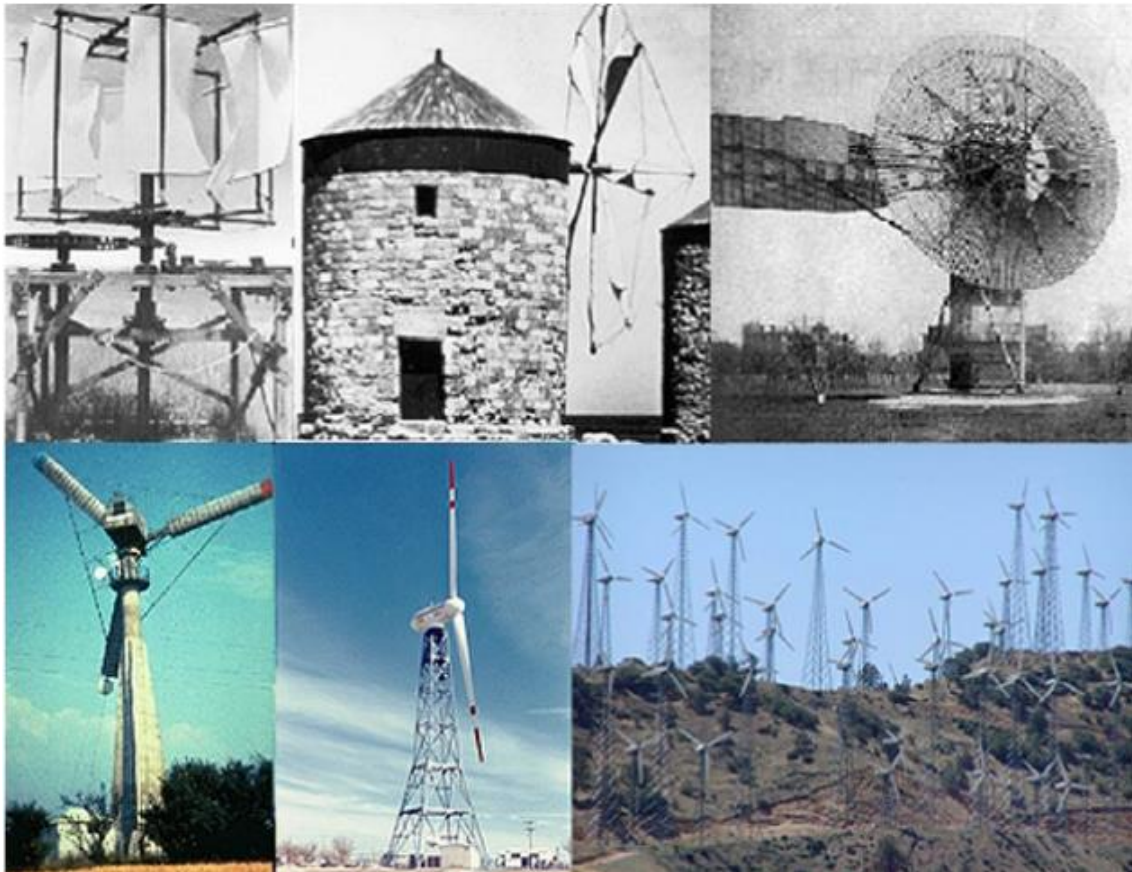


Figura 4 – Evolução das turbinas eólicas desde os primeiros estágios da exploração da energia eólica até o surto da Califórnia [7].

Hoje em dia, a energia eólica é essencialmente aproveitada com o objetivo de produzir eletricidade, sendo que para o efeito utilizam-se os aerogeradores.

Em 2015, a energia eólica foi a principal fonte de nova capacidade de geração de energia, não só na Europa como também nos EUA. A nível mundial, houve um recorde de 63 GW que foi agregado a 370 GW totalizando 433 GW [8].

A China representa a maior parte dessa nova capacidade adicionada, contudo novos mercados estão a desenvolver-se cada vez mais pelo mundo [8].

Na Figura 5, apresenta-se a evolução da energia eólica de 2005 a 2015, assim como os incrementos anuais.

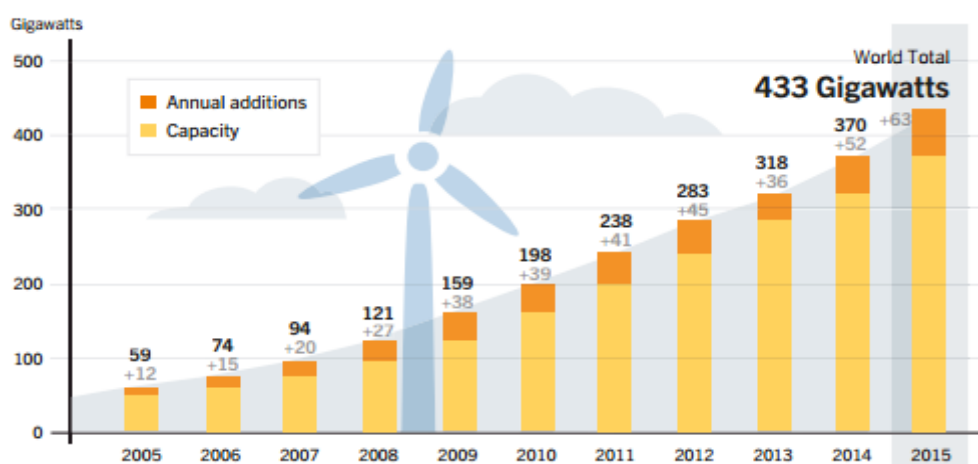


Figura 5 – Capacidade Global de Energia Eólica e incrementos anuais entre os anos 2005-2015 [8].

Pelo gráfico pode-se notar que ao longo da última década a potência instalada em parques eólicos *onshore* tem tido um crescimento significativo.

1.2.2 Energia eólica *offshore*

Não é de hoje que a fonte eólica-elétrica é a que tem apresentado maior crescimento a nível mundial. Contudo, devido às restrições ambientais e aos impactos sociais, tem havido uma redução no potencial eólico *onshore* surgindo o mar como alternativa para a expansão da energia eólica.

A primeira instalação de turbinas eólicas *offshore* estabeleceu-se no ano de 1990, na Suécia, onde foi instalada uma única turbina a 350 m da costa. Essa turbina apresentava uma capacidade de 220 kW, e encontrava-se apoiada numa estrutura tripé ancorada ao

fundo do mar, a uma profundidade de 6 m [9]. Já o primeiro parque eólico, foi construído em 1991 na Dinamarca, com o nome Vindeby, tendo sido desmantelado em 2017. O parque era composto por 11 aerogeradores de 450 kW, tinha uma capacidade de 4,95 MW, e localizava-se a 1,8 km da costa estando a 3m de profundidade [10].

Tem havido uma grande evolução na exploração da energia eólica *offshore* (Figura 6), não só a nível tecnológico como também na capacidade dos aerogeradores, no número e na dimensão dos parques eólicos.

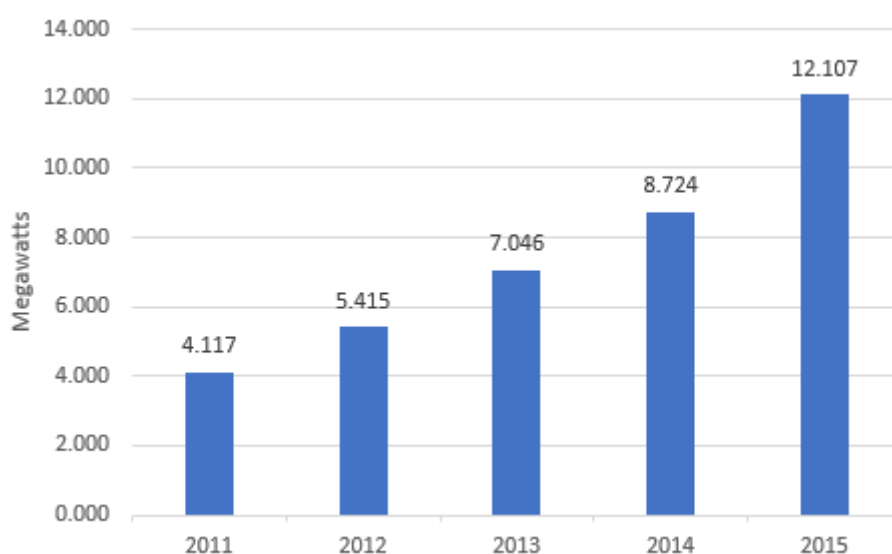


Figura 6 – Capacidade anual acumulada da potência eólica offshore (2011-2015) [2].

Atualmente, existem turbinas com capacidades superiores a 7 MW, como por exemplo a V164 – 8 MW, uma turbina eólica de três pás produzida pela Vestas capaz de produzir 216000 kWh num dia, sendo a maior turbina eólica existente. Estas turbinas enormes foram desenvolvidas especialmente para o setor *offshore*, pois existem limitações ambientais em terra.

A evolução no setor eólico *offshore* tem-se dado principalmente nos países do Norte da Europa, como o Reino Unido, a Dinamarca, passando também pela Bélgica, Alemanha e outros. Alguns países asiáticos como a China e o Japão começaram também a apostar fortemente nesta tecnologia.

O maior parque eólico *offshore* denomina-se de *London Array* e localiza-se em Inglaterra no Mar do Norte (a cerca de 20 km da costa de *Kent*) (Figura 7). O parque é composto

por 175 aerogeradores da marca Vestas SWT- 3,6 MW – 120, com um diâmetro de rotor de 90 metros e uma potência total instalada de 630 MW. Os aerogeradores encontram-se dispersos numa área de 100 km² e estão localizados numa zona cuja profundidade marítima varia entre os 20 e os 25 metros [11].



Figura 7 – London Array - Maior parque eólico offshore do mundo, situado em Inglaterra [11].

Em 2015, a energia eólica *offshore* teve um bom ano de crescimento, apresentando um total de 3,4 GW com ligação à rede, principalmente na Europa, fazendo um total mundial superior a 12 GW [8].

Contudo, existem ainda desafios por vencer (tanto na energia eólica *offshore* como na *onshore*) que são a falta de infraestrutura de transmissão, os atrasos na ligação à rede, a necessidade de redirecionar a eletricidade através dos países vizinhos, não esquecendo também da redução nos regulamentos e sistemas de gestão atuais que dificultam a integração de grandes quantidades não só da energia eólica como também de outras variáveis renováveis [8].

1.3 Objetivo e Motivação

As mudanças climáticas têm vindo a causar efeitos nocivos para o ambiente, sendo a maior ameaça ambiental do século XXI, apresentando consequências não só a nível ambiental, como também a nível social e económico.

Não é de hoje que se registam estas mudanças, mas o problema é que no último século tem-se registado um ritmo acelerado entre as variações climáticas e tudo indica que a situação tende a piorar caso não sejam tomadas medidas urgentes de reparação.

A nível mundial, têm havido grandes evoluções tecnológicas relativamente aos sistemas de produção de energias renováveis não poluentes, sendo que os investimentos nesses tipos de sistema de produção de energia têm vindo a crescer principalmente na produção da energia eólica.

A energia eólica *offshore* apresenta-se como um bom investimento para o futuro, já que a energia eólica *onshore* tem o seu potencial praticamente todo aproveitado.

Cabo Verde tem apostado na energia eólica, apresentando grande potencial para a sua exploração devido à sua localização geográfica. Sofre influência de ventos alísios, podendo estes ser utilizados para a produção de energia elétrica.

Este trabalho foi realizado no âmbito do Mestrado em Engenharia da Energia e do Ambiente da Escola Superior de Tecnologia e Gestão do Instituto Politécnico de Leiria e tem como objetivo principal realizar um estudo para analisar a implementação de turbinas eólicas *offshore* na costa Cabo-Verdiana (na ilha de Santiago), reduzindo assim a dependência externa dos combustíveis fósseis que é uma das principais dificuldades do setor elétrico do país.

1.4 Estrutura da dissertação

A presente dissertação encontra-se organizada em 5 capítulos mais os anexos. No Capítulo 1, encontra-se a introdução, onde se aborda a evolução da produção da energia eólica *onshore* e *offshore*, o motivo da escolha do tema da dissertação como também a organização do documento. O Capítulo 2, aborda o estado da arte da energia eólica *offshore*, onde se faz referência ao seu estado atual e também aos estudos realizados no passado no mundo dando ênfase a Cabo Verde, ao continente africano e ao continente Europeu. Ainda neste capítulo, faz-se referência às tecnologias existentes, falando precisamente das fundações e dos sistemas de transmissão de energia. No Capítulo 3, é

exposto a metodologia utilizada nesta dissertação, as considerações levadas em conta e a forma de como se obtiveram os dados. No Capítulo 4 é apresentada a análise económica obtida através do software, as várias simulações realizadas e a análise de cada cenário, e também a análise de sensibilidade. E finalmente no último capítulo, apresentam-se as conclusões finais, e também algumas propostas de trabalhos que poderiam ser realizados futuramente.

2. Estado da arte

2.1 Recurso eólico *offshore*:

Relativamente ao continente africano e a Cabo Verde, atualmente não existem parques eólicos *offshore*, contudo vai-se abordar o recurso eólico *onshore*, para se ter uma noção do potencial eólico dos mesmos.

2.1.1 Cabo Verde

Por estar localizado no meio do Oceano Atlântico, e sofrer influências dos ventos alísios, o arquipélago de Cabo Verde, possui ótimas condições de aproveitamento do recurso eólico.

Em 1994 a empresa de abastecimento de água e energia, Electra, SARL, instalou as 3 primeiras centrais eólicas com aerogeradores de marca Nordtank de 300 kW, com regulação *stall* nas ilhas de Sal (2 aerogeradores), São Vicente e Santiago (3 aerogeradores). Nos finais de 2011, a Cabeólica assinou um contrato com a Vestas garantindo a construção de quatro parques eólicos equipados com 30 turbinas eólicas V52-850 kW, nas ilhas de Santiago (11 turbinas), São Vicente (7 turbinas), Sal (9 turbinas) e Boavista (3 turbinas). Totalizando assim uma capacidade instalada de 25,5 MW para Cabo Verde. Cada ilha tem capacidade de energia variável de 4MW a 10MW, podendo produzir coletivamente até 100 GWh/ano. Com este projeto 25% da energia consumida no país passou a provir da energia eólica, 55000 toneladas de gases com efeito de estufa foram evitadas e 15 milhões de litros de diesel deixaram de ser importados pelo país.

A central eólica da ilha de Santiago foi a primeira a entrar em funcionamento e é a que apresenta maior potência instalada [12].

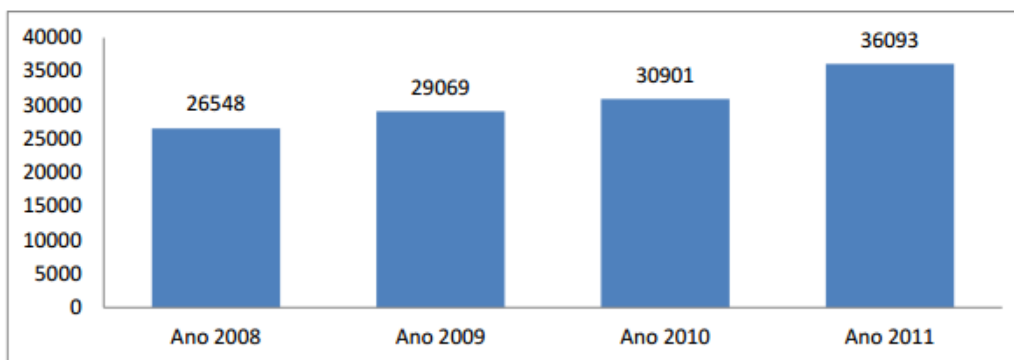


Figura 8 – Produção da energia elétrica em Santiago - 2008 a 2011 em kWh [12].

Pelo gráfico apresentado na Figura 8, pode observar-se que houve um crescimento razoável na ilha ao longo dos anos, passando a produção de 26548 kWh em 2008 para 36093 kWh em 2011. Na ilha de Santiago as fontes de produção da energia elétrica são: a geração térmica (diesel), a eólica e a solar fotovoltaica [12].

Em 2011, foi registado um crescimento na produção de energia elétrica na ilha de Santiago relativamente às outras ilhas. Na cidade da Praia que conta com as centrais térmicas da Praia e do Palmarejo registou-se uma produção acima dos 48%, já no interior da ilha as centrais térmicas de Assomada - Santa Catarina, Ribeira da Barca, Tarrafal e Santa Cruz totalizam uma produção de cerca de 8,4% [12].

2.1.2 Resto de África

No continente africano cada vez mais tem-se apostado nas energias renováveis, nomeadamente na energia eólica.

Na Tabela 1, pode-se observar a capacidade da energia eólica *onshore* instalada nos diversos países africanos até 2015, onde se pode notar que a África do Sul é o maior produtor desse tipo de energia.

Tabela 1 – Capacidade global de energia eólica onshore instalada em África (MW) [2].

Países	Capacidade instalada no final de 2014	Capacidade instalada em 2015	Capacidade total instalada nos anos 2014 e 2015
África do Sul	570	483	1053
Marrocos	787	-	787
Egipto	610	200	810
Tunísia	245	-	245
Etiópia	171	153	342
Outros ¹	54	-	54
Total	2437	836	3273

De 2014 para 2015 verifica-se um aumento de 836 MW na capacidade instalada no continente africano, obtendo-se, portanto, uma capacidade cumulativa de 3273 MW. Em 2014, a energia eólica *onshore* encontrava-se mais desenvolvida no Norte e Leste de África, mas atualmente é melhor em torno das costas e nas terras altas orientais.

Mais de 99% da totalidade das instalações eólicas *onshore* do continente, no ano passado (ano 2015), foram distribuídos por dez países: África do Sul – 1053 MW; Marrocos – 787 MW; Egipto – 810 MW; Tunísia – 245 MW; Etiópia – 324 MW; Jordânia – 119 MW; Cabo Verde – 24 MW; Quênia – 19 MW e Argélia – 10 MW. É de salientar que novos projetos são esperados para serem executados em 2016, nos seguintes países: Egito, Etiópia, Quênia, Marrocos, Tanzânia e África do Sul [2].

2.1.3 Europa

O continente Europeu é o líder da produção da energia eólica *offshore*. Há mais de duas décadas que vem crescendo a nível de gigawatts de capacidade adicional anual (desde 2012). A energia eólica *offshore* teve uma nova capacidade de 3.018,5 MW ligada à rede na Europa durante 2015, o que equivale a um aumento de 108,3% relativamente ao ano 2014. [13]

O país Europeu com maior quantidade de capacidade eólica *offshore* instalada é o Reino Unido com cerca de 5.060,5 MW, o que representa 45,9% de todas as instalações. A Alemanha segue com 3.292,6 MW (29,9%), em terceiro lugar temos a Dinamarca com 1.271,3 MW (11,5%). Os países Bélgica, Holanda, Suécia, Finlândia, Irlanda, Espanha,

¹ Argélia, Cabo Verde, Quênia, Líbia, Nigéria

Noruega e Portugal são os que se seguem, representando respetivamente, como se pode verificar na Figura 9.

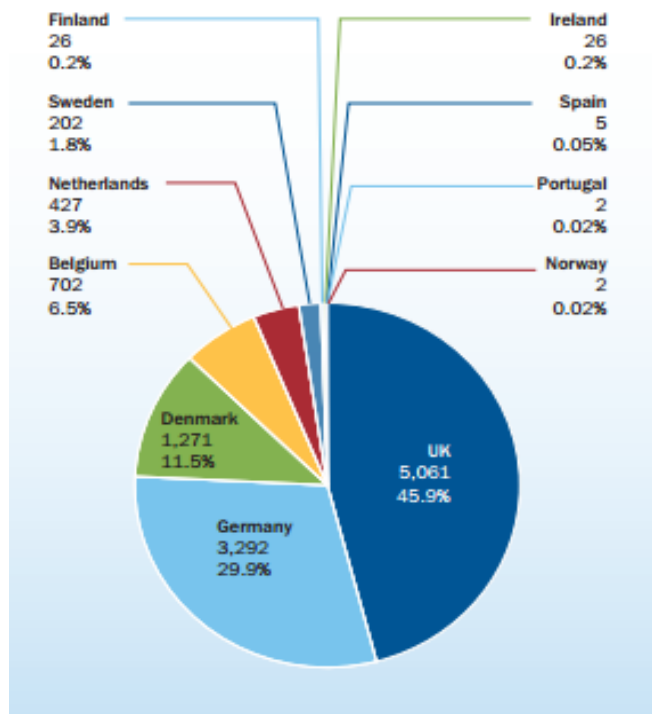


Figura 9 – Capacidade de energia eólica offshore instalada em 2015 - parte cumulativa por país [13].

