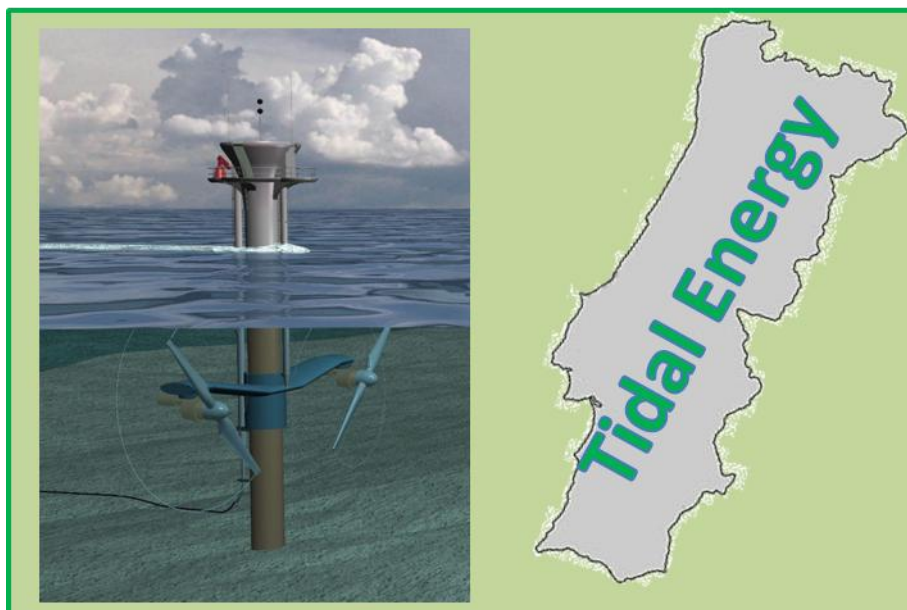




INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA
Área Departamental de Engenharia de Sistemas de Potência e Automação



Aproveitamento da Energia das Correntes Marítimas

ISABEL SOFIA NUNES PÁSCOA
(Licenciatura em Engenharia Eletrotécnica)

Dissertação para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica

Orientadores:

Professora Cristina Inês Camus

Professor Eduardo Adelino Mateus Nunes Eusébio

Júri:

Presidente: Professor Constantino Vital Sopa Soares

Vogais:

Professora Cristina Inês Camus

Professor Victor Manuel Fernando Mendes

Dezembro de 2014

Dissertação realizada sob orientação de:
Doutora Cristina Inês Camus
Professora Adjunta da Área Departamental
de Engenharia de Sistemas de Potência e Automação

Mestre Eduardo Adelino Eusébio
Equiparado a Assistente 2º Triénio da Área Departamental
de Engenharia de Sistemas de Potência e Automação

Resumo

O presente trabalho tem como objetivo estudar a viabilidade de implantar um parque de turbinas de correntes marítimas para produção de energia elétrica em Portugal.

É realizada uma abordagem à evolução das energias de origem renovável em Portugal. É realizada uma abordagem às marés, o que são, como são formadas, a sua previsão, etc. Também é efetuado um estudo à energia das correntes marítimas, são apresentadas algumas das tecnologias de correntes marítimas disponíveis em todo o mundo. É desenvolvido um modelo para as alturas e velocidades das correntes.

É calculada a energia produzida por um parque construído hipoteticamente em Sines, onde depois se realiza a avaliação económica para dois cenários possíveis e é efetuada uma análise de sensibilidade do VAL, TIR, LCOE, entre outras variáveis. Por fim são efetuadas conclusões sobre a viabilidade dos projetos analisados. São também analisadas a possibilidade de existência de uma remuneração renovável para este tipo de fonte de energia.

Palavras-chave: Energia, Renovável, Correntes Marítimas, Avaliação Económica.

Abstract

The present work aims to study the viability of introducing park of Tidal turbines for production of electric energy in Portugal.

An approach is carried out to the evolution of the energies of renewable sources origin in Portugal. An approach is carried out to the tides, which are, how they are formed, their prediction, etc. It is also a study the tidal energy, some of the technologies are presented of available sea currents in worldwide. A model for the heights and velocities of the currents is developed.

There is calculated the energy produced by a park built hypothetically in Sines, where then calculated the economic assessment for two possible cases and there is effectuated an analysis of sensibility of NPV, IRR, LCOE, and others variables. By end conclusions are effectuated the viability of the analyses projects. They are analyzed also the possibility of existence of a renewable remuneration for this type source of energy.

Keywords: Energy, Renewable, Tidal Energy, Economic Assessment.

Agradecimentos

Quero agradecer em primeiro lugar a minha orientadora, a Professora Cristina Camus pela, sugestão do tema, a constante orientação didática e académica sem a qual o desenvolvimento do estudo de um assunto novo que ainda tem pouca informação

Ao meu orientador, o Professor Eduardo Eusébio quero agradecer pelo esclarecimento de dúvidas, tendo mostrado sempre disponibilidade para me receber, pela confiança depositada e o enorme apoio dado para a conclusão desta dissertação.

De seguida gostaria de dedicar este trabalho e aos meus pais, e agradecer pelo incentivo dado ao longo destes anos, pela ajuda incondicional, pelo amor e formação que deles recebi.

Um agradecimento ao Centro de dados técnicos do Instituto Hidrográfico, de realçar ao Nuno Pereira da Costa por ter facultado dados das alturas das correntes de Sines.

Em último, mas não menos importante, quero agradecer aos meus colegas do mestrado em Engenharia Eletrotécnica no Ramo de Energia, em especial à Énia e à Patrícia, pela ajuda prestada para elaboração deste trabalho.

Índice

| | |
|--|------------|
| Resumo..... | i |
| Abstract..... | ii |
| Agradecimentos..... | iii |
| Índice..... | iv |
| Lista de figuras..... | vii |
| Lista de tabelas..... | ix |
| Abreviaturas..... | x |
| Unidades de medida..... | xi |
| Lista de variáveis..... | xii |
| Capítulo 1 - Introdução | 1 |
| 1.1. Enquadramento..... | 2 |
| 1.2. Motivação | 2 |
| 1.3. Objetivos..... | 3 |
| 1.4. Estrutura da Dissertação | 3 |
| 1.5. Notação..... | 4 |
| Capítulo 2 – Revisão da Literatura | 5 |
| 2.1. Energia Elétrica de Portugal | 6 |
| 2.2. Energia dos Oceanos..... | 7 |
| 2.2.1. Energia das ondas | 8 |
| 2.2.2. Energia térmica oceânica | 8 |
| 2.2.3. A energia das correntes marítimas..... | 9 |
| Capítulo 3 – Estado da Arte | 13 |
| 3.1. O que são marés | 14 |
| 3.2. Energia das correntes marítimas | 20 |
| 3.3. Metodologia de Conversão de Energia | 23 |
| 3.3.1. Variações de profundidade e velocidade | 28 |

| | | |
|--|--|-----------|
| 3.3.2. | Variação da velocidade através do canal | 30 |
| 3.4. | Tipos de Dispositivos para extração de energia das marés | 31 |
| 3.5. | Tipos de fundações dos conversores de energia das marés..... | 37 |
| 3.6. | Características de instalação | 38 |
| 3.7. | Características de implantação..... | 39 |
| 3.8. | Sistema de controlo das turbinas de aproveitamento de correntes marinhas | 39 |
| 3.9. | Centrais de aproveitamento de energia das correntes marinhas..... | 42 |
| 3.10. | Aspetos Ambientais | 44 |
| Capítulo 4 - Metodologia | | 47 |
| 4.1. | Cálculo da curva aproximada das alturas das marés..... | 48 |
| 4.2. | Cálculo da curva aproximada das velocidades das marés..... | 50 |
| 4.3. | Cálculos | 53 |
| 4.3.1. | Densidade de Potência..... | 53 |
| 4.3.2. | Energia Elétrica média anual | 54 |
| 4.3.3. | Produção Anual de Energia | 54 |
| 4.4. | Avaliação Económica | 54 |
| 4.4.1. | Cash-Flow..... | 56 |
| 4.4.2. | VAL..... | 57 |
| 4.4.3. | TIR..... | 57 |
| 4.4.4. | Payback..... | 58 |
| 4.4.5. | LCOE..... | 58 |
| Capítulo 5 – Casos de Estudo..... | | 60 |
| 5.1. | Caraterísticas do SeaGen..... | 61 |
| 5.2. | Curva de potência | 63 |
| 5.3. | Cenário adotado | 65 |
| Capítulo 6 - Conclusões | | 78 |
| 6.1. | Conclusões | 79 |
| 6.2. | Desenvolvimentos Futuros | 80 |
| Referências..... | | 81 |

| | |
|---|-----------|
| Apêndices | 85 |
| Apêndice I – Alturas e velocidades das marés | 86 |
| Apêndice II – Curva das alturas das marés de Sines e a Curva aproximada da altura das marés | 91 |
| Apêndice III – Curva da altura das marés e da velocidade das correntes marítimas..... | 92 |
| Apêndice IV – Avaliação económica Caso 1 | 93 |
| Apêndice V – Avaliação económica Caso 2 | 94 |
| Apêndice VI – Technical and economic assessment of energy from Tidal Currents..... | 95 |

Lista de figuras

| | |
|--|----|
| Figura 2-1: Evolução da eletricidade de origem renovável em Portugal entre 1999 e 2013 [42] | 6 |
| Figura 2-2: Produção de eletricidade por fonte em Portugal em 2013 [42] | 6 |
| Figura 2-3: Peso das diferentes fontes de produção de eletricidade em Portugal, em 2013 [42] | 7 |
| Figura 2-4: Geração de energia renovável no mundo em 2020 por fonte [10] | 10 |
| Figura 2-5: Distribuição mundial da energia de fonte oceânica em 2006 [11] | 10 |
| Figura 2-6: Instalação de energia das correntes marinhas em MW por país [12] | 11 |
| Figura 2-7: Previsão da capacidade de energia hidro-cinética 2009-2015 [10] | 12 |
| Figura 3-1: Níveis e planos de referência das marés [15] | 15 |
| Figura 3-2: Tipos de marés [4] | 17 |
| Figura 3-3: Distribuição global dos tipos de marés [4] | 17 |
| Figura 3-4: Ciclo lunar [18] | 18 |
| Figura 3-5: Posição do Sol-Terra-Lua e os seus efeitos nas marés [19] | 19 |
| Figura 3-6: Curva amostra para uma turbina de quatro pás [22] | 24 |
| Figura 3-7: Distribuição de velocidades [4] | 24 |
| Figura 3-8: Típica saída de energia da turbina versus fluxo de velocidade [4] | 26 |
| Figura 3-9: Variações alternativas da velocidade com a profundidade [4] | 28 |
| Figura 3-10: Turbina de eixo horizontal [20] | 31 |
| Figura 3-11: Turbina de eixo vertical [20] | 32 |
| Figura 3-12: Hidrofólio Oscilante [20] | 33 |
| Figura 3-13: Diapositivos de efeito Venturi [20] | 34 |
| Figura 3-14: Parafuso Helicoidal [24] | 35 |
| Figura 3-15: Tidal Kite [24] | 35 |
| Figura 3-16: Barragem de marés de La Rance em França [25] | 36 |
| Figura 3-17: Esquema de uma barragem de marés | 36 |
| Figura 3-18: Tipos de fixação existentes para conversores de energia [20] | 37 |
| Figura 3-19: Espaçamento entre dispositivos [26] | 39 |
| Figura 3-20: Constituintes de uma turbina marinha [32] | 39 |