A Alemanha bateu o recorde em 2015, totalizando 546 turbinas eólicas *offshore*, o que consequentemente aumentou a sua capacidade de instalação. No mesmo ano teve o quadruplo do crescimento da sua capacidade relativamente à 2014, sendo que a Alemanha representa 30% da capacidade instalada no mar na Europa.

A Holanda teve também um crescimento da capacidade instalada da energia eólica *offshore* com a instalação de 60 turbinas, tornando-se assim o sexto maior produtor do mercado mundial, em 2015.

Relativamente ao fabricante da turbina mais utilizada para o fornecimento da energia eólica *offshore* na Europa em 2015, a Siemens é o que representa 60% do mercado, com uma capacidade de ligação de 1.816,4 MW. Os outros fabricantes que também tiveram turbinas ligadas à rede em grande escala nesse ano foram Adwen (550 MW, 18,2%), MHI Vestas (391,5 MW, 12,9%) e Senvion (270,6 MW, 8,9%), como se pode observar na Figura 10 [13].

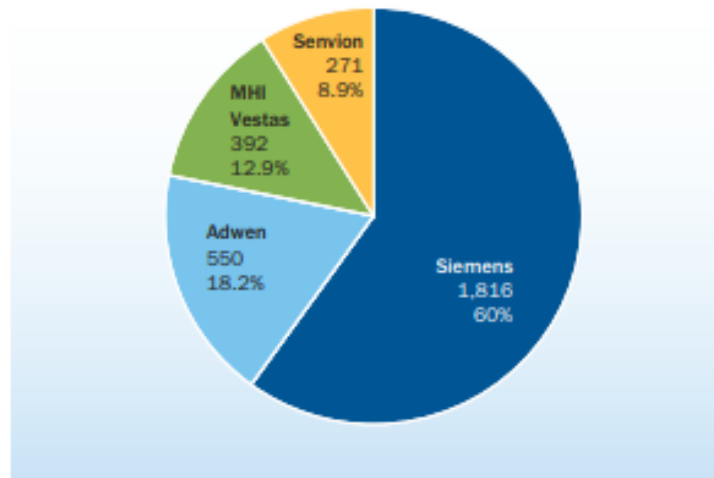


Figura 10 – Distribuição dos fabricantes de turbinas eólicas offshore em 2015 – instalações líquidas anuais (MW) [13].

É de realçar que a indústria *offshore* contribui para a competitividade e liderança da Europa em energia eólica, através do fornecimento de empregos, redução da dependência de importação de energia da Europa, e também do reforço da segurança do abastecimento [13].

2.1.4 Resto do mundo

O ano de 2015, foi um ano de grandes conquistas para as instalações de energia eólica *offshore*. Devido às novas instalações, que totalizaram quase 3,4 GW em cinco mercados a nível mundial, a capacidade total instalada em parques *offshore* foi de mais de 12 GW. A China, em 2015 teve um aumento de 57% da energia eólica *offshore* em relação ao ano anterior, apresentando um crescimento de 360,5 MW de capacidade. No final deste ano a capacidade instalada aumentou para 1.014,68 MW, o que fez com que a China se tornasse no quarto maior mercado global da energia eólica *offshore*. Na Tabela 2, pode-se observar a evolução das instalações eólicas *offshore* na China entre os anos de 2007 a 2015.

Tabela 2 – Instalações eólicas offshore na China nos anos 2007-2015 [2].

	2007	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Anual (MW)	1,5	14	135,5	109,58	127	39	227,6	360,5
Cumulativa (MW)		15,5	151	260,58	387,58	426,58	654,18	1014,68

Em 2016, os EUA, tinha como objetivo terminar a construção do primeiro parque eólico *offshore*. O projeto consistiu em um parque eólico *offshore* composto por 5 turbinas que irá gerar energia para 17 mil casas.

O Japão até ao final do ano 2015, teve um total instalado de 53 MW de energia eólica *offshore*. Em 2014, o governo japonês fixou o contrato de oferta padrão ao pagamento de energias renováveis (*feed-in tariff* – FIT) a 0,27 €/kWh para energia eólica *offshore*. O investimento no setor eólico foi considerado confiável, pois o FIT *offshore* foi 1,6 vezes maior que a tarifa *onshore* (0,17 €/kWh) [2].

O ano 2015 foi também significativo relativamente ao financiamento da energia eólica *offshore*. Foi investido um valor de 13,3 biliões de euros em dez projetos comparativamente aos 6,5 mil milhões de euros em 2014. Pode-se falar de 3 GW de nova capacidade financiados através de quatro países, estando 66% no Reino Unido [2].

2.2 Estudos efetuados no passado

2.2.1 Cabo Verde

Relativamente a Cabo Verde, não foram encontrados estudos sobre a energia eólica *offshore*, por isso nesta secção foram feitas referências aos estudos encontrados sobre a energia eólica *onshore*.

Em 2010, foi avaliada a viabilidade técnico-económica de acrescentar turbinas eólicas *onshore* de grande dimensão a um sistema elétrico já existente em Cabo Verde [14], tornando-o assim num sistema híbrido. O autor utilizou o *software HOMER®* para poder obter a melhor opção de configuração do sistema, cujo melhor resultado foi um sistema com inversor, gerador a diesel, baterias, e a turbina Vestas V-52, como se pode observar na Figura 11.

Sensitivity Results		Optimization Results													
Sensitivity variables															
Carga Horaria (kWh/d)		8,000		Wind Speed (m/s)		7								<input checked="" type="radio"/> Categorized <input type="radio"/> Overall <input type="button" value="Export..."/> <input type="button" value="Details..."/>	
Double click on a system below for simulation results.															
	V-52	CAT (kW)	L16P	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage	Diesel (L)	CAT (hrs)			
	1	810	3000	1000	\$ 1.956.808	253.779	\$ 5.200.954	0.139	0.95	0.00	633.580	3.010			
	1	810			\$ 1.026.808	407.014	\$ 6.229.812	0.169	0.51	0.01	992.047	7.121			
		810			\$ 176.808	500.810	\$ 6.578.836	0.180	0.00	0.02	1.271.158	8.577			
		810	500	1000	\$ 356.808	492.907	\$ 6.657.815	0.179	0.00	0.01	1.266.869	7.705			

Figura 11 – Melhor configuração segundo HOMER® [14].

Através dos cálculos financeiros, e pela análise do *cash-flow*, o autor pôde ver que o projeto era viável e que haveria retorno do investimento em poucos anos. É ainda realçado no estudo que os preços de mercado não foram aplicados a todos os componentes, devido à dificuldade que se encontrou na pesquisa destes preços.

Num outro estudo realizado em 2014 [15], foram estudados projetos de energia renováveis para a eletrificação de zonas rurais em Cabo Verde. Segundo os autores, o projeto teve três áreas de estudo: Figueiras e Ribeira Alta, na ilha de Santo Antão e Achada Leite na ilha de Santiago.

Tabela 3 – Comparação de custos das diferentes configurações de projeto [15].

Configuração	Projeto da ilha de Santo-Antão	Projeto da ilha de Santiago
C1	769.297 \$	187.868 \$
C2	470.564 \$	126.373 \$
C3	297.594 \$	90.380 \$

Na Tabela 3, pode-se verificar que na configuração resultante há uma redução do investimento inicial de 61,3% e 36,8% comparando C1 e C2, respetivamente.

Os autores começaram a avaliar o recurso eólico tendo em conta uma microescala, consideraram que o recurso solar é uniforme, sendo que a avaliação detalhada do recurso eólico apresentou alta variabilidade do vento em todas as comunidades. De seguida para a otimização da avaliação da combinação do projeto de sistemas de microrredes e geradores individuais, os autores utilizaram o modelo matemático de Programação Linear Mista (*Mixed Integer Linear Programming – MILP*). Três configurações diferentes foram

estudadas para os dois projetos: na primeira configuração (C1) considerando todos os pontos com geração individual, na segunda (C2) considerando microredes e pontos individuais com geração somente em pontos de procura, e finalmente na terceira configuração (C3) considerando microredes e pontos individuais permitindo a geração em áreas com melhor recurso. Os resultados obtidos pelos autores permitiram verificar que ao gerar energia apenas nos momentos de procura, duas microredes são formadas na ilha de Santo Antão (uma para Figueiras e uma para Ribeira Alta) e uma microrede é formada na ilha de Santiago (em Achada Leite).

Um outro estudo desenvolvido [16] apresenta uma análise de implementação de distribuição da rede com integração da nova central eólica com a zona do parque 5 de julho, na ilha de Santiago em Cabo Verde. Os autores realçaram que a rede de distribuição na cidade usa dois níveis de tensão (15 kV e 20 kV), e que existem duas centrais elétricas a diesel na cidade da Praia, uma localizada na área da praia da Gamboa e equipada com três grupos de 3000 kVA ligados a um barramento de 20 kV e a outra em Palmarejo, equipada com quatro grupos (2x5500 e 2x7500 kVA). Assim, a capacidade total instalada na cidade da Praia é de 35 MVA, existindo também três geradores eólicos com capacidade de 300 kW cada, localizados em São Filipe, e que estão ligados à rede elétrica da Praia.

Os autores afirmaram que com a integração do novo parque eólico vai haver redução das perdas de energia dentro e fora de pico de situação e que terá um impacto na tensão do barramento. Concluíram com este estudo que devido à velocidade do vento, à qualidade da cidade da Praia e à simulação em diferentes cenários, o parque eólico seria um bom investimento para Cabo Verde.

2.2.2 Resto de África

Na Nigéria foi desenvolvido um estudo em 2016 [17], para se avaliar o custo económico sobre a viabilidade das explorações de turbinas eólicas *offshore* no país. A área de estudo proposta pelos autores para a realização do projeto da central eólica das turbinas *offshore* encontra-se representada na Figura 12.



Figura 12 – Mapa de localização do ponto onde foi proposto a central eólica offshore [17].

Na realização deste trabalho foi desenvolvido um modelo matemático pelos autores para avaliarem o último modelo atualizado em cinco etapas do projeto da turbina eólica *offshore*, num parque eólico com 500 MW. Concluíram que: cerca de 55% dos custos da turbina eólica *offshore* provém da produção e aquisição (*Production and Acquisition – P&A*) devido ao alto custo de aquisição dos principais componentes das turbinas eólicas *offshore*, sendo que os outros custos do projeto existem em 17% para a instalação e comissionamento (*Installation and Commissioning – I&C*), 12% para o pré desenvolvimento e consentimento (*Pre-development and Consent – P&C*), 4% para operação e manutenção (*Operation and Maintenance – O&M*) e por fim os 12% que provêm do desmantelamento e eliminação (*Dismantling and Disposal – D&D*). Na Figura 13, pode-se observar o gráfico da distribuição de custo de cada etapa. Pela análise da sensibilidade verificaram um aumento na potência de 2 a 4 MW, que como consequência apresenta uma diminuição de 4,95% em custo nivelado de energia (LCOE). Para classificações semelhantes, entre os valores de potência entre 5 e 6 MW do projeto, obtiveram uma redução de 2,7% relativamente a custo nivelado de energia.

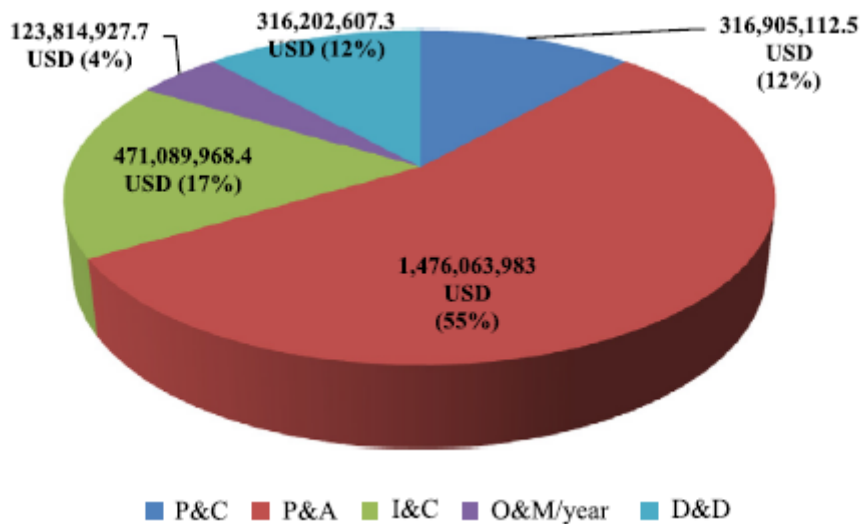


Figura 13 – Distribuição de custos de cada etapa do projeto da turbina eólica offshore [17].

Os autores realçaram que o modelo usado era o mais apropriado para o tratamento de estudos preliminares de turbinas eólicas *offshore*. O projeto foi realizado tendo como caso de estudo uma das águas profundas da Nigéria localizada na região costeira de Calabar, Sul-Sul da Nigéria, que faz fronteira com a República dos Camarões.

2.2.3 Europa

Em 2013 foi realizado um trabalho em que o objetivo foi identificar as barreiras que impedem a dinâmica do norte da Europa, centrada na energia eólica *offshore* e também especificar os desafios políticos que precisam ser atendidos para que esta meta seja atingida [18]. Os autores aplicaram a estrutura de Sistemas de Inovação Tecnológica (*Technological Innovation Systems – TIS*). A estrutura TIS tem como principal objetivo realizar a análise e a avaliação do desenvolvimento referente a um campo tecnológico específico, em termos de estruturas e processos que o aprovam ou o prejudiquem.

Resumindo, os autores associaram três das funções mais fracas a sete desafios políticos, podendo os mesmos serem observados na Figura 14.

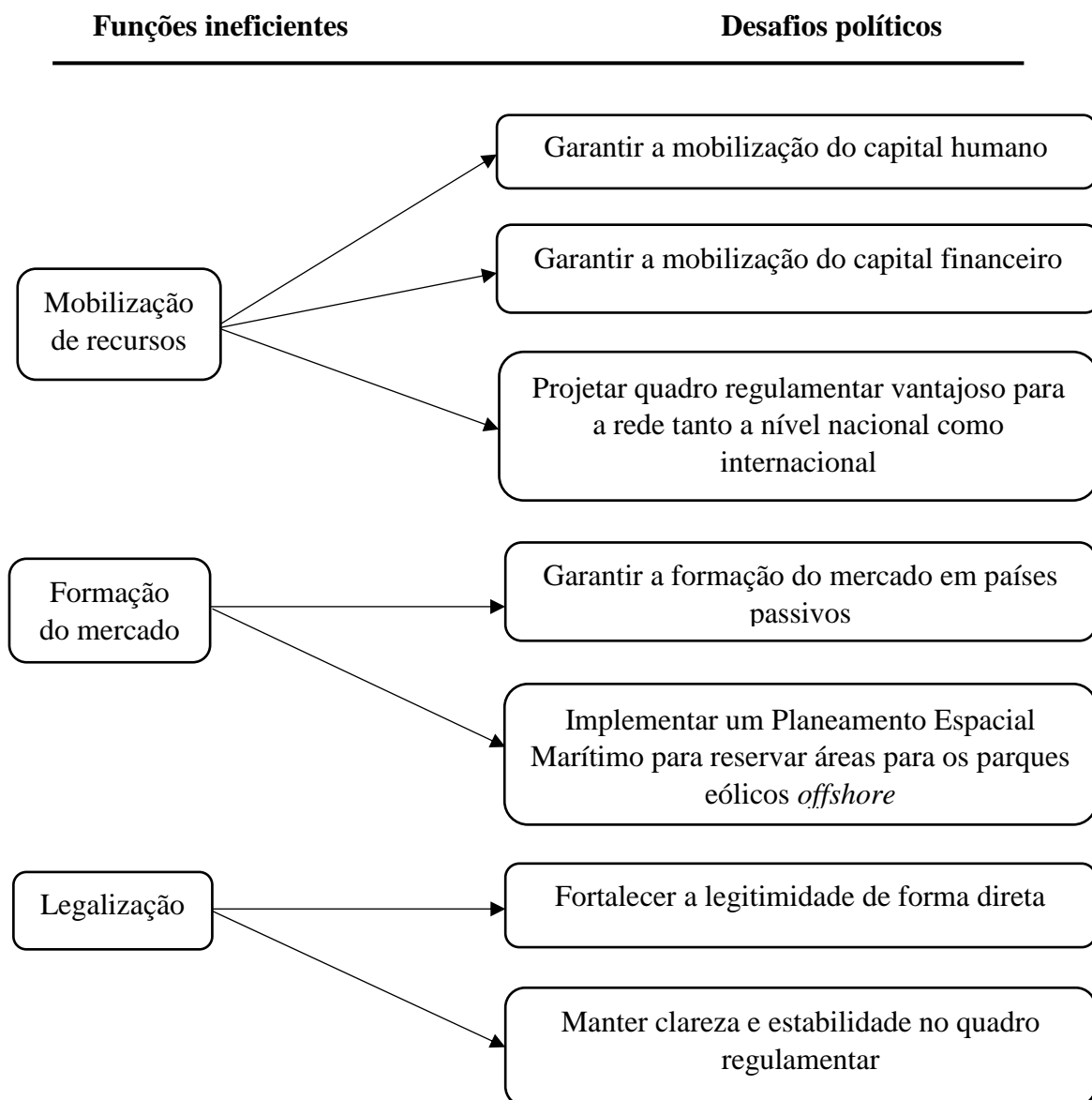


Figura 14 – Três das funções mais fracas e os seus desafios políticos [18].

Realçaram que, gerir o alcance destes desafios exige desenvolver intervenções específicas em muitas áreas, o que requer coordenação de intervenções em vários domínios da política. Sendo que neste caso deve ser através das fronteiras nacionais e que para além disso as indústrias precisam desenvolver componentes tecnológicos no TIS, particularmente no caso de redução de custos. Por fim os autores consideraram que a longa duração e frequência dos projetos apontam que os esforços dedicados para a padronização de soluções são vitais.

Uma análise comparativa da energia eólica *offshore* entre a Europa e os EUA, considerando os padrões e os impulsionadores do desenvolvimento foi também alvo de

estudo [19]. Os autores constataram que o desenvolvimento da indústria da energia eólica *offshore* na Europa foi, em grande parte, impulsionada por políticas governamentais e incentivos financeiros e que os tipos e as escalas de incentivos financeiros utilizados na Europa podem ser viáveis nos EUA, já que os EUA não têm nenhuma obrigação internacional para limitar as emissões de carbono e, em geral, parecem preferir "soluções de mercado" como *cap-and trade* (sistema de regulação que se destina a reduzir certos tipos de emissões e poluição e oferecer às empresas um incentivo de lucro para reduzir seus níveis de poluição mais rápido do que os seus concorrentes) e programas de comércio ou de crédito de energia renovável sobre quaisquer impostos de carbono, o que faz que não seja surpreendente o fato da energia eólica *offshore* não se desenvolver nos EUA. Constataram ainda que as oportunidades realistas para o sucesso da energia eólica *offshore* nos EUA, são mais prováveis no Nordeste onde o vento *offshore*, a densidade populacional e as políticas estatais são relativamente favorável para o desenvolvimento da indústria.

Em 2011, efetuou-se um estudo para analisar o desenvolvimento da energia eólica *offshore* na Europa, e comparar com a energia eólica *onshore* [20]. Verificaram que a grande maioria da energia eólica na Europa, gera-se a partir de centrais eólicas *onshore*, mas que o setor de energia eólica começou a direcionar-se para o *offshore* nos últimos anos. O estudo apontou que em 2030, 150 GW de capacidade instalada terá a capacidade de produzir cerca de 563 TWh de eletricidade, igual a entre 12,8% e 16,7% do consumo de eletricidade, em função da evolução da procura de energia.