| | |
|---|----|
| Figura 3-21: Sistema de Power take-off [29] | 42 |
| Figura 3-22: Diagrama da tecnologia SeaGen [31]..... | 45 |
| Figura 4-1: Curva da altura das marés de Sines durante 48h | 48 |
| Figura 4-2: Velocidade da corrente em função das horas a Março de 2007 em Raz de Sein [33]... 48 | |
| Figura 4-3: Curva da altura e as curvas auxiliares 1 e 2..... | 49 |
| Figura 4-4: Altura em função do tempo para as marés de Sines e pela sinusoide aproximada..... | 50 |
| Figura 4-5: Variação da velocidade e altura das correntes marítimas em Tampa Florida | 51 |
| Figura 4-6: Curva calculada para as velocidades das marés | 52 |
| Figura 4-7: Altura em função do tempo para as marés de Sines e curva calculada para as velocidades das marés | 53 |
| Figura 4-8: Curvas das alturas e velocidades aproximadas..... | 53 |
| Figura 4-9: Média mensal da taxa de rendibilidade das obrigações de tesouro a taxa fixa - 10 anos (Banco de Portugal, 2014) [34] | 55 |
| Figura 5-1: Dispositivo SeaGen em funcionamento e em manutenção [3]..... | 61 |
| Figura 5-2: Curva de Potência do SeaGen | 63 |
| Figura 5-3: (a) linha de tendência para a curva de potência de vazante, (b) linha de tendência para a curva de potência de enchente. | 64 |
| Figura 5-4: Localização hipotética da central de extração de energia das correntes marítimas [44] | 65 |
| Figura 5-5: Parque de extração de energia das correntes marítimas constituídas por 3 turbinas [36] | 65 |
| Figura 5-6: Espaçamento entre turbinas no Parque..... | 66 |
| Figura 5-7: a) Preço médio aritmético em Portugal e Espanha do ano de 2013, b) Preço médio aritmético em Portugal e Espanha dos primeiros 4 meses de 2014 [40] | 67 |
| Figura 5-8: VAL em função da taxa de atualização..... | 74 |
| Figura 5-9: VAL em função dos vários valores do Fator Z | 74 |
| Figura 5-10: Sensibilidade do VAL em função do fator de carga..... | 75 |
| Figura 5-11: Sensibilidade do VAL em relação ao tempo de vida útil do projeto | 76 |

Lista de tabelas

| | |
|---|----|
| Tabela 3-1: Principais componentes das marés..... | 16 |
| Tabela 3-2: Fatores que afetam as turbinas marítimas e eólicas | 22 |
| Tabela 3-3: Densidade de Potencia em comparação com outros recursos..... | 25 |
| Tabela 3-4: Influência da profundidade da água em tamanho máximo permitido turbina..... | 30 |
| Tabela 3-5: Turbinas de eixo vertical..... | 42 |
| Tabela 3-6: Turbinas de eixo Horizontal..... | 43 |
| Tabela 3-7: Outros tipos de conversores | 44 |
| Tabela 4-1: Fatores multiplicativos..... | 52 |
| Tabela 5-1: Características técnicas do SeaGen..... | 62 |
| Tabela 5-2:Dados de Entrada da caracterização do projeto | 68 |
| Tabela 5-3: Mapa de Investimento..... | 68 |
| Tabela 5-4: Mapa de Financiamento | 69 |
| Tabela 5-5: Mapa de Exploração | 69 |
| Tabela 5-6: Mapa de Cash-Flow | 70 |
| Tabela 5-7: Resultados do Investimento | 70 |
| Tabela 5-8: Fatores multiplicativos para cálculo do fator de ponderação..... | 72 |
| Tabela 5-9: Cenários considerados para avaliação da sensibilidade | 75 |
| Tabela 5-10: Tabela resumo da análise de sensibilidade | 76 |
| Tabela 5-11: Tabela da análise de sensibilidade do tempo de vida útil | 76 |
| Tabela 5-12: Tabela da análise de sensibilidade da tarifa bonificada | 77 |

Abreviaturas

CCGT – Turbina gás de ciclo combinado

OTEC - Conversão de Energia Térmica dos Oceanos

CH – Constantes Harmónicas

IH – Instituto Hidrográfico

DECM – Diapositivos de Energia de Correntes Marítimas

VAL – Valor Atual Líquido

TIR – Taxa Interna de Rentabilidade

LCOE - Levelized Cost Of Energy

MCT – Marine Current Turbines

APD - Densidade de Potência Média

AEP - Produção anual de Energia

NPV - Net Present Value

IRR – Internal Rate of Return

Unidades de medida

| Símbolo | Nome | Grandeza |
|---------|----------------|-------------------|
| € | Euro | Unidade Monetária |
| \$ | Dólar | Unidade Monetária |
| £ | Libra | Unidade Monetária |
| a | Ano | Tempo |
| d | Dia | Tempo |
| H | Hora | Tempo |
| S | Segundo | Tempo |
| kW | Quilowatt | Potência |
| MW | Megawatt | Potencia |
| GW | Gigawatt | Potencia |
| kWh | Quilowatt-hora | Energia |
| m | Metro | Comprimento |
| m/s | Metro-segundo | Velocidade |