Em 2015, foi também realizado um estudo para avaliar as preferências turísticas e aceitação social relativamente à energia eólica *offshore* no sul da Europa [21]. Os autores referem que com o estudo constataram que a preferência dos turistas por parques eólicos visíveis perto da costa, têm como influência a informação que têm sobre as alterações climáticas, o preço real da energia eólica *offshore* relativamente às outras fontes de energias renováveis, a eficácia das energias renováveis e da sua capacidade para substituir os combustíveis convencionais, e também o impacto das turbinas eólicas *offshore* na paisagem, na poluição sonora e na vida selvagem.

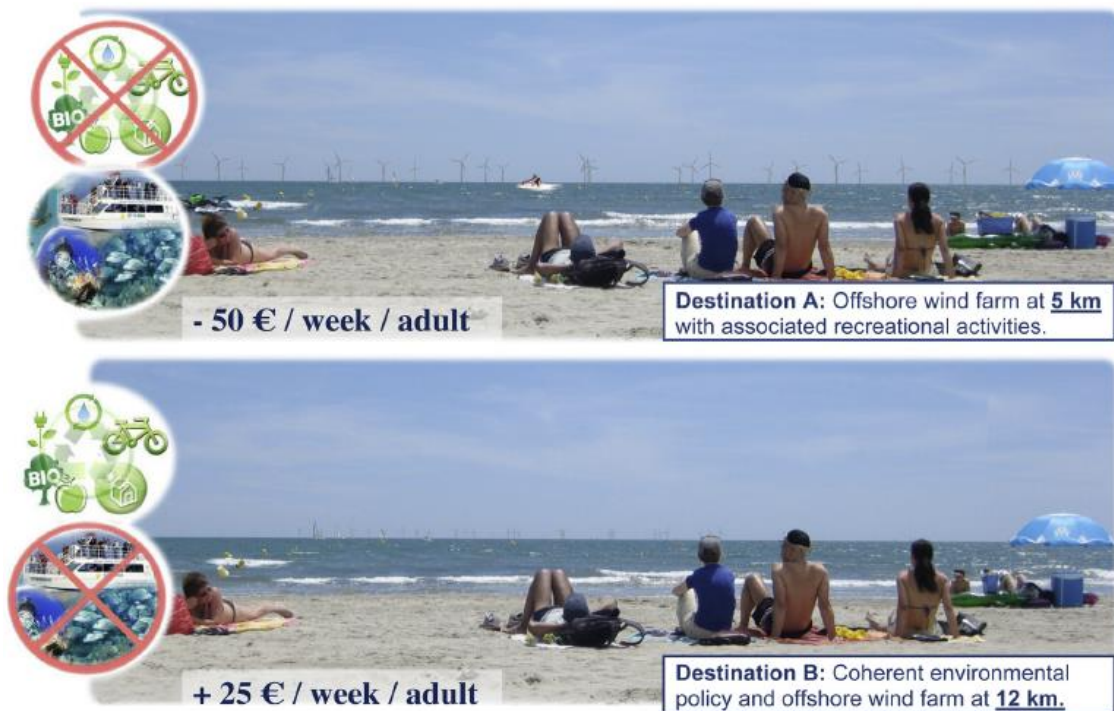


Figura 15 – Exemplo de um em cada oito conjuntos de escolha [21].

A Figura 15 foi apresentada pelos autores como um exemplo de uma escolha definida com a simulação de centrais eólicas a 5 e a 8 km da costa.

Os autores verificaram com este estudo que a nacionalidade e a educação são dois fatores que influenciam muito na opinião dos turistas, já que permitem saber como os cidadãos informados são em relação aos antigos problemas. O estudo permitiu concluir ainda que os turistas num determinado destino turístico oferecem uma boa base para o estudo de preferências entre as populações diversas, porque os fatores contextuais que as preferências de outra forma condicionam são mantidas constantes entre os diferentes segmentos da população.

Em Portugal foi realizado um estudo [22], que identificou a região das Berlengas (Peniche) como uma das melhores áreas com potenciais para a geração da energia eólica *offshore* do país utilizando as turbinas: GEWE (1,5SL com 1500 kW, e com uma altura do cubo de 60m), e VESTAS V80 (com 2000 kW e 80m de altura do cubo) com valores potenciais de vento entre 3000 a 3700 h/ano. Neste estudo utilizaram o modelo de meso-escala atmosférica MM5 para fornecer a produção da energia anual. Os autores referiram

que com o estudo pretendem que se inicie uma nova campanha de monitorização na região estudada, com o propósito de validar os resultados por eles apresentados.

Foi realizado um estudo na Alemanha em 2015 [23], onde foi determinado a diferença entre o vento *onshore* e o vento *offshore* em termos de variabilidade imposta no mercado à vista de eletricidade, verificou-se que o *offshore* apresenta menor variabilidade induzida pelo *feed-in* sobre o preço do mercado local.

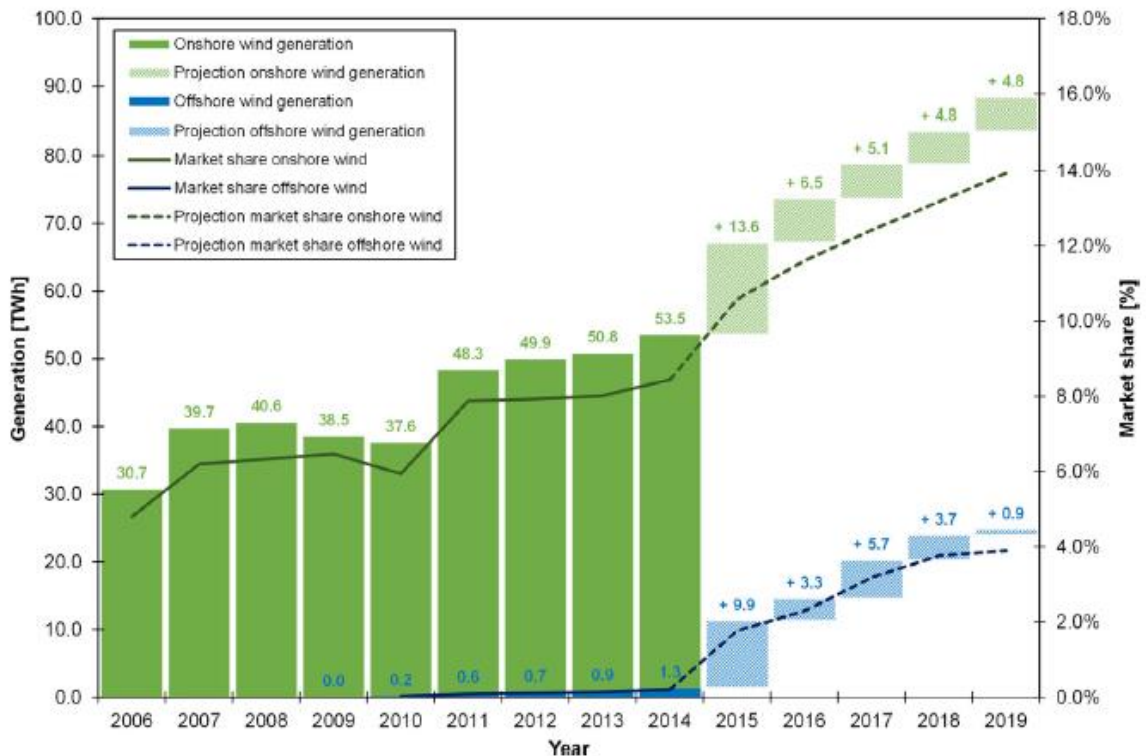


Figura 16 – Crescente importância da energia eólica no mercado da eletricidade alemão [23].

A Figura 16, apresentada pelo autor, mostra o crescimento da energia eólica no país durante os últimos anos e um prognóstico a médio prazo (até 2019).

O autor considerou que a energia eólica *offshore* tem um argumento a favor que é o acréscimo de volatilidade, por este implicar desafios significativos para o ambiente do mercado da eletricidade.

Em 2014, para avaliar a evolução da energia *offshore* no Reino Unido foi feito um estudo [24], onde mostraram que este apresenta um ótimo potencial de energia eólica *offshore* cuja compensação irá aumentar de 161,73€/ MWh para 167,72€/ MWh até 2019. Segundo estes autores, devido à política implementada pelo governo do Reino Unido muitas

empresas multinacionais têm fixado as suas bases de fabrico no país, onde se estima que a indústria da energia eólica *offshore* pode suportar cerca de 30.000 a 40.000 empregos em trabalhos de fabricação, operação e manutenção até 2020, com um valor de receita acrescentado para a economia do Reino Unido de 8,386 bilhões de euros. Na Figura 17, os autores ilustram a quota de mercado significativa que as empresas Siemens e Vestas têm da energia eólica *offshore* instalada atualmente e futuramente no Reino Unido.

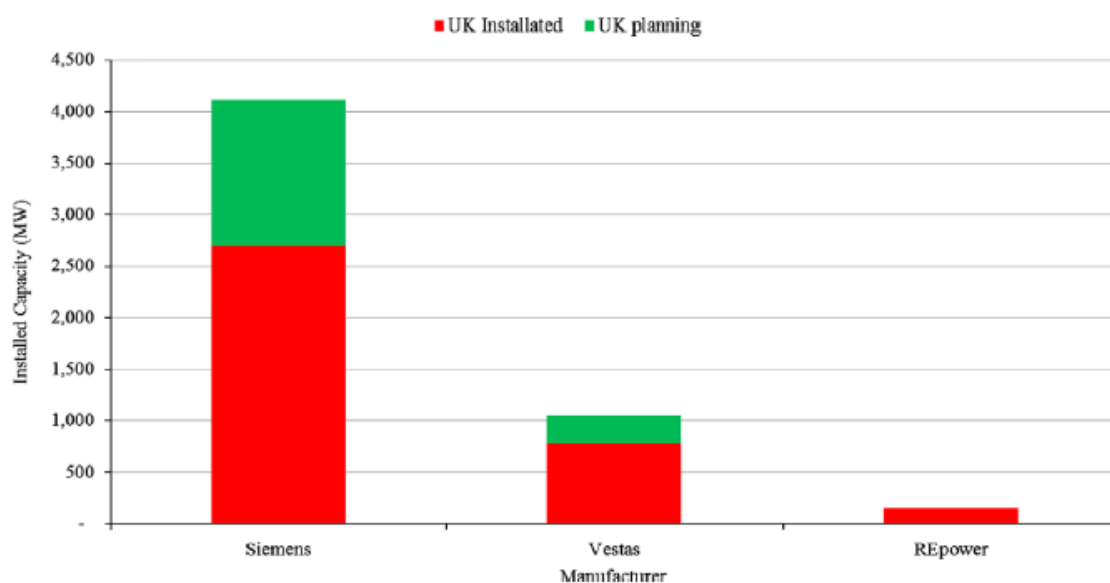


Figura 17 – Capacidade eólica offshore instalada e em planeamento por fabricante, no Reino Unido [24].

Os autores também realçaram que graças ao desenvolvimento contínuo da energia eólica *offshore* viram-se projetos de parques eólicos a serem desenvolvidos a partir da costa e em águas mais profundas.

Um estudo desenvolvido em 2010 [25], avalia a energia eólica *offshore* em termos de aspetos técnicos e também da viabilidade *offshore* na costa espanhola. Segundo a autora as centrais eólicas *offshore* estão a ser construídas com o objetivo de aumentar a potência instalada, comparáveis com as centrais convencionais que usam combustíveis fósseis. A autora realça que a importância de explorar a energia eólica *offshore* tem a ver com o fato de poder explorar áreas que apresentam ventos com melhores valores de velocidade média. Realça ainda que em Espanha, as bases são estabelecidas, mas que para se chegar a um desenvolvimento eficaz da energia eólica *offshore*, o governo deve acelerar todo o processo burocrático e oferecer subsídios às empresas.

2.2.4 Resto do mundo

No Brasil, foi realizado um estudo onde apresentaram a detecção remota como uma ferramenta prática e primoroso para a análise do potencial eólico *offshore* de grandes áreas [26]. Os autores mostraram com o estudo que o potencial nas regiões Sul-Sudeste do Brasil com profundidade entre 0 e 100 m é cerca de 215 GW. O estudo apontou para um grande potencial energético no campo de ventos *offshore* na costa brasileira.

Por outro lado, realizou-se um estudo com o objetivo de efetuar uma análise preliminar do potencial eólico *offshore* ao longo de toda a costa do Brasil [27]. O estudo permitiu saber que a média da velocidade do vento *offshore* no Brasil apresenta uma variação entre 7 e 12 m/s. Quanto à densidade média de potência apresentaram-se valores de variação entre 215 Wm^{-2} e 968 Wm^{-2} . Os autores chegaram à conclusão de que a costa brasileira apresenta um grande potencial para a geração da energia eólica, realçando que a região nordeste apresenta um maior potencial, com destaque para os estados de Sergipe, Alagoas, Rio Grande do Norte e Ceará, sendo que na região sul, destacaram os estados de Rio Grande do Sul e de Santa Catarina como os que apresentam maior potencial. Numa análise comparativa entre este estudo e o estudo de Pimenta (2008) [26], pode-se dizer que o potencial eólico para toda a costa brasileira até 100 m (606 GW), é cerca do triplo do potencial eólico apresentado pelo primeiro estudo.

Um estudo realizado em 2013 [28], aborda os fatores chave a serem considerados na política da energia eólica *offshore* na Índia. Os autores referem que a política de energia eólica *offshore* da Índia deve abranger cinco grandes áreas (Figura 18): o apoio do governo, fiscal e incentivos baseados em quotas, disponibilidade do local específico, capital para o investimento e por fim a construção de um ecossistema favorável de Investigação e desenvolvimento (I&D).

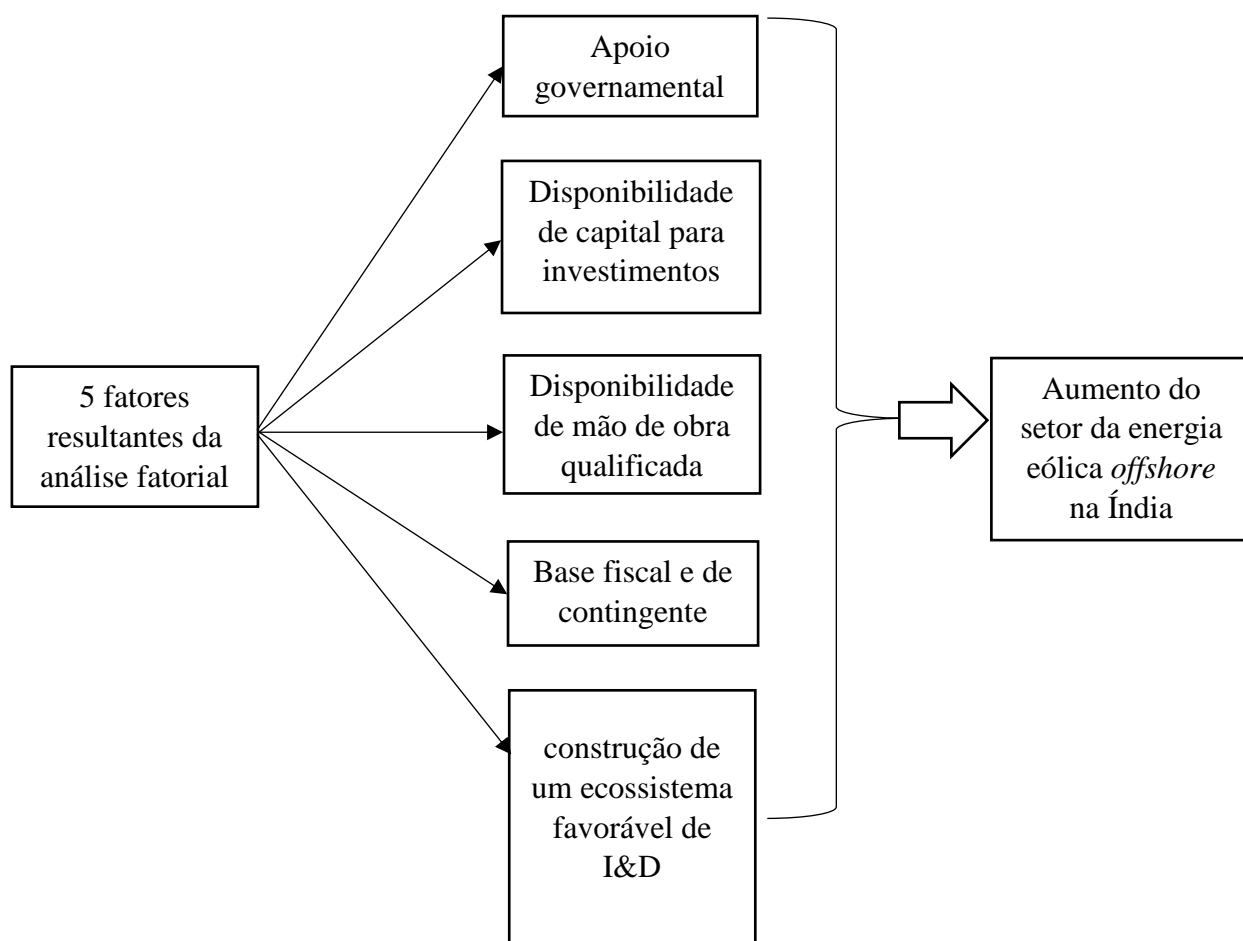


Figura 18 – Fatores resultantes da análise estatística [28].

Através da utilização de técnicas de regressão logística, os autores encontraram o impacto relativo desses fatores sobre o crescimento da energia eólica *offshore* na Índia, onde 33,6% vai para o fiscal e incentivos baseados em quotas, 32% para o apoio do governo, 25,3% para um ecossistema favorável de pesquisa e desenvolvimento (*Research and Development – R&D*), 5,7% para a disponibilidade de local específico e 3,4% capital para investimentos observando-se, portanto, que as três primeiras políticas são as que apresentam maior impacto. Os autores concluíram que os decisores políticos na Índia devem levar em conta os fatores apresentados para, assim promover o crescimento da energia eólica *offshore* no país.

Na China também foi desenvolvido um estudo sobre o potencial da energia eólica *offshore*, onde mostraram que a área de potencial *offshore* da energia eólica dentro e fora

do limite das águas de Hong Kong ronda os 357,78 km² (tabela 4) que representa 21,68% da área de água de Hong Kong [29].

Tabela 4 – Potencial de energia eólica offshore de Hong Kong [29].

Localização de áreas com potenciais para instalações de parque eólicos offshore	Área total (km²)	Produção da energia total anual (10⁸ kWh)
Águas do sudeste	349,54	109,70
Águas do oeste	8,24	3,11
Total	357,78	112,81

Estes autores dividiram as áreas com potencial eólico *offshore* em Hong Kong em quatro partes e tiveram em conta as diferentes posições geográficas, como também os diferentes recursos eólicos, sendo estas áreas: a área do Nordeste (NE), a área de Sudeste (SE), o Sudoeste da ilha de Lamma (SO Lam) e a água Ocidental (W). Os autores remataram que o método de avaliação de energia eólica descrito no estudo poderá fornecer um quadro global para a determinação do potencial eólico não só em Hong Kong como em qualquer região, e que Hong Kong apresenta um grande potencial para o desenvolvimento da energia eólica *offshore*.

Em Taiwan, foi avaliado o potencial de energia eólica para as áreas *offshore* na costa oeste de Taiwan e no arquipélago de Penghu, tendo chegado à conclusão de que ambas as áreas *offshore* possuem um excelente potencial eólico e que é viável a implementação de centrais eólicas [30]. O estudo apontou para uma média da velocidade do vento de 10,5 m/s para as áreas referentes ao arquipélago de Penghu e uma densidade de potência a rondar os 1400 W/m². Para a costa Oeste de Taiwan foram encontrados valores da velocidade média do vento e da densidade de potência de 9,5 m/s e 1000 W/m², respetivamente. Na Tabela 5, o autor apresenta os resultados de energia eólica de avaliação de potencial da velocidade do vento em diferentes alturas referentes às 19 áreas e na Tabela 6 são apresentados os resultados para a densidade.

Tabela 5 – Resultados obtidos na avaliação de velocidade média do vento (m/s) [30].