Lista de variáveis

| | |
|-------------------------|--|
| $h(t)$ | Altura da água no instante t |
| A_0 | Nível médio do porto |
| H_i | Amplitude |
| w_i | Velocidade angular das ondas |
| g_i | Fase |
| P | Energia disponível |
| ρ | Densidade da água. A densidade é de $1,000 \text{ kg/m}^3$ para água doce e para água do mar é de $1,025 \text{ kg/m}^3$ |
| A | Área da secção transversal do rotor |
| V | Velocidade da corrente |
| C_p | Coefficiente de Potência |
| P_T | Energia Mecânica |
| $P_{\text{elétrica}}$ | Energia Elétrica |
| A_{Turbina} | Área varrida pelo rotor da turbina |
| η_{turbina} | Eficiência da turbina |
| η_{gerador} | Eficiência do gerador |
| T_1 | Período de marés de Primavera |
| t | Tempo |
| T_0 | Período das marés semidiurnas |
| $u(z)$ | Velocidade horizontal |
| u_R | Velocidade de referência |
| z | Profundidade |
| z_R | Profundidade referência |
| \bar{u} | Velocidade a profundidade média |
| A_0 | Amplitude média |
| p | Período |
| α | Fase das constituintes harmónicas da maré |
| \bar{h} | Altura média |
| V_i | Valor de velocidade da corrente na hora i real |
| $V(t)$ | Função da aproximada da velocidade da corrente |
| fm | Fator multiplicativo |
| h_i | Altura real da corrente na hora i |
| h_{i+1} | Altura real da corrente na hora $i+1$. |

| | |
|-------------|--|
| V_{rmc} | Raiz média da velocidade ao cubo; |
| U_i | Valor Central da magnitude de velocidade |
| $f(U_i)$ | Tempo de probabilidade de ocorrência de uma velocidade em cada 0,10 m/s; |
| N_B | Número de velocidade definido em incrementos de 0,10 m/s |
| A_V | Disponibilidade % |
| R_b | Receita bruta em [M€] |
| P_v | Preço de venda em [€/MWh] |
| E_p^a | Energia anual produzida no ano a em [MWh] |
| R_L | Receita Líquida |
| $C_{O\&M}$ | Custos de operação e manutenção |
| C_{Juros} | Juros |
| F_c | Fator de carga |
| N_h | Número de horas do ano |

Capítulo 1

Introdução

Neste capítulo apresenta-se o enquadramento do tema em questão, a motivação em relação ao tema selecionado e uma breve descrição dos objetivos da dissertação. É apresentada a estrutura e a notação do texto adotada na dissertação.

1.1. Enquadramento

Até ao final do Século XX, o consumo de eletricidade era maioritariamente satisfeito pela queima de combustíveis fósseis, como o petróleo, o carvão e o gás natural, ou a energia nuclear. Ambos os processos são ineficientes do ponto de vista termodinâmicos e de onde resultam, no caso dos combustíveis fósseis, emissões de poluentes e, no caso da energia nuclear, resíduos radioativos. Para ajudar a resolver esta situação, tem-se apostado no uso de recursos renováveis e endógenos para a produção de eletricidade, um bem tão necessário à nossa sociedade.

Portugal é dos países da Europa com melhores condições climatéricas para o aproveitamento de energias renováveis, aproveitar estas fontes de energia permite reduzir significativamente as importações de combustíveis para a produção de eletricidade, fazendo com que o nosso país se torne mais independente e sustentável energeticamente.

O setor das energias renováveis em Portugal tornou-se nos últimos dez anos um dos segmentos que mais evoluiu, isto acontece não só devido a introdução e desenvolvimento de novas tecnologias, mas também devido as preocupações com as mudanças climáticas e as questões relacionadas com a segurança energética. Ao longo dos anos a energia renovável passou a ser uma das principais soluções para substituir as fontes de combustíveis fósseis.

Como as energias renováveis são intermitentes pode-se perder o interesse na sua utilização, pois o sistema elétrico nacional terá de possuir obrigatoriamente alguma capacidade de produção adicional para continuar a oferecer a mesma a fiabilidade o que obriga a existência de grupos térmicos que acompanhem a evolução do consumo, mantendo o indispensável equilíbrio entre este e a produção. Este fato contribui, à partida para um aumento do custo de energia produzida.

Em 2013 a produção de eletricidade a partir de fontes renováveis em Portugal foi responsável por 58,3 % do total energia elétrica consumida, com um aumento de 20 % em relação a 2012. Considerando apenas a produção nacional, a contribuição das renováveis cifrou-se no valor recorde de 61,7 % [1].

Em Portugal as energias renováveis com maior produção são a eólica e a hídrica, também a solar está a aumentar a sua produção com um milhão de metros quadrados instalados. Quanto às energias vindas dos oceanos foi construída uma central de coluna de água oscilante na ilha do Pico nos Açores.

1.2. Motivação

A ambiciosa meta da União Europeia de conseguir que 20 % da procura de energia sejam produzidas a partir de energias renováveis até 2020 faz com que aumente o interesse e o investimento nas energias renováveis. Como a superfície da terra está cada vez mais lotada é necessário olhar cada vez mais para o mar para fornecer as nossas necessidades futuras de energia.

Os oceanos representam um recurso energético que é muito maior do que toda raça humana poderia utilizar, embora na prática a maior parte deste imenso recurso é inacessível. O potencial de geração de energia elétrica a partir de correntes marítimas é enorme devido à sua previsibilidade, pois estes estão diretamente relacionados com as marés sendo possível saber exatamente quando ocorrem.

Este tipo de tecnologia de turbinas de correntes marinhas está numa fase inicial o que faz com que seja muito interessante o seu estudo.

1.3. Objetivos

O presente trabalho tem como objetivo estudar o potencial da energia das correntes marítimas e a tecnologia existente atualmente para a sua conversão em energia elétrica.

Neste trabalho será desenvolvido o modelo de conversão de energia das correntes marítimas em energia elétrica, será feita uma estimativa da energia anualmente produzida por um parque de energia das correntes marítimas construído hipoteticamente na costa portuguesa. Também se irá determinar a viabilidade económica desta tecnologia através do cálculo do VAL, TIR, PAYBACK e LCOE.

1.4. Estrutura da Dissertação

Neste ponto deste trabalho será feita a descrição da estrutura da dissertação e uma breve explicação do conteúdo de cada capítulo. Esta dissertação encontra-se dividida em 6 capítulos distintos.