Area	50 m	80 m	100 m	150 m	200 m
Hsinchu	8.47	8.95	9.17	9.64	9.98
Miaoli	8.02	8.58	8.85	9.43	9.84
Taichung(1)	8.28	8.8	9.04	9.56	9.93
Taichung(2)	8.52	8.99	9.22	9.68	10
Changhua(1)	8.36	8.87	9.11	9.63	9.99
Changhua(2)	6.37	7.16	7.54	8.43	9.06
Changhua(3)	8.79	9.22	9.42	9.81	10.09
Yunlin(1)	8.57	9.04	9.26	9.72	10.05
Yunlin(2)	8.41	8.87	9.1	9.56	9.9
Chiayi	8.44	8.91	9.13	9.6	9.93
Tainan	8.62	9.06	9.27	9.7	10
Tongi	9.27	9.61	9.78	10.05	10.24
Penghu(1)	9.77	10.3	10.55	11.1	11.47
Penghu(2)	9.98	10.37	10.55	10.84	11.06
Penghu(3)	9.74	10.26	10.49	11.02	11.37
Penghu(4)	9.97	10.36	10.55	10.88	11.12
Penghu(5)	10.03	10.41	10.59	10.9	11.12
Penghu(6)	10.03	10.4	10.57	10.85	11.05
Penghu(7)	9.93	10.37	10.57	10.97	11.24

Tabela 6 – Resultados obtidos na avaliação da densidade média da potência (W/m^2) [30].

Area	50 m	80 m	100 m	150 m	200 m
Hsinchu	794	925	994	1170	1312
Miaoli	697	833	904	1092	1245
Taichung(1)	755	888	957	1139	1287
Taichung(2)	806	939	1008	1182	1322
Changhua(1)	767	902	973	1158	1308
Changhua(2)	326	441	505	708	884
Changhua(3)	866	999	1067	1231	1361
Yunlin(1)	807	941	1012	1192	1336
Yunlin(2)	764	889	955	1128	1268
Chiayi	768	897	963	1138	1277
Tainan	812	941	1007	1176	1313
Tongi	977	1110	1177	1325	1437
Penghu(1)	1148	1340	1442	1695	1891
Penghu(2)	1214	1384	1465	1638	1778
Penghu(3)	1131	1327	1422	1687	1884
Penghu(4)	1207	1373	1459	1649	1800
Penghu(5)	1230	1395	1478	1664	1803
Penghu(6)	1232	1391	1472	1643	1776
Penghu(7)	1197	1374	1464	1672	1831

O autor realçou ainda no estudo que houve uma certa dificuldade em encontrar uma boa estação de monitorização do tempo em Taiwan por causa da rápida urbanização, tendo-se, portanto, considerado a estação de monitorização de Tongi por se localizar numa ilha remota.

Em 2015 um outro estudo abordou o potencial da energia eólica *offshore* no golfo da Tailândia [31]. Para esse estudo a avaliação do recurso eólico *offshore* teve como base a metodologia de mapeamento de recursos de energia eólica *offshore* sendo aplicado à altura do cubo da turbina eólica de 100 m e 120 m de altura. A modelação utilizada foi a meso-escala numérica juntamente com a atmosférica e a modelação do fluxo de vento em microescala juntamente com a base de dados de reanálise do NCEP / NCAR considerados como dados de entrada do clima. Os autores obtiveram resultados especificamente para a Baía de Bangkok que indicaram que as possíveis áreas para o desenvolvimento de energia eólica *offshore* poderiam gerar uma capacidade na ordem dos 3000 MW. Utilizando um fator de capacidade hipotética de 25%, observaram que a produção anual de energia seria de cerca de 6 TWh/ano, o que permitia evitar 3000 toneladas de CO₂e/ano. Relativamente ao local de estudo escolhido para todo o Golfo da Tailândia, incluindo a Baía de Bangkok, os autores mostraram que a área adequada para o desenvolvimento da energia eólica *offshore* é cerca de 3500 km², o que permitia gerar uma potência de 7000 MW e cerca de 15 TWh/ano de energia anual, evitando cerca de 7000 toneladas de CO₂eq/ano de emissões de gases com efeito de estufa.

Foi desenvolvido um atlas para as Ilhas Canárias em 2011 [32], onde foram desenvolvidos três mapas: para a velocidade média do vento, para a direção média do vento e por fim para a direção dominante do vento. A Tabela 7 foi apresentada pelos autores para se referir à energia eólica *offshore* total que pode ser instalada por dois tipos de geradores de turbina eólica, um com a base fixa no fundo do mar e o outro do tipo flutuante.

Tabela 7 – Potencial eólico offshore tendo em conta diferentes tipos de turbinas eólicas [32].

Ilhas	Potência eólica (MW) I	Potência eólica (MW) II
Las Palmas	171	771
Ferro	107	342
Gomeira	139	696
Tenerife	428	1414
Gran Canária	332	1510
Forteventura	846	2592
Lanzarote	589	1660
Total	2612	8985

Em suma, o estudo permitiu aos autores observarem que o arquipélago possui uma grande fonte do recurso eólico *offshore*, com uma alta capacidade de geração de energia. O autor refere que relativamente à comparação entre os 24,526 GWh de produção eólica *offshore* estimado e ao crescimento da procura prevista para o período de 2008-2015 para as ilhas, pode-se concluir que a produção de energia eólica *offshore* poderia cobrir a procura não só em 2015, mas também até 2030, o que seria uma situação irreal, por causa dos limites de penetração do sistema de energia e outros fatores.

Foi realizado um estudo [33], com o objetivo de avaliar o potencial de geração de energia eólica *offshore* na Youngkwang que se localiza na costa Oeste da península da Coreia e que é um dos locais propostos para a construção do parque eólico *offshore* projetado para 2019. Com o estudo os autores verificaram que o local em causa apresenta uma velocidade média anual do vento de 7,12 m/s e uma elevação de 97,35m, que é muito mais forte do que a velocidade média do vento para qualquer local *onshore* na Coreia, e a partir da medição dos dados observaram que a direção do vento de norte-noroeste é o que prevalece devido à monção de inverno. Os autores também evidenciaram que tendo em conta a ponta de consumo de 73,140 MW referente ao mês de janeiro de 2011, a central eólica quando concluída deverá cobrir 12% da procura e adicionar uma taxa de reserva de energia elétrica em cerca de 1,3% no inverno.

Em 2015, foi realizada uma análise comparativa através de um estudo sobre a energia eólica *offshore* nos seguintes países: EUA, Reino Unido e Índia [34]. O artigo aborda o sucesso do Reino Unido na energia eólica *offshore* que pode ser usado como uma

experiência para o crescimento da indústria *offshore* para o EUA, onde a Índia também pode obter instruções para estabelecer uma indústria *offshore* bem-sucedida. Os autores referem que o Reino Unido é um país que apresenta mais que o dobro da capacidade eólica *offshore* instalada de qualquer outra nação e tem esforços ambiciosos para o futuro e que a capacidade do setor da energia eólica *offshore* no país apresentou um crescimento de 79% durante o período de julho de 2012 a junho de 2013. Os EUA, para os autores, têm tido bastante interesse para a instalação da energia eólica *offshore*, tendo cerca de doze projetos em andamento, realçando que a nova iniciativa deve estar focada na otimização da geração de energia eólica nas turbinas e nas centrais elétricas através da melhoria da previsão de vento e da modelação. Finalmente os autores apresentam a Índia como um país que possui um grande potencial de energia eólica *offshore*, com uma costa com cerca de 7600 m, apontando para uma extraordinária oportunidade de desenvolvimento de uma grande indústria *offshore* com um valor acrescentado associado tanto para a economia como para o potencial da Índia.

Nas Bahamas foi desenvolvido um estudo, com o objetivo de avaliar a capacidade do país em configurar, operar e manter um parque eólico *offshore*. Na Tabela 8 pode-se observar os resultados da simulação feita pelo autor, que mostra que com o tipo de turbina escolhida (Vestas V90-3.0 MW) nas condições padrão, é viável investir num parque eólico *offshore* composto por 15 turbinas. Observa-se também que o *payback* de equivalência patrimonial encontrada foi de 5,8 anos com a Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) do património líquido em 20% e os ativos em 6%.

Tabela 8 – Resultados de simulação do caso padrão [35].

Exponente de cisalhamento de vento	Taxa de inflação (%)	Vida do projeto (anos)	Taxa de dívida (%)	Taxa de juros da dívida (%)	Período de dívida (anos)	Operação e manutenção (O&M) (\$)
0,14	0,02	25	0,7	0,01	15	500000
Pré-imposto TIR - património líquido	Pré-imposto TIR - ativos	<i>Payback</i> simples (anos)	<i>Payback</i> patrimonial (anos)	-	-	-
20%	6%	10,8	5,8	-	-	-

Com este estudo o autor chegou a conclusão de que o objetivo do trabalho foi cumprido, já que os resultados obtidos através dos dados indicaram que o projeto é viável financeiramente e tecnicamente.

2.3 Tecnologias existentes para a energia eólica *offshore*

2.3.1. Fundações

Nesta secção serão abordadas as tecnologias existentes relativamente às estruturas de fundações para parques eólicos *offshore*.

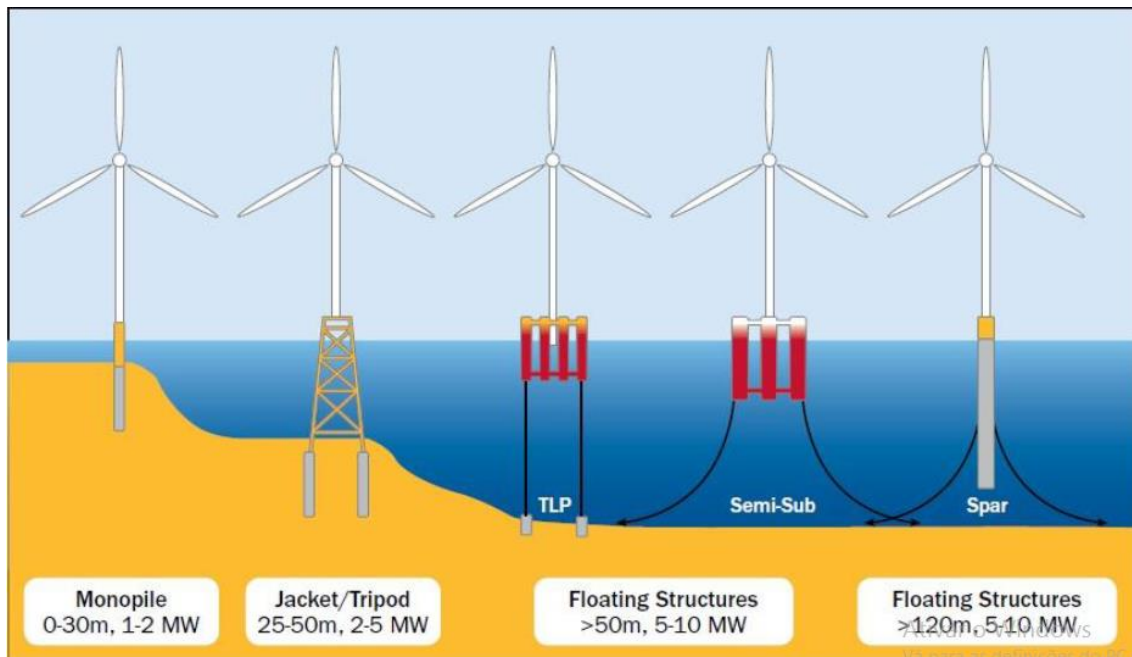


Figura 19 – Tipos de fundações [10].

Relativamente às fundações, temos três grandes grupos, como se pode observar na Figura 19:

- **Fundações de estaca – assentadas no fundo do mar, localizadas junto à costa**
Dentro deste tipo pode-se encontrar:
 - ✓ *Monopile*: que consiste num único tubo de aço, de forma cilíndrica e que se encontra enterrado no fundo do mar. O diâmetro e a espessura do tubo,

da qual depende a profundidade de penetração do fundo do mar, são determinados através da profundidade e das características da turbina. A sua utilização estende-se às profundidades de até 30 m e aplica-se às turbinas com até 2 MW [10].

- **Fundações de estruturas de armação espacial (*Space Frame Structures – SFS*) que são adequadas para águas de transição e têm construções assentes no mar**

Estas fundações são utilizadas para profundidades entre os 25 e os 50 m e para turbinas que se encontram entre os 2 e os 5 MW, neste tipo encontram-se:

- ✓ *Tripod* (tripé): é uma estrutura com três pernas, concebidas com tubos de aço e que podem ser inclinadas ou verticais. O mastro que se encontra no centro da construção funciona como peça transicional para a torre da turbina. Dependendo das condições ambientais e do solo é possível ajustar a largura da base e a profundidade da penetração dos tubos.
- ✓ *Jacket* (treliça): esta estrutura é mais complexa do que a anterior, que em vez de elementos cónicos usa elementos tubulares, permitindo, portanto, que a estrutura seja mais consistente e também mais trabalhosa, levando a poupança dos materiais. Esta estrutura também é enterrada no solo do mar através de estacas [10].

- **Fundações flutuantes para grandes profundidades que se encontram ancoradas ao fundo do mar**

Nas fundações flutuantes temos:

- *Spar Buoy*: são boias muito largas que possibilitam a estabilização da turbina através de um lastro. Dentro da água o centro de gravidade caracteriza-se por ser muito mais baixo do que o centro de flutuação, logo as partes da estrutura que se encontram mais abaixo são pesadas, ao invés das que se encontram mais acima, próximas à superfície, que são vazias, o que faz com que o centro de flutuação suba. As profundidades em que se utilizam este tipo de estrutura são superiores a 120 m, e aplicam-se às turbinas entre os 5 e os 10 MW.

- *Tension Leg Platform (TLP)*: esta estrutura flutuante, semi-submersível encontra-se ancorada ao fundo do mar, com cabos de tensão que permitem flutuação e estabilidade. É utilizada para profundidades superiores aos 50 m e às turbinas entre os 5 e os 10 MW.
- *Semi-submersível*: esta estrutura adapta os princípios utilizados nas duas estruturas anteriormente mencionados, sendo que para ter mais estabilidade é adicionado uma estrutura semi-submersível. A sua utilização estende-se a profundidades superiores aos 50 m e às turbinas com capacidade entre os 5 e os 10 MW [10].

Existem também outras tecnologias que são apresentadas em seguida.

- ***Windfloat***

Em Portugal foi desenvolvido uma tecnologia conduzida pela empresa Energias de Portugal (EDP) Inovação em parceria com a EDP Renováveis. O projeto denomina-se de *Windfloat* e foi desenvolvido com o objetivo de se explorar o potencial eólico em profundidades que ultrapassam os 40 m, sendo que a sua instalação no mar foi em 2011.



Figura 20 – Protótipo do projeto Windfloat [36].

A tecnologia *Windfloat* (Figura 20) fundamenta-se numa plataforma com característica triangular e semi-submersível, sendo que qualquer turbina eólica *offshore* pode ser adaptada ao sistema. A turbina, por razões estruturais deve ser instalada em um dos vértices da plataforma, que se encontra ancorada ao fundo do mar, através de 4 âncoras. A construção deste sistema é totalmente executada em terra reduzindo assim os riscos em alto mar, e simplificando a sua instalação [37].

- ***Demogravi3***

Uma tecnologia que também está a ser desenvolvida pela empresa portuguesa EDP é a *Demogravi3*, que é um projeto que tem o objetivo de desenvolver uma fundação gravítica inovadora direcionado para as turbinas eólicas *offshore*. Esta tecnologia está a ser concebida para águas com profundidades entre 35 a 60m (Figura 21).

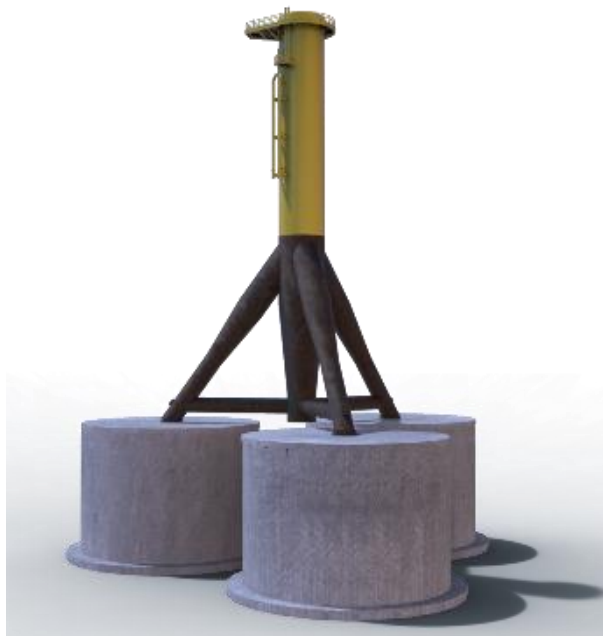


Figura 21 – Protótipo do Demogravi3 [38].

Esta estrutura, por ter características diferentes das fundações que existem atualmente, poderá atenuar o custo referente à instalação da energia eólica *offshore* [38].

O *Demogravi3* ficará assente no fundo, sendo que será montado em terra e depois transportado a flutuar até ao local da amarração. Isto vai evitar a necessidade de grandes navios para ancorar e também montar os elementos constituintes da turbina no mar [38].

2.3.2. Sistemas de Transmissão de Energia para Parques Eólicos *Offshore*

Devido a estarem afastados da costa, os parques eólicos *offshore* necessitam de ter uma ligação elétrica submarina para transmitirem a energia produzida e injetá-la na rede elétrica.

As tecnologias para transmissão de energia de sistemas de conversão instalados em alto mar para terra são as seguintes:

- *HVAC (High Voltage AC Transmission)* – sistemas de Transmissão em Alta Tensão em Corrente Alternada;
- *HVDC LCC (High Voltage DC using Line Commutated Converters)* – Sistemas de Transmissão em Alta Tensão em Corrente Contínua com conversores comutados;
- *HVDC VSC (High Voltage DC using Voltage Source Converters)* – Sistemas de Transmissão em Alta Tensão em Corrente Contínua usando Conversores de comutação forçada

2.3.2.1. *Sistemas de Transmissão HVAC*

Nos primeiros parques eólicos *offshore* instalados, a transmissão efetuada foi em corrente alternada de alta tensão, isto pelo fato destes parques eólicos possuírem pequenas capacidades relativamente à potência instalada e também curtas distâncias à costa [39].

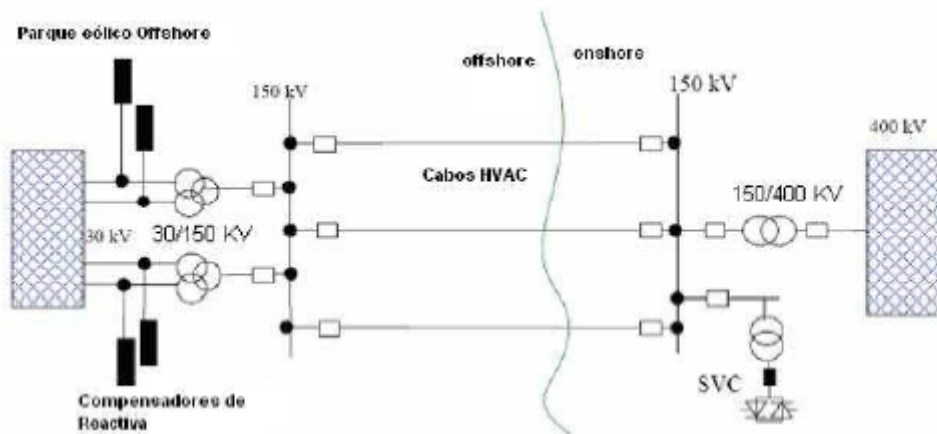


Figura 22 – Configuração de um Parque Eólico Offshore com um sistema de transmissão em HVAC na ligação à terra [40].

Na Figura 22, pode-se observar um exemplo de um sistema de transmissão baseado na tecnologia HVAC.

Num sistema de transmissão do tipo HVAC, são necessários os seguintes equipamentos:

- O cabo submarino HVAC XLPE (polietileno reticulado) com três almas condutoras;
- Subestação localizada em *Offshore* e *Onshore* – onde se encontram os transformadores e dispositivos para efeitos de compensação da potência reativa;
- Ponto comum de conexão em corrente alternada (*Offshore*) – cujo objetivo é reunir a potência que cada turbina do parque eólico gera, para assim ser transmitido pelo sistema HVAC para terra [40].

Algumas vantagens desse tipo de sistema de transmissão são: não necessita da existência de conversores de potência; tem baixo custo; apresenta poucas perdas em pequenas distâncias. Algumas das desvantagens são: a potência tem de ser dissipada pelas extremidades do cabo submarino devido ao fato dos cabos gerarem grandes quantidades de energia reativa; é necessário usar cabos em paralelo para grandes quantidades de energia transmitida; há um aumento significativo de perdas de carga quando aumentam o tamanho do parque eólico e a distância da costa [41].