As páginas anteriores ao primeiro capítulo são o resumo, abstract, agradecimentos, índice, lista de figuras, lista de tabelas, abreviaturas, unidades de medida e lista de variáveis. No resumo e no *abstract* será feita uma síntese do que aborda a dissertação. Nos agradecimentos exponho a gratidão para com os que me ajudaram durante o meu percurso académico. No índice, na lista de figuras e na lista de tabelas enumero os capítulos, subcapítulos, figuras e tabelas presentes no documento e quais as páginas onde se encontram. As abreviaturas apresentadas exibem o significado pelo qual a sigla deve ser entendida. Nas unidades de medida são indicadas as unidades mais referenciadas durante a dissertação. Indica-se a lista de variáveis associadas às várias expressões matemáticas utilizadas na obtenção dos resultados.

No presente capítulo aborda o enquadramento onde é feita uma contextualização que informa da atualidade e pertinência do tema estudado nesta dissertação, a motivação inerentes ao tema alvo de estudo onde comprovo o que despoletou o interesse pela redação desta dissertação. Num subcapítulo, é delimitado os objetivos do estudo dos quais se pretende obter conclusões. Noutro subcapítulo, expõem-se a notação estipulada para a redação desta dissertação.

No capítulo 2 será apresentada uma revisão da literatura, efetuando-se uma breve abordagem da evolução das energias renováveis em Portugal, às tecnologias existentes nos oceanos e é apresentada a tecnologia estudada nesta dissertação.

No capítulo 3 será elaborado o estado da arte onde é abordada a tecnologia de conversão da energia das marés e correntes marítimas.

No capítulo 4 será elaborada a metodologia onde é feita a apresentação dos métodos utilizados para a avaliação da energia produzida por esta tecnologia estudada e a sua avaliação económica.

No capítulo 5 serão apresentados os casos de estudo com os valores a utilizar nos modelos descritos no capítulo anterior. É também neste capítulo que é realizado a análise dos resultados obtidos.

No capítulo 6 são apresentadas as principais conclusões e são indicadas sugestões de desenvolvimento de trabalhos futuros.

1.5. Notação

As figuras, tabelas e equações são apresentadas com referência ao capítulo em que estão inseridas e são numeradas de forma sequencial no respetivo capítulo. As referências bibliográficas são numeradas de forma sequencial. A identificação de expressões e apresentada entre parêntesis curvos (), a identificação de referências bibliográficas e apresentada entre parêntesis retos []. Expressões em língua estrangeira são apresentadas em formato itálico. A simbologia utilizada no decorrer do texto segue o apresentado previamente na lista de acrónimos e símbolos.

Capítulo 2

Revisão da Literatura

No capítulo vigente é apresentada uma revisão bibliográfica, onde é exposto a evolução das tecnologias renováveis ao longo dos anos em Portugal. É também descrita a importância e a grande capacidade da energia vinda dos oceanos.

2.1. Energia Elétrica de Portugal

No que diz respeito às fontes de energia renovável em Portugal há um grande potencial que pode ser explorado, não só para diminuir as emissões, mas também para diminuir a importação de combustíveis fósseis. Como se pode observar na Figura 2-1 houve uma grande evolução das energias renováveis nos últimos anos.

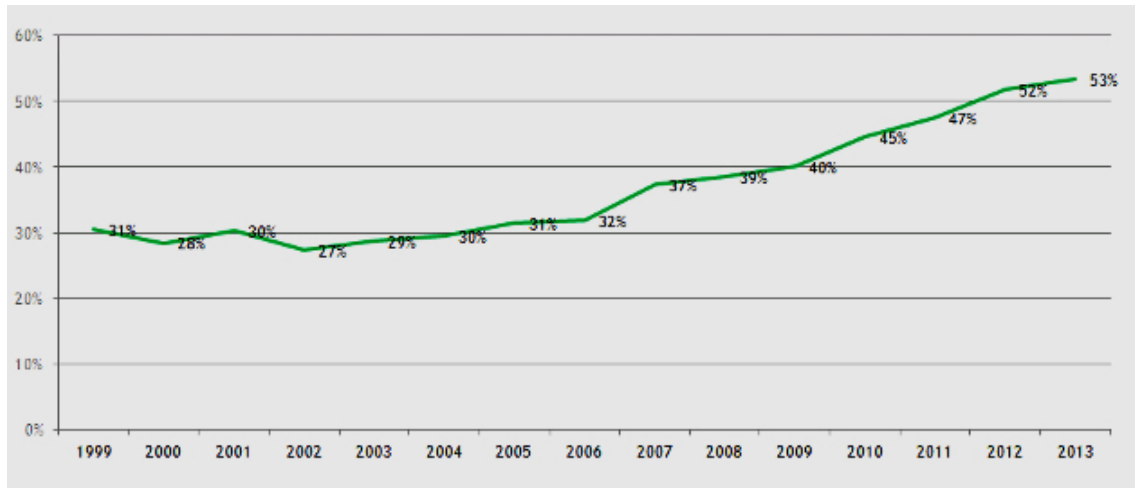


Figura 2-1: Evolução da eletricidade de origem renovável em Portugal entre 1999 e 2013 [42]

Na Figura 2-2 é possível ver a produção de energia em Portugal por fonte, no ano de 2013. Na Figura 2-3 é possível observar o peso da produção de origem renovável, o da energia de origem fóssil e o que foi necessário importar, onde se pode notar que 58 % da produção de eletricidade é de fonte renovável e só 37 % é de origem fóssil. Em Portugal em 2013 as energias renováveis com maior peso foram a hídrica com 26 % da produção de fonte renovável e a eólica com uma percentagem de 23 %, apesar da energia solar estar a evoluir consideravelmente.

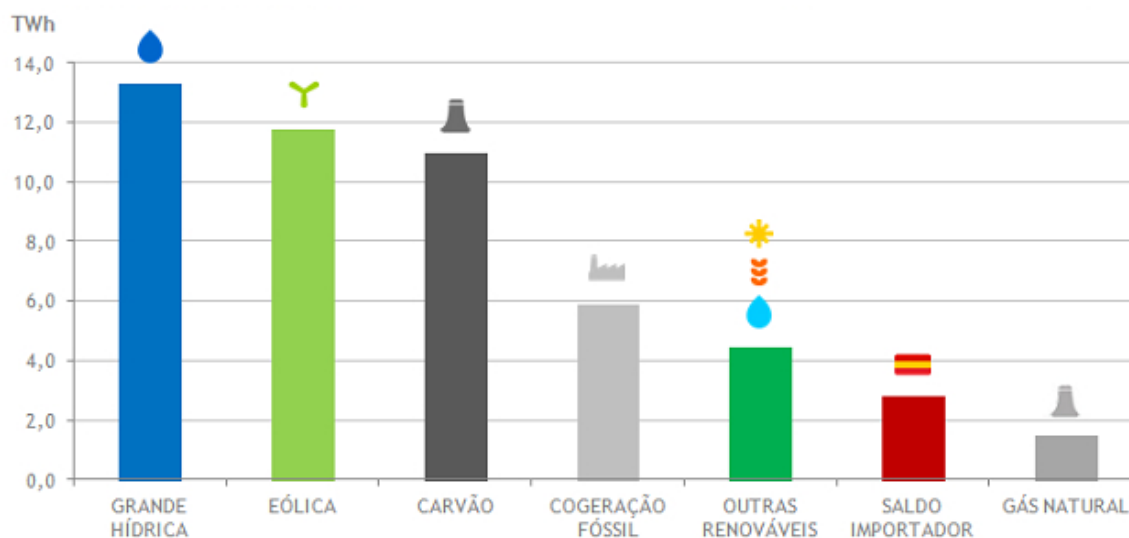


Figura 2-2: Produção de eletricidade por fonte em Portugal em 2013 [42]

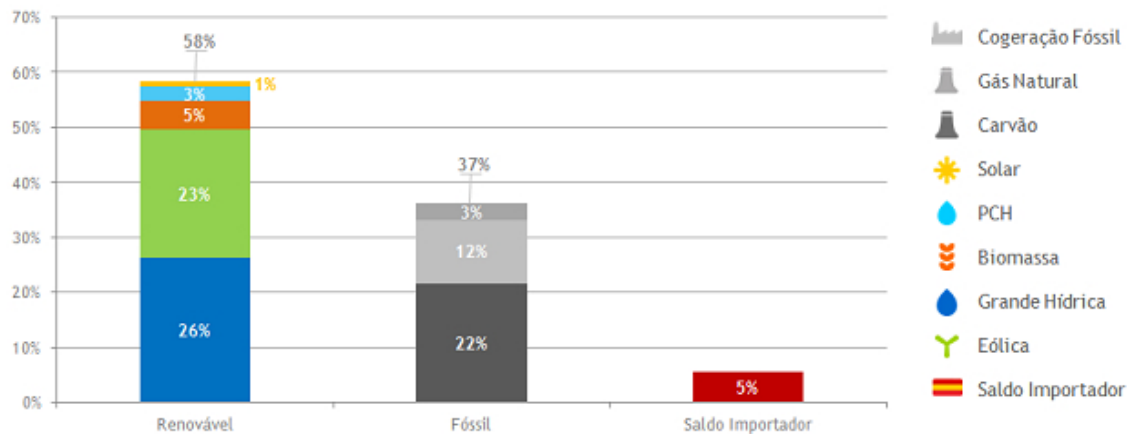


Figura 2-3: Peso das diferentes fontes de produção de eletricidade em Portugal, em 2013 [42]

A aposta nas energias renováveis permite diminuir a dependência energética mas, para que isso aconteça é necessário maior investimento em tecnologias menos desenvolvidas, tais as energias provenientes do mar e oceanos: correntes marítimas e ondas. No entanto a produção a partir de fontes de energia renováveis não permite a extinção na totalidade da importação de combustíveis fósseis, devido ao facto dos recursos renováveis serem limitados e oferecerem menos garantia de potência. Apesar da imensa disponibilidade de recursos renováveis em Portugal a produção de energia elétrica por intermédio das renováveis continua a não ser competitiva quando comparando com centrais de tecnologia mais madura, tal como CCGT, no entanto com a continuada subida do preço do gás este cenário inverter-se-á.

No entanto, Portugal apresenta um excelente potencial de captação de energia das correntes marítimas, pois tem uma grande zona costeira. Apesar disso, em Portugal apenas foi construída apenas uma central de captação de energia das ondas na ilha do Pico, nos Açores, e que agora se encontra desativada.

2.2. Energia dos Oceanos

Com a crescente procura de energias renováveis os recursos energéticos vindos do mar tornam-se numa forma emergente de fontes de energia. Os oceanos são o maior de todos os recursos naturais, logo o seu potencial energético pode contribuir para as necessidades crescentes de energia. Nos oceanos como principais fontes de energia temos as ondas, as correntes marítimas e a energia térmica oceânica.

Para uma fonte de energia ser considerada viável e útil, ela não precisa necessariamente de ser constante, deve sim ser confiável para que o prestador de serviços públicos possa prever a quantidade de oferta disponível e combiná-la com outros recursos existentes de modo a satisfazer a procura. Logo as fontes de energia renováveis têm o problema de serem

dependentes das condições climáticas, o que faz com que a sua precisão de previsão seja diminuída com o aumento do horizonte de previsão.

Indiscutivelmente, a menos que os recursos marinhos renováveis de energia sejam desenvolvidos e usados, não vai ser possível atender às necessidades futuras de energia sem o risco de sérios danos no meio ambiente através da continuação da queima de quantidades cada vez maiores de combustíveis fósseis ou através da crescente dependência de energia nuclear. Esta é a principal justificação para investir nestas soluções de novas energia e até agora pouco desenvolvidas. No entanto, os recursos marinhos renováveis de energia são geralmente mais caros e difíceis de explorar de forma confiável do que as opções terrestres (é por isso que tem sido feito recentemente um grande esforço para desenvolvê-las).