2.3.2.2. Sistemas de Transmissão em HVDC LCC

A tecnologia LCC foi desenvolvida pela empresa ASEA (empresa multinacional que trabalha no ramo das tecnologias de energia e automação) e instalada pela primeira vez em 1954, com o objetivo de estabelecer ligação entre a Suécia e a ilha Gotlândia a uma distância de 96 km, com recurso a um cabo submarino de 100 kV e uma potência instalada de 200 MW. A instalação dos sistemas de transmissão de energia em corrente contínua que têm por base este tipo de tecnologia tem sido realizado por todo mundo, em sistemas de transmissão de potência a longas distâncias, não só a nível marítimo como também a nível terrestre.

O princípio de funcionamento da tecnologia HVDC LCC é a comutação de tirístores, que vão alternando as linhas por onde a corrente flui (Figura 23) [39].

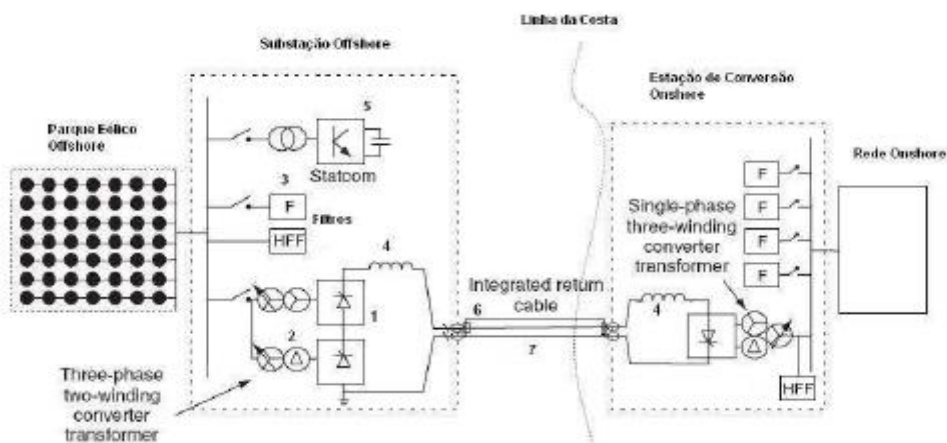


Figura 23 – Configuração de um Parque Eólico Offshore com um sistema de transmissão em HVDC LCC [40].

Os equipamentos indispensáveis para um sistema de transmissão em HVDC LCC são [40]:

- Os tirístores – garantem a conversão da corrente alternada/contínua e corrente contínua/alternada;
- O transformador – fornece o isolamento galvânico entre o gerador e os tirístores e também converte o sistema para um nível adequado de tensão;

- Os filtros AC e DC – que eliminam ou atenuam os harmónicos que se encontram presentes na corrente e na tensão que os conversores originam;
- As bobinas de alisamento – cujo objetivo é reduzir o conteúdo harmónico não só da tensão como também da intensidade da corrente contínua, prevenir falhas de comutação dos inversores e também limitar a corrente de pico no retificador caso ocorra um curto-circuito no cabo de corrente contínua;
- Os sistemas auxiliares de compensação da potência reativa – que garantem uma referência estável de tensão relativamente aos períodos em que a produção é baixa;
- O cabo de corrente contínua – que são utilizados para proteger o condutor e o isolamento do ambiente externo (cabo de massa), sendo também adequados para a corrente contínua/alternada e também podendo ser usado para transmissões de corrente contínua até 600 kV (cabo revestido a óleo).

O sistema de transmissão em HVDC LCC apresenta vantagens como: ligação assíncrona que permite ter um esquema de controlo mais avançado de turbinas eólicas; não há limitação da distância de transmissão pelas perdas; é possível o controlo tanto da direção como também da magnitude da potência; comparativamente ao AC, num cabo do mesmo tamanho, há mais potência transportada em DC e a potência eletrónica permite um grande controlo de potência ativa e reativa, o que conseqüentemente vai permitir uma maior participação de parques eólicos no controlo de tensão. Como desvantagem temos a falta de controlo independente da potência ativa e reativa; a produção de grandes quantidades de harmónicos que faz com que seja necessário a utilização de grandes filtros e o uso de filtros e fontes de compensação reativa que fazem com que as subestações conversoras *offshore* e *onshore* sejam de elevadas dimensões [41].

2.3.2.3 Sistemas de Transmissão em HVDC VSC

Relativamente às outras tecnologias apresentadas, a tecnologia HVDC VSC é a mais recente. Com a descoberta dos transístores bipolares com portas isoladas (*Insulated Gate Bipolar Transistor – IGBT*), novas oportunidades apareceram para a transmissão em corrente contínua (HVDC). Neste tipo de tecnologia os tirístores são substituídos por IGBTs.

A tecnologia HVDC VSC teve o seu primeiro uso em 1997 na Suécia, onde foi implementado num pequeno sistema com 3 MW e 10 kV pela ASEA, com o objetivo de testar os novos componentes do HVDC VSC [40].

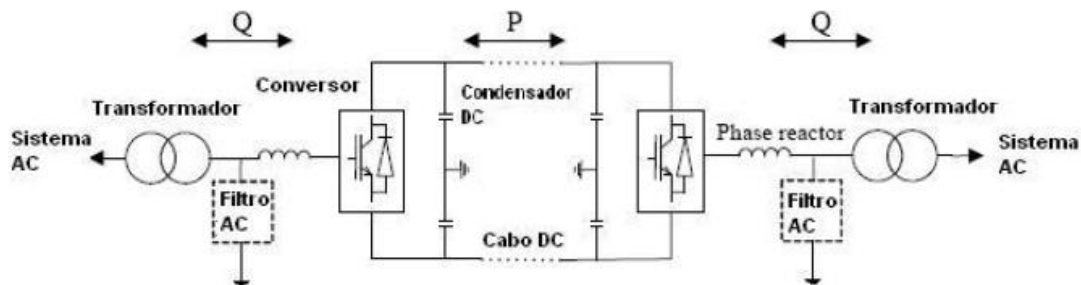


Figura 24 – Configuração de um Parque Eólico Offshore com um sistema de transmissão em HVDC VSC [40].

Na Figura 24, pode-se observar um exemplo da configuração de um sistema com tecnologia HVDC VSC.

Um sistema de HVDC VSC, necessita dos seguintes equipamentos para o seu funcionamento [39]:

- Conversores (IGBTs) – reduz o número de harmónicos e consequentemente o tamanho dos filtros, por ser utilizado a elevadas frequências, por outro lado, aumenta as perdas e reduz a eficiência do sistema.
- Transformadores – que são utilizados por exemplo, para a alteração do nível da tensão e também no isolamento galvânico.
- Filtros de corrente alternada (AC) – são utilizados para se obter uma onda de tensão sinusoidal, o que leva à redução dos harmónicos.
- Condensadores de corrente contínua (DC) – que têm como objetivo fornecer o caminho para a corrente de retorno, e também armazenar energia para assim manter o equilíbrio da potência e limitar a variação da tensão.
- Indutância de acoplamento dos conversores (*phase reactor*) – bloqueiam as correntes harmónicas que estão relacionadas com a frequência e com a comutação.
- Cabo de corrente contínua.

Relativamente às vantagens deste tipo de tecnologia temos: todas as vantagens que o HVCD LCC apresenta; não necessita de uma fonte AC para a comutação; precisa de

menos quantidade de filtros do que a HVDC LCC; o risco de falha de comutação é mínimo e o conversor é menor do que a tecnologia anteriormente mencionada. As desvantagens são: o uso de IGBT é mais dispendioso que a HVDC LCC; enquanto que as perdas nos sistemas HVDC LCC se traduzem em apenas 2 a 3%, no sistema em causa as perdas são maiores devido também a maior frequência do *Pulse Width Modulation (PWM)* (4 a 6%); há transmissão de valores de potência mais baixos comparativamente ao HVDC LCC [41].

3. Metodologia

Neste capítulo, descreve-se a metodologia seguida com o objetivo de estudar o aproveitamento da energia eólica *offshore* em Cabo Verde (Ilha de Santiago).

3.1. Software

Para a realização deste trabalho foi utilizado o *software* HOMER® (*Hybrid Optimization Model for Electric Renewables*) versão 2.68 *beta*.

O HOMER® tem a capacidade de realizar uma modelização de sistemas renováveis, sendo possível realizar o estudo para redes isoladas e para redes consideradas de grande dimensão (não isoladas). É possível incluir diferentes fontes renováveis, assim como os diferentes recursos.

3.2. LCOE – *Levelized Cost of Energy*

O custo nivelado da energia ou LCOE refere-se ao custo da eletricidade produzida (a partir de fontes renováveis ou não) durante o tempo de vida de uma unidade produtora de energia elétrica. Atualmente o LCOE é o principal indicador que possibilita a comparação das tecnologias renováveis de produção da eletricidade. Este indicador é também usado na comparação dos custos da energia elétrica convencional, tornando-se, portanto, essencial na tomada de decisões tanto a nível de investimentos como também ao nível das políticas públicas do setor energético [42].

Resumindo o LCOE calcula os custos totais de um sistema produtor de energia elétrica durante o seu tempo de vida, sendo que nestes custos estão também incluídos os custos dos investimentos (CAPEX) e da operação e manutenção (OPEX), comparando esse custo com a estimativa da eletricidade que o sistema irá produzir durante o mesmo período. [42]

A fórmula para calcular o LCOE é a seguinte:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{(I_t + M_t + B_t)}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Onde:

t – Tempo em anos;

n – Tempo de vida do sistema;

r – Taxa de Desconto;

I_t – investimento em inicial em $t=1$ ou de substituição num ano específico (CAPEX);

M_t – Custo de Operação e Manutenção (OPEX) no ano t ;

B_t – Custo de Energia Auxiliar no ano t ;

E_t - Estimativa de Energia Elétrica produzida no ano t .

Sendo o LCOE um custo antecipado, é importante para a sua determinação não só a especificação correta dos custos de Investimento, de Manutenção e da taxa de desconto, mas também o conhecimento da estimativa da Energia Elétrica produzida em cada ano. É necessário conhecer o desempenho do sistema com rigor e também a variação deste desempenho ao longo do tempo de vida do sistema [42].

3.3. Caracterização do cenário em estudo

Para a realização do estudo foram utilizados dados disponibilizados pela empresa de energia em Cabo Verde. Os dados em causa são os referentes ao diagrama de cargas da ilha durante o período de um ano (em intervalos de uma hora), aos do recurso eólico, e aos da radiação solar. Estes dados referem-se ao ano 2015 e foram considerados suficientes para este estudo.

Nos gráficos abaixo encontram-se representada a radiação solar (Figura 25) e a intensidade do vento (Figura 26) na ilha de Santiago em Cabo Verde, ilha que será alvo de estudo deste trabalho. Esses gráficos foram fornecidos pelo software após a inserção dos dados.

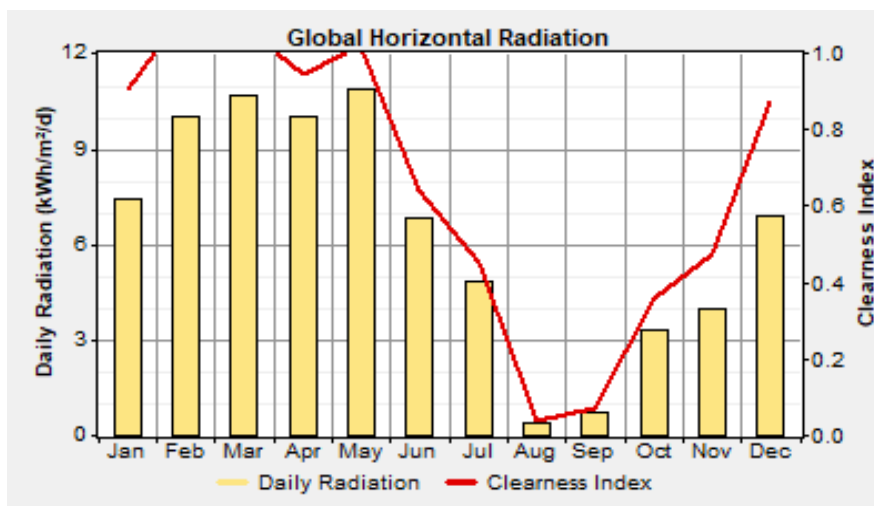


Figura 25 – Valores médios da radiação solar na ilha de Santiago.

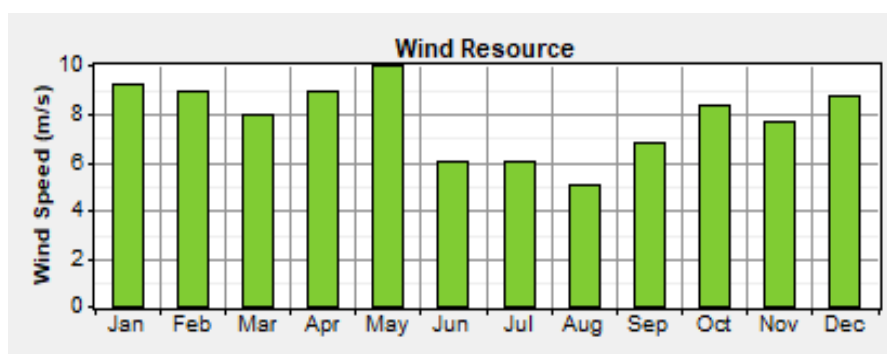


Figura 26 – Valores médios da velocidade do vento na ilha de Santiago.

Na Figura 25, pode-se observar a variação da radiação solar na ilha de Santiago. Entre os meses de fevereiro e maio registam-se as maiores incidências da radiação solar na ilha, ao contrário dos meses de junho a dezembro onde a incidência diminui, pois são os meses de chuva.

Na Figura 26, apresentam-se os valores médios da velocidade do vento referentes a cada mês do ano. Os meses mais ventosos são os meses de janeiro, fevereiro, abril, maio e dezembro, atingindo uma velocidade máxima de 9,96 m/s. Os meses com menos ventos são os meses de junho, julho e agosto, com uma mínima de 5,03 m/s. Pode-se observar que o recurso eólico é extramente favorável na ilha de Santiago.

Seguidamente apresenta-se o diagrama de cargas para um dia típico (Figura 27) e o diagrama de carga anual (Figura 28). O consumo médio diário de energia elétrica na ilha

é de 582 MWh, correspondendo a um consumo anual de 212.430 MWh. A potência de ponta é de 35 MW.

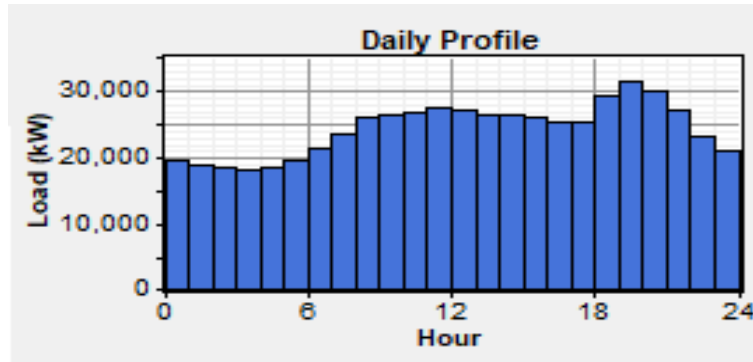


Figura 27 – Diagrama de cargas típico.

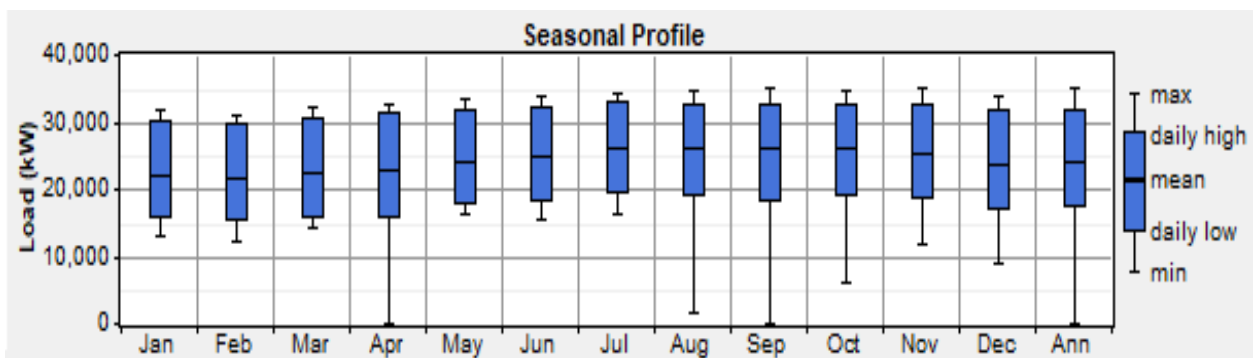


Figura 28 – Diagrama de cargas típico anual – Variação.

Na Figura 27, pode-se observar que a energia consumida é menor no horário entre 00:00 às 06:00 horas, aumentado depois das 06:00 até às 13:00 horas. Das 13:00 até às 18:00 horas pode-se observar uma pequena diminuição da carga que aumenta em seguida até às 20:00 horas, diminuindo outra vez das 20:00 até às 24:00 horas. O fator de carga é de 0,687.

A Figura 28, mostra que ao longo dos meses do ano existem variações nos meses de abril, agosto e setembro no perfil de potência.

Com os dados referidos anteriormente pretende-se verificar até que ponto a inclusão da produção eólica *offshore* poderá contribuir para um aumento da produção de energia elétrica com base renovável, tendo em consideração todos os custos associados ao

investimento. Assim, foi considerado o seguinte cenário base (sem produção eólica *offshore*):

- ✓ 1 Parque eólico, constituído por 11 aerogeradores com uma potência de 850 kW (9,35 MW), da marca Vestas, sendo o modelo V52 (já existente);
- ✓ 1 Parque solar fotovoltaico, com uma potência de 4,5 MWp (já existente);
- ✓ 3 Centrais térmicas a *diesel*, sendo que só uma é que se encontra em funcionamento na zona de Palmarejo (71,2 MW), composto por 8 geradores: 2 grupos de 5,5 MW da marca Caterpillar (CAT 1 e CAT 2), 2 grupos de 7,5 MW da marca Caterpillar (CAT 11 e CAT 12) e 4 grupos de 11,3 MW da marca Wartsila (Warts1, Warts2, Warts3 e Warts4) (já existente).

Na Figura 29, pode-se observar o cenário base considerado para a ilha de Santiago representado no HOMER®.

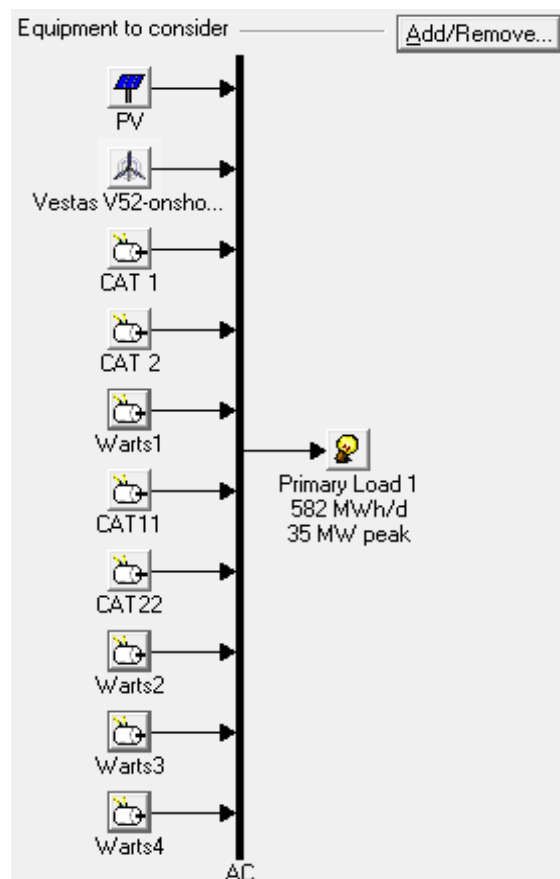


Figura 29 – Configuração do cenário base de estudo no HOMER®.

Para além das características elétricas (potência) de todos os centros produtores de energia elétrica é necessário introduzir os valores associados aos custos de Investimento e de Operação e Manutenção (O&M).

Para o parque solar fotovoltaico obteve-se a informação de que o investimento foi de 19 milhões de euros.

O parque eólico *onshore* foi instalado com recurso a um investimento de cerca de 52 milhões de euros, sendo que cada um dos aerogeradores teve um custo de 4,760 milhões de euros.

Para se obter o custo da O&M considerou-se 1% do custo do investimento.

Relativamente ao preço do combustível foi considerado um valor de 0,20 €/L. O preço de referência encontrado nas pesquisas foi de 0,8 €/L, a este preço estão associadas despesas das variáveis que compõem o combustível, neste sentido efetuaram-se alguns cálculos para se encontrar o preço do combustível sem as variáveis.

Com base no cenário base apresentado, a produção de energia elétrica na ilha de Santiago está repartida por centrais térmicas (*diesel*), produção eólica e em produção solar, como se pode ver na Tabela 9, segundo relatório da empresa Electra [43].

Tabela 9 – Produção anual de energia elétrica na ilha de Santiago, segundo relatório de Electra [43].

Origem	Produção (MWh)
<i>Diesel</i>	176.546,702
Eólica	31.699,510
Solar fotovoltaica	4.033,699
Total	212.279,911

4. Caso de Estudo

4.1 Simulação de vários cenários

4.1.1 Cenário base

Nesta secção serão apresentados os resultados obtidos após a simulação do cenário base.

Considerando toda a informação referida anteriormente no Capítulo 3, foram realizadas simulações no cenário base e posteriormente comparados os valores com os dados obtidos através do operador da rede eléctrica local de modo a aferir os dados considerados. Na tabela que se segue (Tabela 10) apresentam-se os valores da energia obtidos na simulação, para cada centro produtor.

Tabela 10 – Repartição da produção de energia na ilha de Santiago segundo o HOMER®.

Produção	MWh/ano
Parque fotovoltaico	4.302,127
Parque eólico	34.106,180
CAT1	43.778,316
CAT2	39.896,916
CAT11	12.185,420
CAT22	8.389,270
Warts1	58.044,696
Warts2	11.368,135
Warts3	409,069
Warts4	0
Total	212.480,129

Deste modo, a tabela acima apresenta a situação atual da produção de energia na ilha de Santiago. Assim, e para aferir os resultados obtidos na simulação e compará-los com os dados apresentados pela Electra, criou-se a Tabela 11, que se apresenta de seguida.

Tabela 11 – Comparação da produção de energia na ilha de Santiago- simulação/dados da Electra.

	Resultados obtidos (MWh/ano)	Resultados da Electra (MWh/ano)	Diferença entre o cenário base simulado e o cenário real fornecido pela Electra (%)
Produção eólica	34.106,180	31.699,510	+ 7,5%
Produção solar fotovoltaica	4.302,127	4.033,699	+ 6,6%
Produção térmica	174.071,822	176.546,702	- 1,4%
Total	212.480,129	212.279,911	+ 0,09%

Pode-se observar que os valores obtidos são próximos dos valores reais. A diferença existente pode-se justificar pelo fato dos dados conseguidos apresentarem pequenas diferenças e os vários dados utilizados na simulação (recurso solar, recurso eólico, custos, etc) poderem ser ligeiramente diferentes da realidade. Pela avaliação do erro total considera-se que o cenário base se encontra devidamente validado.

De seguida apresentam-se o diagrama de cargas anual na Figura 30, e a variação anual da velocidade do vento na Figura 31.

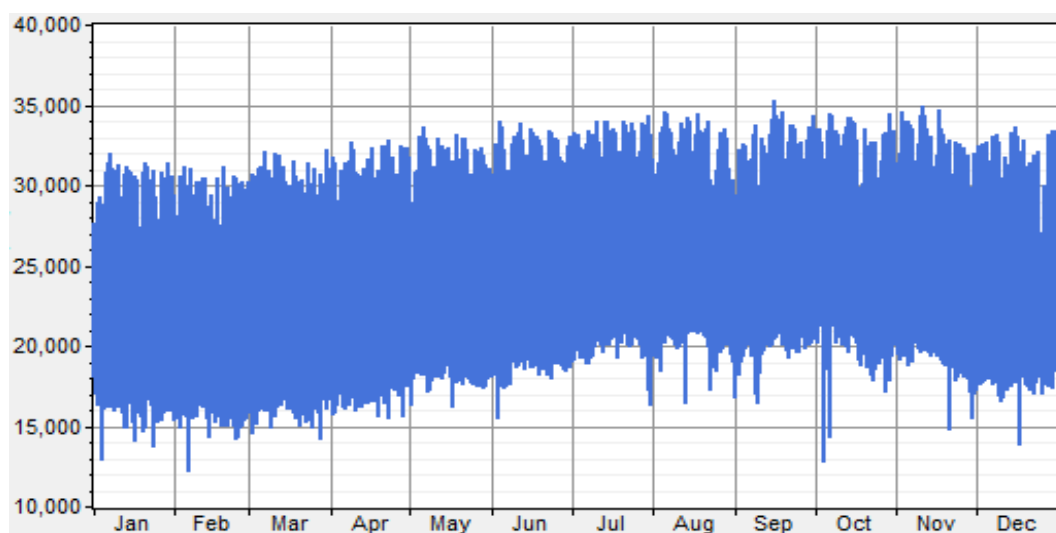


Figura 30 – Diagrama de carga anual.

Pode-se notar que o diagrama de cargas apresenta um comportamento dentro do esperado tendo em conta a realidade local.

A variação anual da velocidade do vento é apresentada na Figura 31. Como era de esperar essa variação é inconstante, sendo que os picos mais altos são conseguidos nos meses de maio e julho, chegando a 17 m/s.

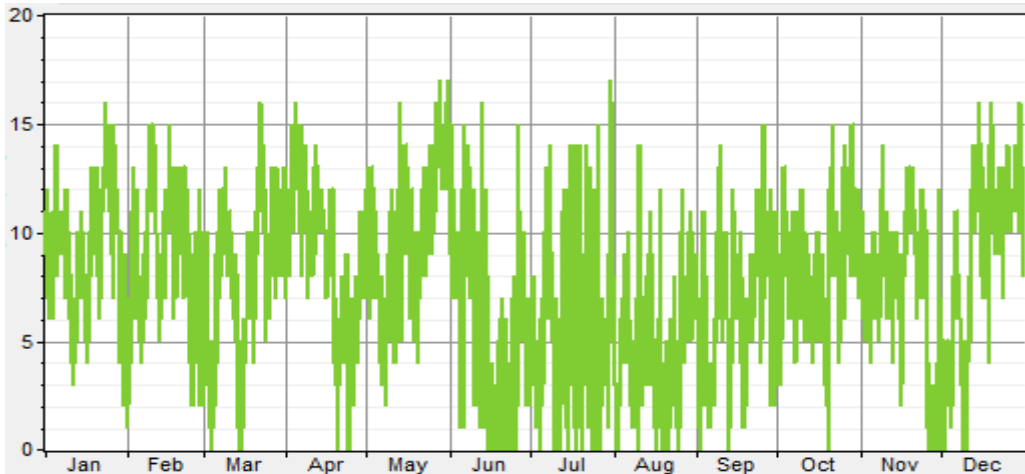


Figura 31 – Variação anual do vento (m/s).

Relativamente à simulação do cenário base, o resultado indica que a produção de energia elétrica é assegurada pelo parque fotovoltaico, por 8 aerogeradores e 8 geradores diesel, como se pode observar na Figura 32.

	PV (kW)	V_on	CAT1 (kW)	CAT2 (kW)	W1 (kW)	CAT11 (kW)	CAT22 (kW)	W2 (kW)	W3 (kW)	W4 (kW)	Initial Capital
	4500	8	5500	7500	11300	5500	7500	11300	11300	11300	\$ 163,880,000
	4500	10	5500	7500	11300	5500	7500	11300	11300	11300	\$ 173,400,000
	4500	11	5500	7500	11300	5500	7500	11300	11300	11300	\$ 178,160,000
	4500	9	5500	7500	11300	5500	7500	11300	11300	11300	\$ 168,640,000
	4500	7	5500	7500	11300	5500	7500	11300	11300	11300	\$ 159,120,000
	4500	1	5500	7500	11300	5500	7500	11300	11300	11300	\$ 130,560,000

Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	CAT1 (hrs)	CAT2 (hrs)	W1 (hrs)	CAT11 (hrs)	CAT22 (hrs)	W2 (hrs)	W3 (hrs)	W4 (hrs)
32,365,468	\$ 577,619,328	0.213	0.18	61,158,980	7,960	5,516	6,165	4,037	2,892	1,870	60	0
31,621,550	\$ 577,629,568	0.213	0.22	58,696,152	7,909	5,542	6,012	3,841	2,986	1,706	51	0
31,251,448	\$ 577,658,432	0.213	0.24	57,460,528	7,861	5,542	5,934	3,728	3,044	1,640	47	0
31,996,802	\$ 577,666,560	0.213	0.20	59,932,336	7,917	5,536	6,104	3,979	2,952	1,750	59	0
32,748,048	\$ 577,750,016	0.213	0.16	62,394,116	8,042	5,541	6,188	4,104	2,883	1,948	63	0
34,982,708	\$ 577,756,416	0.213	0.04	69,811,424	8,015	5,642	6,532	4,164	3,014	2,506	123	0

Figura 32 – Cenário base – resultado mais favorável.

A produção mensal de eletricidade na ilha de Santiago, em Cabo Verde é apresentado na Figura 33. Observa-se que os meses com mais produção eólica são os meses de janeiro a maio e de outubro a dezembro ao contrário dos meses de junho a setembro que apresentam menor produção, isto por serem os meses em que a precipitação é maior, logo o recurso eólico tende a ser mais reduzido. Relativamente à produção térmica, os meses com maior produção são os meses de junho a setembro, sendo que os meses de janeiro a maio a produção é reduzida, isto porque há menos vento, daí a necessidade de se manter o consumo leva com que se aumente a produção térmica. Pode-se também observar que a produção solar é mais ou menos constante ao longo dos meses, exceto nos meses de agosto a novembro onde a produção é quase insignificante por serem os meses da estação chuvosa.

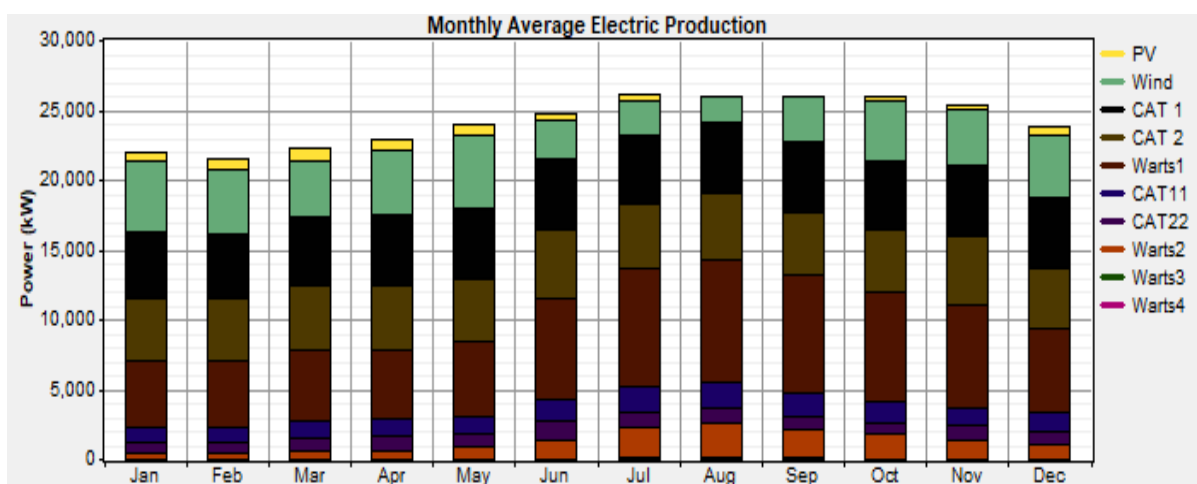


Figura 33 – Produção média mensal de eletricidade.

Os valores do custo total (NPC), do LCOE e dos custos operacionais do sistema são 577.619.328 €, 0,213 €/kWh, e 32.365.468 €/ano, respetivamente. Na Figura 34, pode-se observar o peso de cada um dos centros produtores de energia elétrica.

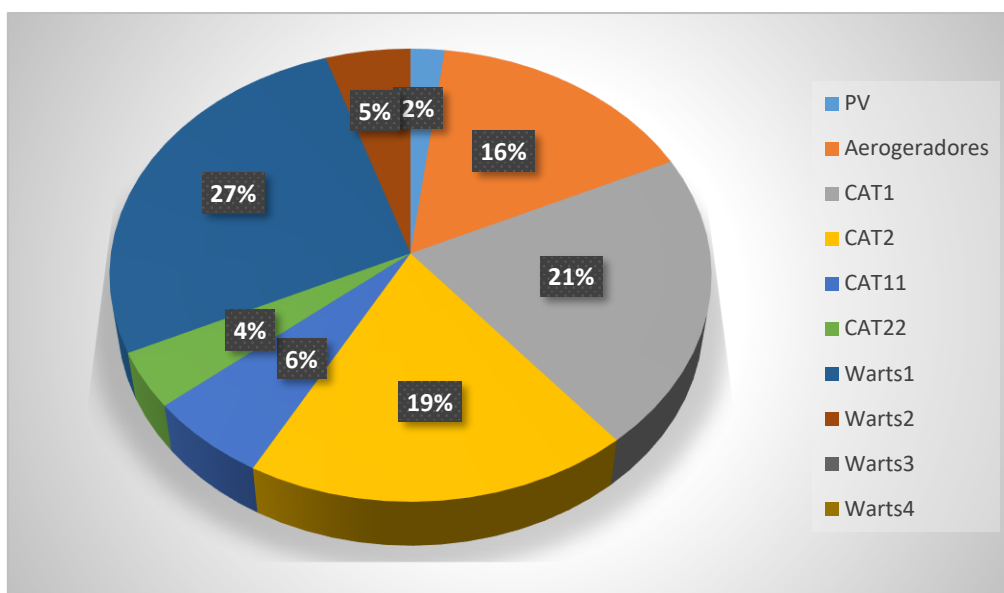


Figura 34 – Matriz da energia elétrica na ilha de Santiago

Pela figura anterior, o gerador Warts1 é o que mais produz energia, de outro modo os geradores CAT11 e CAT22 são os que menos produzem. Os geradores Warts3 e Warts4 não apresentam qualquer produção. A produção da energia através da fonte eólica é a que mais contribui para a taxa de penetração da energia renovável na ilha com uma percentagem de 16%, sendo que a produção da energia fotovoltaica apresenta apenas 2% da produção total. Pode-se também observar que a percentagem da produção térmica (cerca de 82%) é muito superior à percentagem da produção renovável (cerca de 18%) o que era expectável, pois em 2015 houve uma diminuição da penetração da taxa das energias renováveis, relativamente ao ano anterior, devido a queda do preço do petróleo [43].

Na Figura 35, apresenta-se o custo total (capital inicial, custo de substituição, e custo de operação & manutenção), de cada um dos componentes do sistema.

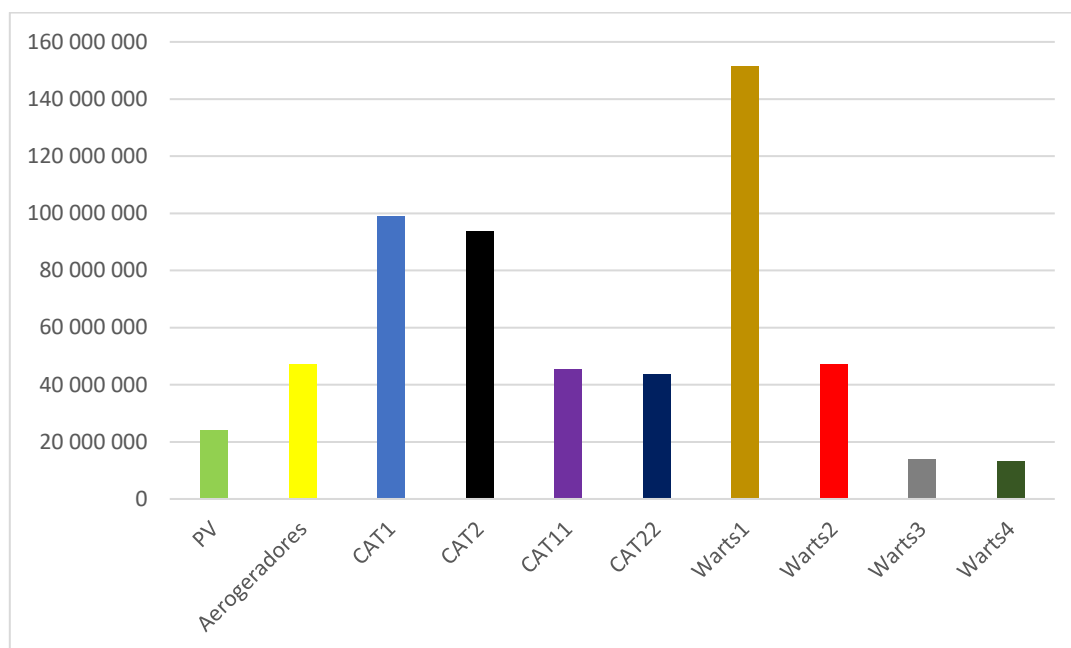


Figura 35 – Custo de cada um dos componentes do sistema (€).

Pode-se notar que o gerador Warts1 é o que apresenta maior custo total (cerca de 151 M€), seguido dos CAT1 e CAT 2, o que era de se esperar já que estes são os geradores que mais produzem energia, por serem os que mais estão em funcionamento os seus custos tendem a ser superiores. Já os geradores Warts3 e Warts4 são os que têm menores custos associados (cerca de 13 M€ cada). Relativamente à parte renovável, os aerogeradores apresentam maior custo total (cerca de 47 M€), sendo que os painéis fotovoltaicos apresentam um custo inferior (cerca de 23 M€), pode-se justificar pelo facto da produção a partir da energia eólica ser superior à produção fotovoltaica.

4.1.2 Cenário base com *offshore*

Para inserir o parque eólico *offshore*, considerou-se o cenário base adicionando-se a possibilidade de utilizar 2 turbinas eólicas *offshore* (com as mesmas características que as turbinas do cenário base). Tendo-se em conta que o vento no mar é superior ao vento em terra, aumentou-se a altura das turbinas *offshore* já que devido às limitações do *software* não foi possível acrescentar dados do vento *offshore*. Na Figura 36, pode-se observar o

cenário base com a implementação do parque eólico *offshore* considerado, representado no HOMER®.

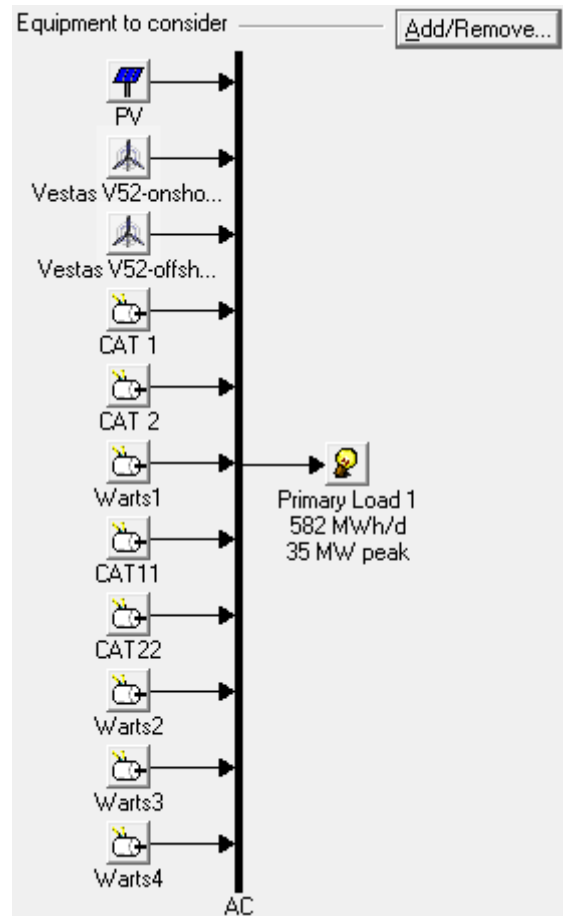


Figura 36 – Configuração do cenário base + parque eólico *offshore* no HOMER®.