Os oceanos representam um enorme reservatório de energia solar e gravitacional armazenada de várias formas, causando movimentos incessantes de um enorme volume de água. No passado, era tecnicamente difícil explorar a energia do mar, devido às dificuldades dos equipamentos resistirem a um duro ambiente, mas devido a avanços tecnológicos essa questão técnica foi ultrapassada com sucesso.

A energia é armazenada nos oceanos, em parte, como a energia térmica, em parte como energia cinética (ondas e correntes) e também em produtos químicos e biológicos.

Apenas uma fração do recurso energético oceânico global pode ser encontrado em locais economicamente viáveis para explorar com a tecnologia disponível. No entanto, esta fração poderá dar um contributo considerável para o fornecimento Europeu de energia elétrica, sendo o setor marinho de energia renovável atualmente o foco de muita pesquisa industrial e académica em todo o mundo.

Entre os recursos energéticos extraídos dos oceanos, as ondas e as correntes marítimas estão a emergir como opção mais promissora de geração maciça de energia [2], [3], [4], [5], [6].

2.2.1. Energia das ondas

As ondas são formadas pela força do vento sobre a água e o tamanho das ondas varia com a velocidade do vento e da sua duração. O movimento da água que resulta da força do vento transporta energia cinética que pode ser aproveitada por dispositivos próprios para a captação dessa energia, chamada energia das ondas [7].

2.2.2. Energia térmica oceânica

A conversão de energia térmica dos oceanos produz eletricidade a partir do gradiente térmico natural do oceano, usando o calor armazenado água da superfície para criar vapor para

acionar uma turbina, enquanto bombeia a água fria profunda para a superfície para condensar o vapor [8].

2.2.3. A energia das correntes marítimas

O potencial da geração de energia elétrica a partir de correntes marítimas é enorme. Os altos fatores de carga resultantes das propriedades do fluido e a sua previsibilidade são características que fazem deste recurso uma atração para a geração de energia e vantajosa quando comparada a outras fontes de energia renováveis.

A energia extraída das marés pode vir dos movimentos verticais da água associados à ascensão e queda de água, da energia potencial e da energia cinética, ou seja, as correntes marítimas.

Esta energia proveniente das correntes marítimas é uma energia confiável e limpa que contribui para a redução da poluição, ou seja, se funcionar como fonte de produção de eletricidade a longo prazo diminui a libertação de gases de efeito de estufa.

A energia das marés é, contudo, variável e sendo impulsionada principalmente pela lua ao invés do sol, a sua disponibilidade de pico é regido pelo período orbital lunar de 24 horas e 50 minutos, enquanto que a procura de energia da civilização é governada por um período de rotação da Terra, de 24 de horas. Assim, o pico na disponibilidade de energia das marés é de 50 minutos depois de um dia para o outro.

Quanto aos aspetos socioeconómicos ao apostar nesta fonte de energia temos a criação de postos de trabalho tanto na investigação como no desenvolvimento, na construção, na operação e manutenção das centrais.

Também é importante ter em conta se o trânsito marinho é afetado, pois pode ser importante para a economia local onde a central está instalada [4], [9].

Pela projeção da Figura 2-4, compreende-se que a geração de energia renovável é fortemente expectável nas próximas décadas. De notar que a geração de energia através de fontes hídricas é a que tem maior potência.

Na Figura 2-5 é possível observar a quantidade das fontes de energia oceânicas no mundo. Consegue-se observar que o país com mais potencial nestas fontes de energia é o Reino Unido e a fonte mais instalada é a das ondas.

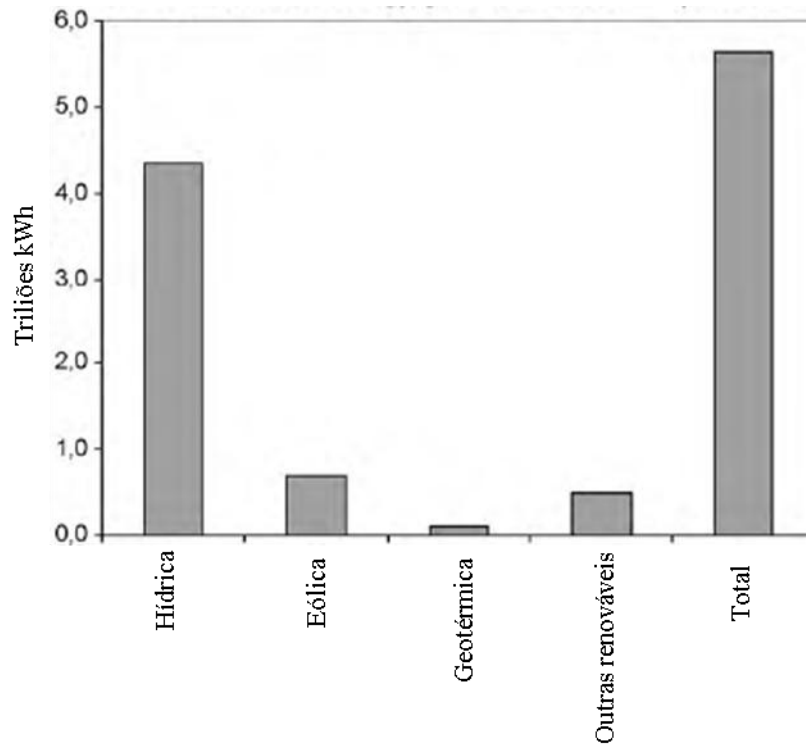


Figura 2-4: Geração de energia renovável no mundo em 2020 por fonte [10]