Relativamente aos preços, consideraram-se os valores encontrados nas pesquisas efetuadas, ou seja, considerou-se que o parque eólico *offshore* apresenta o dobro do preço do parque eólico *onshore*. O resultado obtido foi: 10 aerogeradores *onshore*, o painel fotovoltaico, 1 aerogerador *offshore* e 8 geradores diesel. O resultado encontra-se representado na Figura 37.

					PV (kW)	V_on	V_off	CAT1 (kW)	CAT2 (kW)	W1 (kW)	CAT11 (kW)	CAT22 (kW)	W2 (kW)	W3 (kW)	W4 (kW)	Initial Capital	
						4500	10	1	5500	7500	11300	5500	7500	11300	11300	11300	\$ 183,175,008
						4500	7	1	5500	7500	11300	5500	7500	11300	11300	11300	\$ 168,895,008
						4500	11	1	5500	7500	11300	5500	7500	11300	11300	11300	\$ 187,934,992
						4500	9	1	5500	7500	11300	5500	7500	11300	11300	11300	\$ 178,415,008
						4500	8	1	5500	7500	11300	5500	7500	11300	11300	11300	\$ 173,655,008
						4500	6	1	5500	7500	11300	5500	7500	11300	11300	11300	\$ 164,134,992

Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	CAT1 (hrs)	CAT2 (hrs)	W1 (hrs)	CAT11 (hrs)	CAT22 (hrs)	W2 (hrs)	W3 (hrs)	W4 (hrs)
31,322,752	\$ 583,584,896	0.215	0.24	57,387,596	7,848	5,558	5,943	3,725	3,016	1,631	49	0
32,441,390	\$ 583,604,864	0.215	0.18	61,091,464	7,991	5,462	6,164	4,004	2,958	1,855	61	0
30,957,814	\$ 583,679,808	0.215	0.26	56,153,600	7,758	5,618	5,760	3,640	3,117	1,617	38	0
31,702,796	\$ 583,683,136	0.215	0.22	58,625,852	7,893	5,561	6,020	3,857	2,976	1,682	50	0
32,076,004	\$ 583,694,016	0.215	0.20	59,863,728	7,951	5,536	6,093	3,951	2,949	1,750	60	0
32,823,740	\$ 583,732,608	0.215	0.16	62,322,564	8,020	5,556	6,182	4,099	2,865	1,956	64	0

Figura 37 – Cenário base + parque offshore – resultado mais favorável.

Para o parque eólico *onshore* utilizou-se a designação *v_on*, e para o parque eólico *offshore* utilizou-se a designação *v_off*, facilitando assim a diferenciação dos resultados de um parque eólico do outro.

A produção mensal da eletricidade na ilha de Santiago, com a inserção do parque eólico *offshore* encontra-se apresentado na Figura 38. Pode-se observar que com o parque eólico *offshore* há um aumento da produção a partir da fonte eólica em cada um dos meses do ano. Tal como no cenário base os meses de janeiro a maio e de outubro a dezembro são os meses em que há mais produção eólica ao contrário dos meses de junho a setembro que são os meses em que esta apresenta menor produção. No que diz respeito à produção térmica, os meses com maior produção continuam a ser os meses de junho a setembro, sendo que os meses de janeiro a maio a produção é reduzida. A produção solar também tal como no cenário base não se altera, ou seja, é praticamente constante ao longo dos meses, exceto nos meses de agosto a novembro em que essa produção é quase nula.

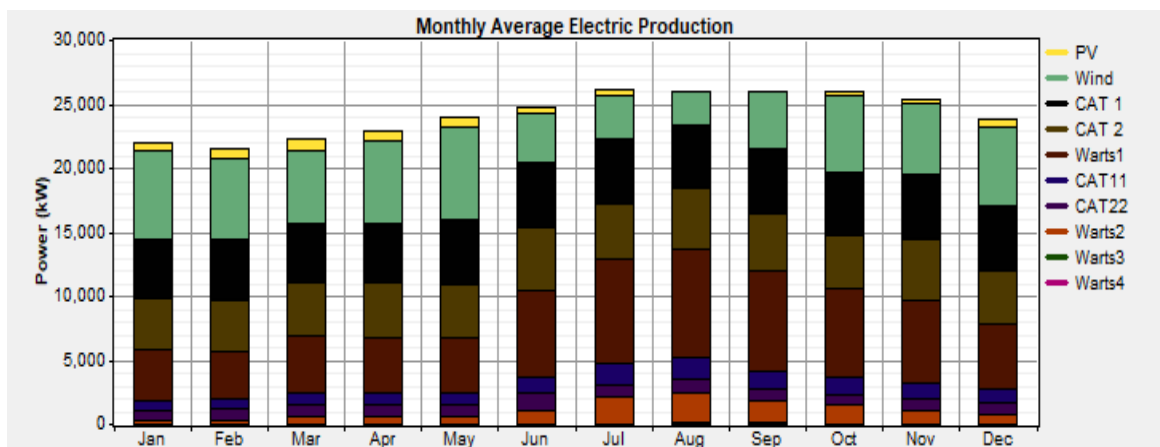


Figura 38 – Produção média mensal da eletricidade com parque eólico offshore.

Relativamente aos valores do NPC, do LCOE e dos custos operacionais do sistema temos 583.584.896€, 0,215 €/kWh, e 31.322.752 €/ano, respetivamente. Na Figura 39 pode-se observar a matriz da energia elétrica com o parque eólico offshore.

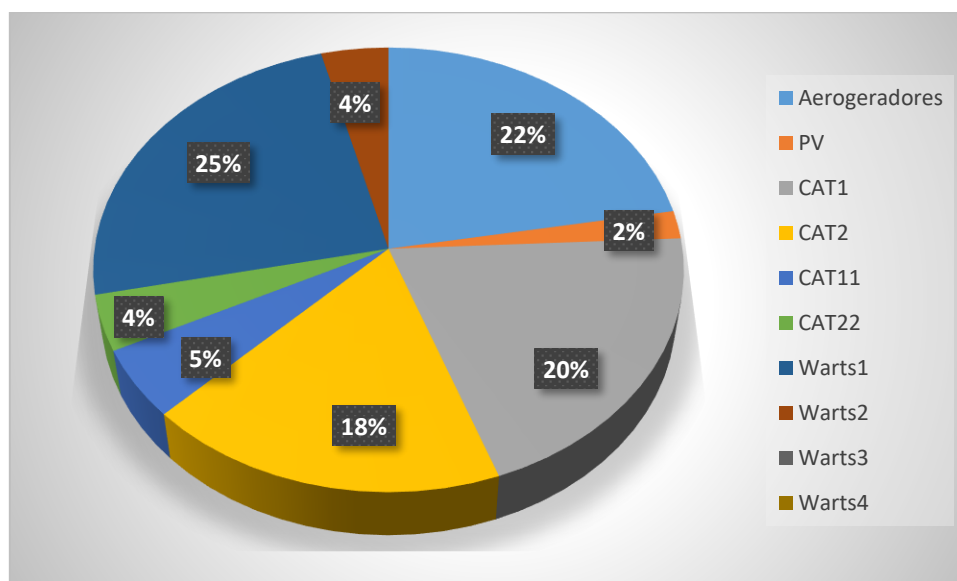


Figura 39 – Matriz da energia elétrica na ilha de Santiago com o parque eólico offshore.

Analisando a Figura 39, o gerador Warts1 continua a ser o que tem mais percentagem na produção da eletricidade, seguido pelo CAT1 e pelo CAT2, por continuarem a ser os que mais contribuem para a geração da energia. Os geradores Warts3 e Warts4 continuam a não apresentar nenhum peso na produção. Os geradores CAT11 e CAT22 são os que

apresentam menor produção de energia elétrica com base térmica. Pode-se observar que com o novo cenário há um aumento significativo da produção renovável (cerca de 6% relativamente ao cenário base), sendo que a produção térmica diminuiu para 76%. Isto graças ao parque eólico *offshore* que aumentou a produção eólica para 22%, sendo que a produção solar fotovoltaica continua com mesma percentagem de 2%.

Na Figura 40 apresenta-se o custo total de cada um dos componentes do sistema com o parque eólico *offshore* incluído.

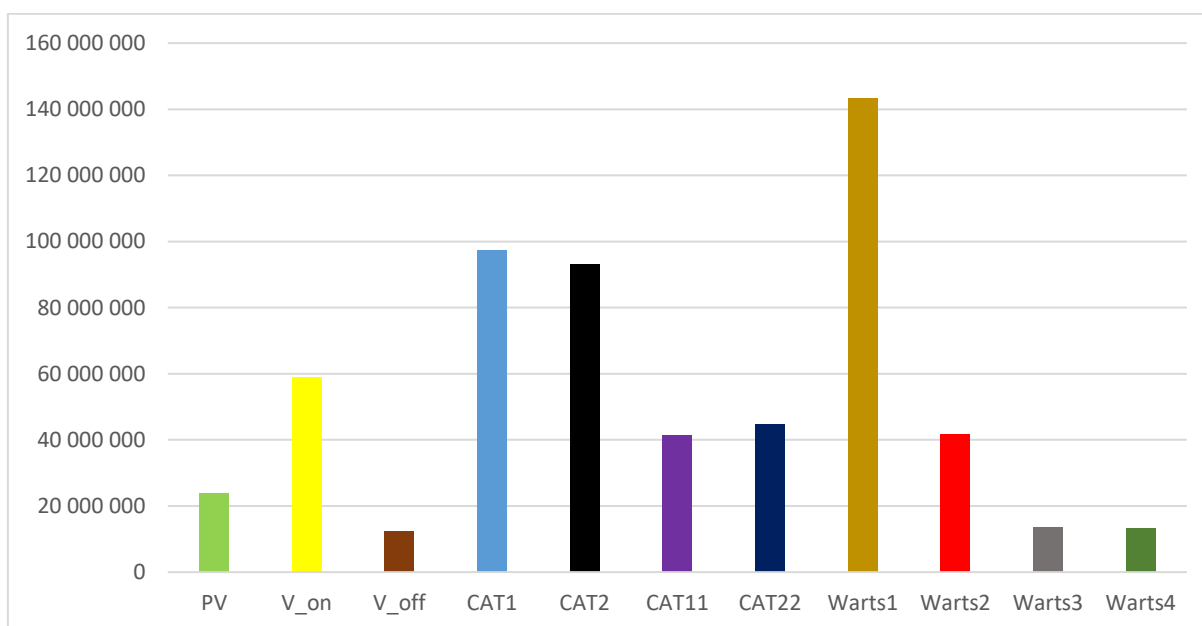


Figura 40 – Custo de cada um dos componentes do sistema do parque eólico *offshore* (€).

Pela análise da Figura 40, tal como no cenário base o gerador Warts1 é o que apresenta maior custo total (cerca de 143 M€), seguido dos CAT1 e CAT2. Os geradores Warts3 e Warts4 continuam a ser os que apresentam menores custo associado (cerca de 13 M€ cada), é de salientar que esses custos diminuiriam relativamente ao cenário base, já que com a inserção do parque eólico *offshore*, houve uma diminuição da produção da energia através das fontes térmicas. Na parte renovável, pode-se observar que o parque eólico *onshore* apresenta um custo de cerca de 58 M€ (6,82 M€/MW), sendo que o parque eólico *offshore* apresenta um custo de cerca de 12 M€ (14 M€/MW). Os painéis fotovoltaicos apresentam o mesmo custo apresentado no cenário base (cerca de 23 M€).

4.2. Análise dos resultados obtidos

Nesta secção será feita uma análise geral dos resultados obtidos.

Relativamente aos custos, pode-se ver na Tabela 12 os valores fornecidos pelo *software* com e sem o parque eólico *offshore*.

Tabela 12 – comparação entre os custos do cenário base e do cenário base + parque eólico *offshore*.

	Cenário base	Cenário base + parque eólico <i>offshore</i>
Custo Total (NPC)	577.619.328 €	583.584.896 €
Custo nivelado de energia (LCOE)	0,213 €/kWh	0,215 €/kWh
Custos operacionais	32.365.468 €/ano	31.322.752 €/ano

Analisando a tabela, pode-se ver que o NPC do parque eólico *offshore* é maior do que no cenário base. O NPC engloba os custos totais do sistema, tais como custos de capital, custos de substituição, custos operacionais e de manutenção, custos de combustível e custo de compra de eletricidade da rede. Logo faz sentido que o NPC seja superior no cenário com o parque eólico *offshore* já que a instalação e a manutenção deste parque tendem a ser mais sofisticadas e mais onerosas.

O LCOE do cenário base é ligeiramente menor ao LCOE do parque eólico *offshore* (uma diferença de 0,002 cêntimos). O HOMER® define o LCOE como o custo médio por kWh de energia elétrica útil produzida pelo sistema, logo essa diferença justifica-se pelo fato do custo de ciclo de vida do sistema com o parque eólico *offshore* ser superior.

Relativamente aos custos operacionais, observa-se que no cenário com o parque eólico *offshore* esse custo é inferior do que no cenário base. O custo operacional é o valor anual de todos os custos exceto do custo de capital. Inclui custos de substituição, de O&M, de combustível, e também o valor residual (valor restante em um componente do sistema de energia no final da vida útil do projeto). Portanto os custos operacionais são inferiores no cenário com o parque *offshore*, porque neste cenário os custos com o combustível são inferiores pois há menos consumo de diesel e o custo de substituição de alguns dos componentes também é inferior, fazendo com que o custo total de substituição também seja inferior neste cenário.

Na Figura 41 representam-se, nos dois cenários em estudo, a percentagem de penetração da energia renovável e da energia térmica na ilha de Santiago.



Figura 41 – a) gráfico representando o cenário base; b) gráfico representando cenário base + parque eólico offshore.

Pode-se observar que no cenário base a fração renovável na ilha de Santiago é de 18%, e que com a inserção do parque eólico *offshore* essa fração passará a ser 24%. Este aumento de 6% é extremamente importante, já que com este estudo pretende-se aumentar a taxa de penetração das energias renováveis com a inserção do parque eólico *offshore*. Cabo Verde tem objetivos sustentáveis de até 2025 fornecer somente energias renováveis à sua população. Tendo em conta que o país é maioritariamente dependente de combustíveis fósseis, há necessidade de se desenvolver projetos renováveis viáveis para que essa dependência não aumente no futuro e para que se consigam atingir os objetivos definidos.

Na Tabela 13, apresentam-se as emissões por poluente em cada um dos cenários na ilha de Santiago em Cabo Verde.

Tabela 13 – Emissões anuais em cada um dos cenários em estudo.

Poluentes	Cenário base	Cenário base+ parque eólico offshore
	Emissões (kg/ano)	Emissões (kg/ano)
Dióxido de carbono	161.051.712	151.120.432
Monóxido de carbono	397.533	373.019
Hidrocarbonetos não queimado	44.034	41.319
Material particulado	29.968	28.120
Dióxido de enxofre	323.420	303.476
Oxido de nitrogénio	3.547.221	3.328.481
Total	165.393.888	155.194.847

Pela análise da Tabela 13, comparando os resultados do cenário base com o cenário do parque eólico *offshore*, pode-se dizer que com o parque eólico *offshore* haverá uma diminuição significativa da quantidade de poluentes emitidos na ilha. Nos últimos anos a poluição do ar tornou-se uma preocupação crescente, apresentando um número crescente de episódios agudos em várias cidades do mundo, ela afeta não só o meio ambiente como também a saúde humana. Apresenta consequências no meio ambiente como o aquecimento global, a degradação de ecossistemas, o escurecimento da atmosfera (diminuição da visibilidade), a eutrofização, etc. Logo é importante reduzir as emissões dos poluentes para uma melhor qualidade de vida humana.

4.2.1. Análise de sensibilidade

Nesta secção foram realizadas análises de sensibilidade ao preço do combustível e à velocidade do vento para se perceber de que forma as suas variações podem afetar o projeto. Relativamente ao preço do combustível considerou-se que se podiam variar cinco valores entre 0,190€ e 0,3€, quanto ao vento considerou-se também cinco valores da velocidade média entre 6m/s e 12 m/s. Foram analisados comportamentos de vários parâmetros relativamente as variáveis de sensibilidade, apresentando-se os resultados em seguida.

Na Figura 42, pode-se observar a variação da fração renovável com as variáveis de simulação.

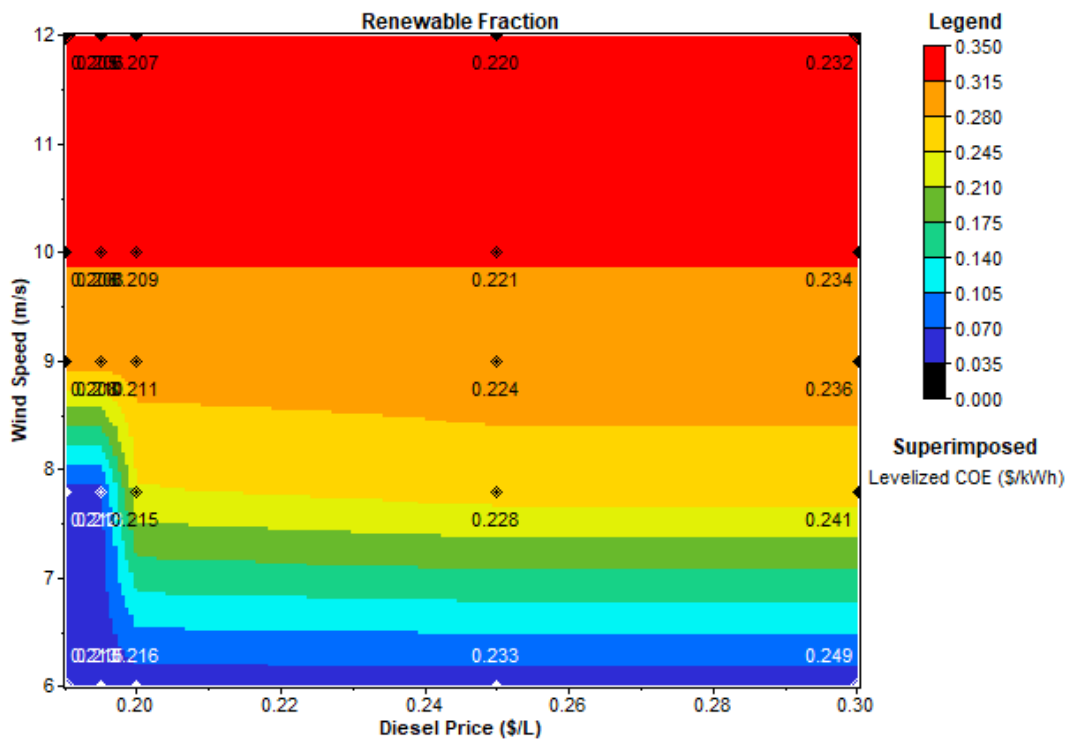


Figura 42 – Fração renovável versus preço do diesel (€/L) e velocidade do vento(m/s).

A figura mostra que quanto maior for a velocidade do vento maior será a penetração da fração renovável, o que faz sentido já que quanto maior for a disponibilidade eólica, maior será a produção das turbinas, aumentando assim a produção renovável. Na figura pode-se ver que essa percentagem poderá chegar a 35%. Tendo em conta que a velocidade do vento marítimo é maior do que o vento em terra, pode-se dizer que com a implementação de uma turbina *offshore* com uma altura ideal na ilha de Santiago, conseguia-se ter um aumento relevante da percentagem da energia renovável na ilha. Por exemplo, pela figura um vento com uma velocidade de 12 m/s aumentaria a fração renovável para 35%. Relativamente ao preço do combustível quanto mais reduzido for, maior será a percentagem da produção da energia através dos geradores a diesel e menor será a fração renovável, já que com a redução do preço diminui-se também o custo associado à produção da energia a partir de fontes térmicas. Por outro lado, com o aumento do preço do diesel haverá um aumento na produção da fração renovável, atingindo a produção máxima quando o preço estiver por volta dos 0,25€/L. Pode-se observar também que quanto maior a velocidade do vento menor é o LCOE, e que quanto maior for o preço do diesel maior será o LCOE.

Na Figura 43, encontra-se representado a variação do consumo do diesel com as variáveis de simulação.

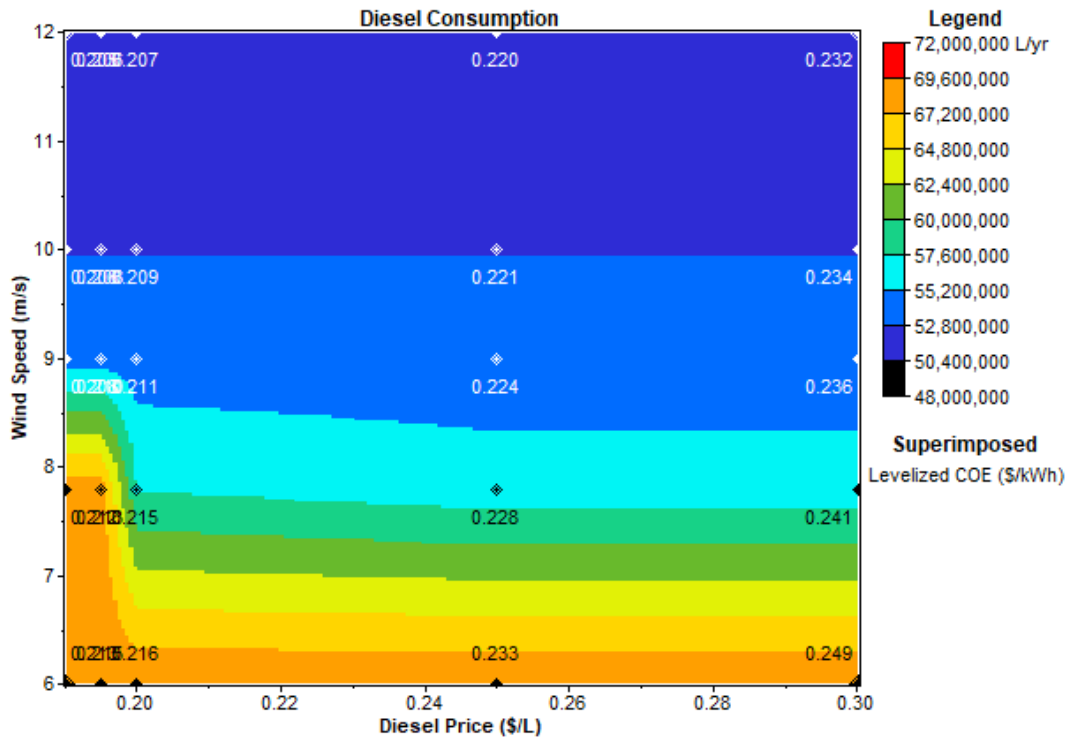


Figura 43 – Consumo do diesel [L/ano] versus preço do diesel [€/L] e velocidade do vento (m/s).

Na Figura 43, pode-se observar o declínio do consumo do diesel pelo aumento do seu preço e também pelo aumento da velocidade do vento, sendo que a partir dos 0,25 €/L esse consumo mantém-se constante, isto é expectável já que se o preço do diesel aumenta o custo da energia produzida através de fontes térmicas também aumenta. Desta forma a produção de energia através de fontes renováveis torna-se mais atrativa comparativamente a produção por meios térmicos.

Na Figura 44, apresenta-se a variação da emissão do CO₂ relativamente ao preço do diesel e à velocidade do vento.

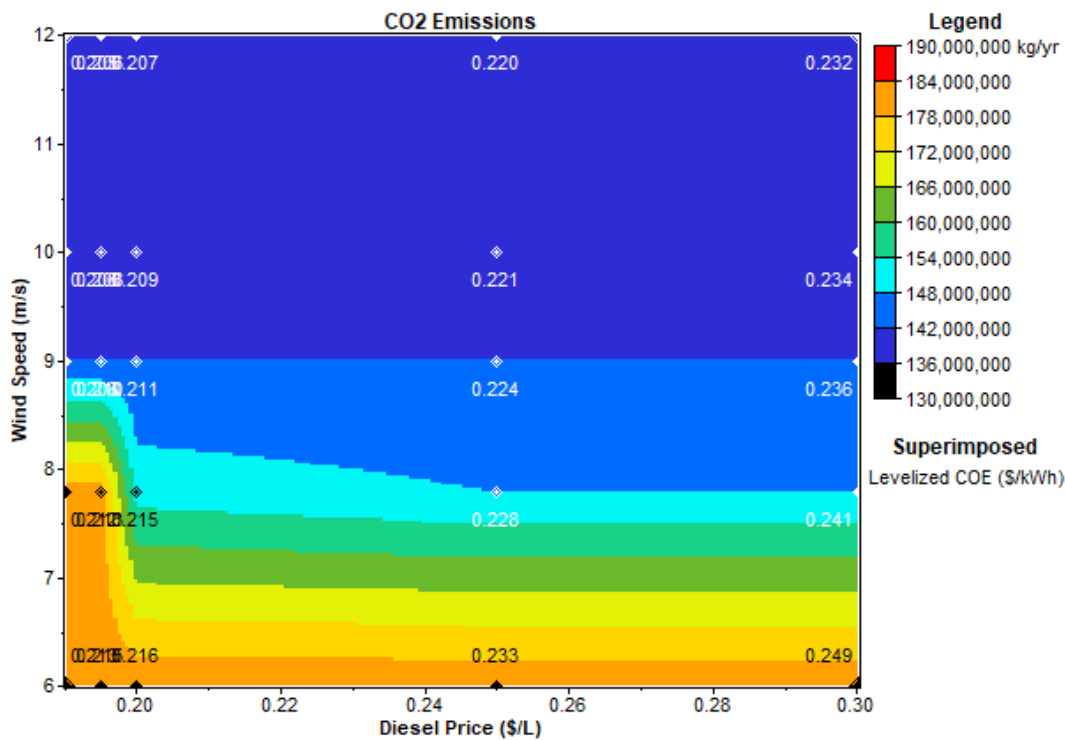


Figura 44 – Emissão de CO₂ [kg/ano] versus preço do diesel [€/L] e velocidade do vento (m/s).

Como se esperava o comportamento da emissão de CO₂ com o vento e com o preço do diesel é semelhante ao consumo do diesel. Quanto mais caro for o preço do diesel menor será a emissão de CO₂, isto porque haverá uma diminuição no consumo do diesel e um aumento na produção da energia através de fontes renováveis que consequentemente contribuirá para atenuar as emissões do CO₂. Com a velocidade do vento a situação é idêntica, pois quanto mais recurso eólico houver maior será a produção da energia limpa, o que resulta na diminuição da poluição já que a queima de combustíveis fósseis é uma das formas que mais contribui para emissão de gases como o CO₂.

Na Figura 45, pode-se ver o comportamento do custo do ciclo de vida total do sistema (NPC) com o preço do diesel e com a velocidade do vento.

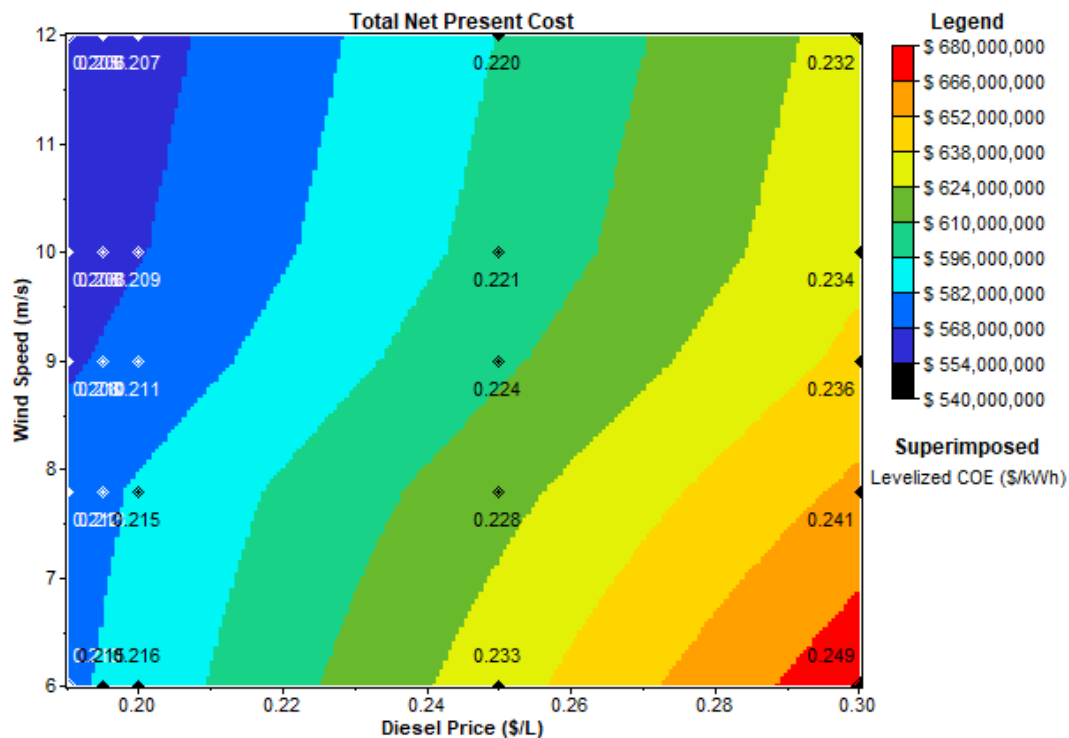


Figura 45 – NPC versus preço do diesel [€/L] e velocidade do vento (m/s).

Analisando a Figura 45, observa-se que o NPC aumenta com o preço do diesel e diminui com o aumento da velocidade do vento. Por exemplo se o preço do diesel aumentar para 0,24€/L o NPC pode aumentar para cerca de 624 M€, e caso a velocidade do vento aumente para 9 m/s o custo poderá diminuir para cerca de 554 M€. Na produção das energias renováveis o investimento é sobretudo para os equipamentos que sejam capazes de converter essa energia em eletricidade, enquanto que na produção da energia térmica para além de se investir nos geradores investe-se também no combustível continuamente. Assim o NPC tende a ser mais elevado se o preço do combustível aumentar já que se vai pagar mais pelo mesmo, e diminui se a velocidade do vento aumentar pois aumentará a produção renovável, não necessitando de se aumentar o custo, já que não se paga pelo recurso eólico.

5. Conclusões e trabalho futuro

5.1. Conclusão

Nesta dissertação realizou-se o estudo da viabilidade da implementação da energia eólica *offshore* na ilha de Santiago em Cabo Verde.

A apresentação deste estudo teve como finalidade avaliar a possibilidade da implementação da energia eólica *offshore* para atenuar a forte dependência do país em combustíveis fósseis, uma das principais razões para as dificuldades que o setor elétrico do país tem apresentado.

Estudos apontam que até 2020 o consumo elétrico duplique em Cabo Verde, daí a necessidade de se desenvolver projetos renováveis para que se possa satisfazer o aumento do consumo sem aumentar a importação de combustíveis fósseis [44].

Para a realização da dissertação foram utilizados dados fornecidos por uma empresa de energia em Cabo Verde. Consideraram-se dois cenários: um cenário base (que representa a situação atual da ilha), e um cenário com a inserção do parque eólico *offshore*.

Através do software HOMER® foi possível simular os dados fornecidos e obter resultados que melhor se adaptam as condições do cenário base e do cenário com a inserção do parque eólico *offshore*, para a produção de energia elétrica na ilha de Santiago.

No cenário base os resultados mostraram que 82% da energia produzida na ilha de Santiago provém da energia térmica, sendo que apenas 18% provém de energias renováveis (nomeadamente a energia solar – 2% e a energia eólica *onshore* – 16%).

Com a inserção do parque eólico *offshore* a energia produzida através de fontes renováveis aumentou para 24% (energia eólica – 22% e energia solar – 2%), e a energia produzida a partir das fontes térmicas diminuiu para 76%.

No cenário base o sistema apresenta capacidade de fornecer cerca de 212.480,129 kWh de energia por ano, com um LCOE de 0,213€/KWh, um NPC de 577.619.328 €, e com custos operacionais de 32.365.468€. Com a inclusão do parque eólico *offshore* o LCOE passaria a ser 0,215 €/KWh com um NPC de cerca de 583.584.896€, e custos operacionais de 31.322.752€.

Verificou-se também que com a inserção do parque eólico *offshore* haverá uma diminuição de cerca de 10 milhões de kg por ano de emissões de poluentes (nomeadamente CO₂, CO, HC, PM, SO₂ e NO).

Para complementar o trabalho, realizou-se um estudo de sensibilidade ao preço do combustível e a velocidade do vento, que forneceu informações úteis, e possibilitou a verificação da reação do sistema aquando das alterações dos parâmetros avaliados. Para o combustível considerou-se que o preço podia variar cinco valores entre 0,190€ e 0,3€; quanto ao vento considerou-se uma variação da velocidade média entre 6m/s e 12 m/s. Foi possível verificar que por exemplo, com uma velocidade média do vento de 9m/s seria possível aumentar a fração renovável da ilha para cerca de 29%. Relativamente ao preço do diesel verificou-se a sua forte relação com a produção térmica; quanto maior o preço do diesel menor é a produção térmica e vice-versa, sendo que a produção máxima é atingida quando o preço do diesel estiver por volta dos 0,25€/L.

No final do estudo foi possível verificar que a inclusão do parque eólico *offshore* representa uma mais valia para o sistema elétrico da ilha de Santiago, já que vai permitir atenuar a produção da energia através de fontes térmicas, aumentando consequentemente a fração renovável na ilha. Contudo seriam necessários estudos mais aprofundados para que se possa ter uma visão mais clara desse projeto.

5.2. Trabalhos futuros

Tendo em conta que esta dissertação pretende fazer uma primeira avaliação do recurso eólico *offshore* na ilha de Santiago em Cabo Verde, de seguida são apresentadas algumas sugestões de trabalhos futuros, que poderiam ajudar a melhorar alguns pontos aqui desenvolvidos. Essas sugestões são:

- Estudo sobre regiões com potencial eólico *offshore* ao largo da costa da ilha de Santiago e das outras ilhas;
- Escolha de uma turbina que melhor se adapte às condições eólicas da ilha;
- Estudo mais aprofundado para identificar o tipo de tecnologia de fundação que melhor se adapta ao parque eólico *offshore*;
- Estudo dos impactos ambientais e económicos da energia eólica *offshore* na ilha de Santiago.

Bibliografia

- [1] Agency, IRENA - Internacional Renewable Energy, “IRENA 2014-2015: At a glance,” 2015.
- [2] GWEC, “GLOBAL WIND REPORT, ANNUAL MARKET UPDATE,” 2015.
- [3] World Health Organization, “Ambient air pollution: A global assessment of exposure and burden of disease,” 2016.
- [4] ECOWAS, CEDEAO -, “Agenda De Acção para a Energia Sustentável para Todos - Cabo Verde,” 2015.
- [5] Agência de Regulação Económica , “Histórico da evolução dos preços da electricidade,” 2013.
- [6] A. A. d. A. Ferreira, Sistema de produção de energia eólica, 2011.
- [7] D. Z. John K. Kaldellis, “The wind energy (r)evolution: A short review of a long history,” *Renewable Energy*, 2011.
- [8] REN21, “Renewables 2016-Global status report,” 2016.
- [9] J. J. D. J. S. L. V. N. M. Dolores Esteban, “Why offshore wind energy?,” *Renewable Energy*, pp. 444 - 450, 2011.
- [10] D. M. M. Raposo, “Estudo da solução da Eólica Offshore,” Lisboa, 2014.
- [11] M. A. Perez, “BlogThinkBig.com,” 2016. [Online].
- [12] L. M. Costa, “PREVISÃO DA ENERGIA EÓLICA - SANTIAGO -CABO VERDE,” 2013.
- [13] EWEA, “The European offshore wind industry - key trends and statistics 2015,” 2016.
- [14] E. d. J. É. d. V. Freire, “Contribuição para as Decisões de Investimento na Energia eólica em Cabo Verde,” 2010.
- [15] B. D. L. D. V. F. L. F.-M. R. P. M. ,. A. G.-V. Matteo Ranaboldo, “Renewable energy projects to electrify rural communities in Cape Verde,” *Applied Energy*, 2014.
- [16] Z. A. V. M. I. J. F. H. M. H. K. Constantino Cabral, “A New Wind Farm in Santiago Island, Cape Verde – Simulation and economic studies,” 2009.

- [17] B. N. F. A. S.O. Effiom, “Economic cost evaluation on the viability of offshore wind turbine farms in Nigeria,” *Energy Reports*, 2016.
- [18] K. K. Staffan Jacobsson, “Mechanisms blocking the dynamics of the European offshore wind energy innovation system – Challenges for policy intervention,” *Energy Policy*, 2013.
- [19] M. J. K. Brian Snyder, “A comparison of offshore wind power development in Europe and the US: Patterns and drivers of development,” *Applied Energy*, 2009.
- [20] A. Y. E. S. Mehmet Bilgili, “Offshore wind power development in Europe and its comparison with onshore counterpart,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2011.
- [21] J. B. J. R. L. Vanja Westerberga, “Offshore wind farms in Southern Europe – Determining tourist preference and social acceptance,” *Energy Research & Social Science*, 2015.
- [22] T. S. A. E. Paulo Costa, “Assesment of the sustainable Offshore Wind Potential in Portugal,” 2006.
- [23] N. Ederer, “The market value and impact of offshore wind on the electricity spot market: Evidence from Germany,” *Applied Energy*, 2015.
- [24] A. F. Paraic Higgins, “The evolution of offshore wind power in the United Kingdom,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014.
- [25] Z. I. Fernández, “OFFSHORE WIND ENERGY Technical aspects and feasibility study of offshore on Spanish coasts,” 2010.
- [26] F. K. W. & G. R. PIMENTA, “Combining meteorological stations and satellite data to evaluate the offshore wind power resource of Southeastern Brazil,” *Renewable Energy*, 2008.
- [27] G. P. K. M. Ortiz, “POTENCIAL DE ENERGIA EÓLICA OFFSHORE NA MARGEM DO BRASIL,” Brasil, 2011.
- [28] T. Swaminathan Mani n, “Offshore windenergypolicyforIndia—Key factorstobeconsidered,” *Energy Policy*, 2013.
- [29] H. Y. L. L. Xiaoxia Gao, “Study on offshore wind power potential and wind farm optimization in Hong Kong,” *Applied Energy*, 2014.
- [30] H.-F. Fang, “Wind energy potential assessment for the offshore areas of Taiwan west coast and Penghu Archipelago,” *Renewable Energy*, 2014.
- [31] M. L. Y. G. Jompob Waewsak, “Offshore wind power potential of the Gulf of Thailand,” *Renewable Energy*, 2015.

- [32] J. M. P. A. F. L. A.C. Martin Mederos, “An offshore wind atlas for the Canary Islands,” 2011.
- [33] G. K. S.-T. J. D. H. K. K. S. K. Myung EunLee, “Assessment of offshore wind energy at Younggwang in Korea,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2013.
- [34] S. B. B. S. N. Sandhya Kota, “Offshore wind energy: A comparative analysis of UK, USA and India,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2015.
- [35] C. Cassar, “A FEASIBILITY STUDY OF OFFSHORE WIND FARMS IN THE BAHAMAS,” Christopher Cassar.
- [36] ARCA, “Eólica de alto mar testada em 2011,” *Ambiente Online*, 2010.
- [37] EDP, “The windFloat Project,” 2013.
- [38] industries, ASM, “Fundação offshore - Demogravi3,” 2015. [Online]. Available: <https://asm-industries.com/pt-pt/fundacao-offshore-demogravi3/>.
- [39] R. M. M. Pires, “Estratégias de Reposição de Serviço em Sistemas HVDC com Interligação a Parques Eólicos Offshore,” 2013.
- [40] B. J. L. Tavares, “Parques Eólicos Offshore: Estudo de soluções de interligação do tipo HVAC e HVDC,” 2010.
- [41] F. M. F. d. Silva, “Offshore wind parks electrical connection,” 2008.
- [42] A. J. P. c. R. Manuel Collares Pereira, “O valor e o custo da electricidade produzida por sistemas Solares (fotovoltaicos) (Levelised Cost of Electricity – LCOE, incentivos, política energética),” 2016.
- [43] ELECTRA SUL, “Relatório e contas,” 2015.
- [44] Ministério de Turismo, Indústria e Energia, “Cabo Verde 50% renovável,” em *Um caminho até 2020*, 2011.