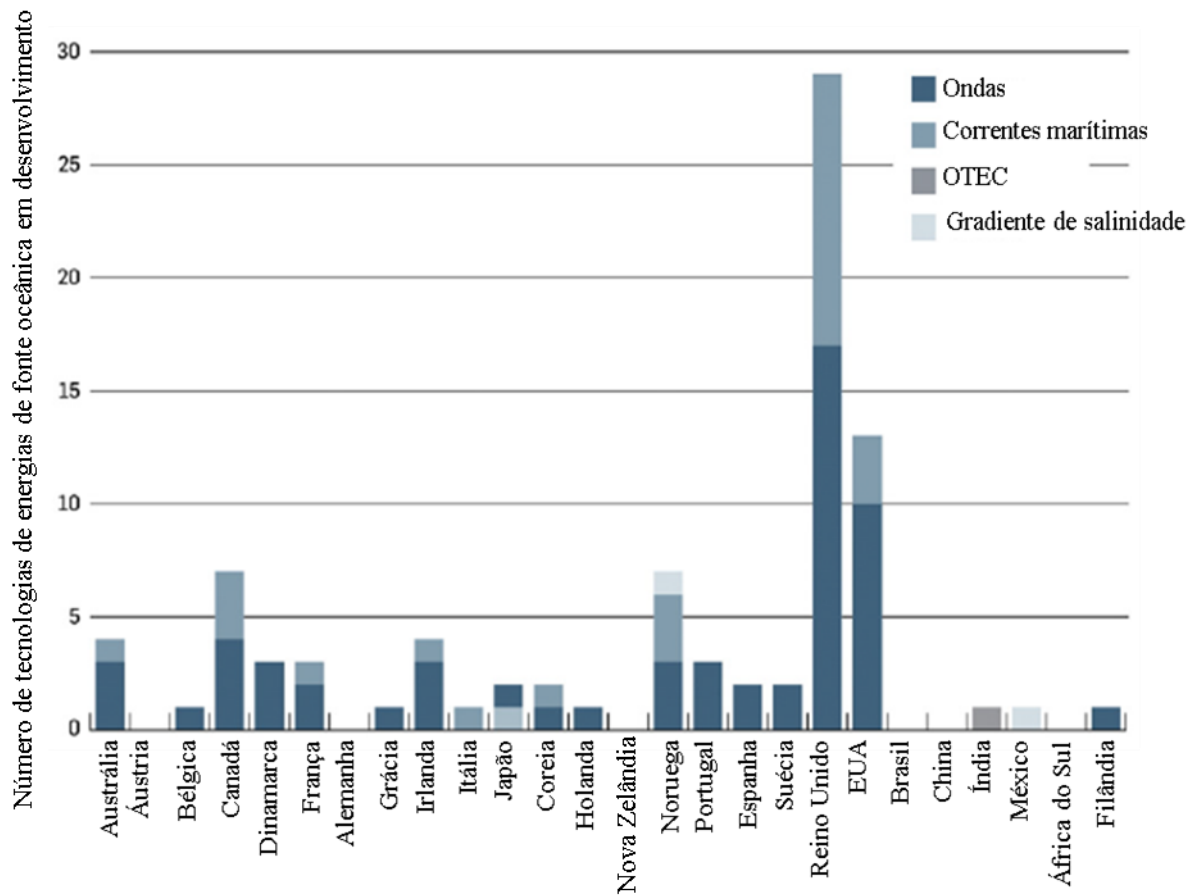


Figura 2-5: Distribuição mundial da energia de fonte oceânica em 2006 [11]

Na Figura 2-6 é possível observar o que era previsto de instalação de capacidade por países até 2008. Pode-se observar que o Reino Unido, os EUA e Noruega são os países com mais desenvolvimento nesta tecnologia de correntes marítimas.

Ao analisar a Figura 2-7, vê-se que as previsões apontam para uma grande evolução das energias provenientes de fontes de energias hidro-cinéticas. Prevê-se que de 2009 a 2015 haja uma evolução de potência em cerca de 14 GW.

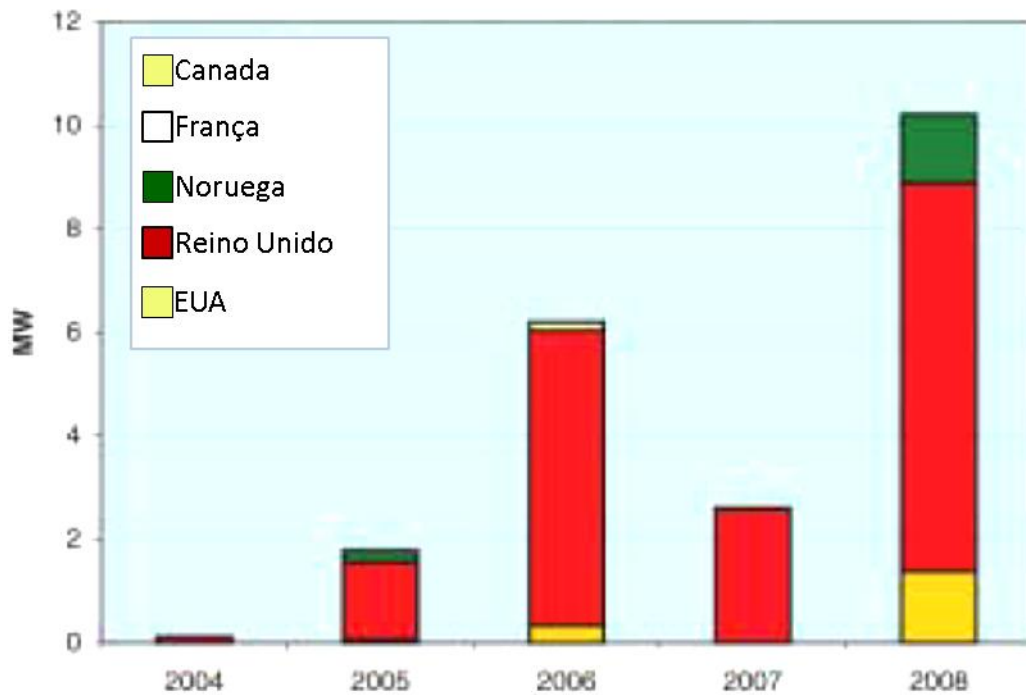


Figura 2-6: Instalação de energia das correntes marinhas em MW por país [12]

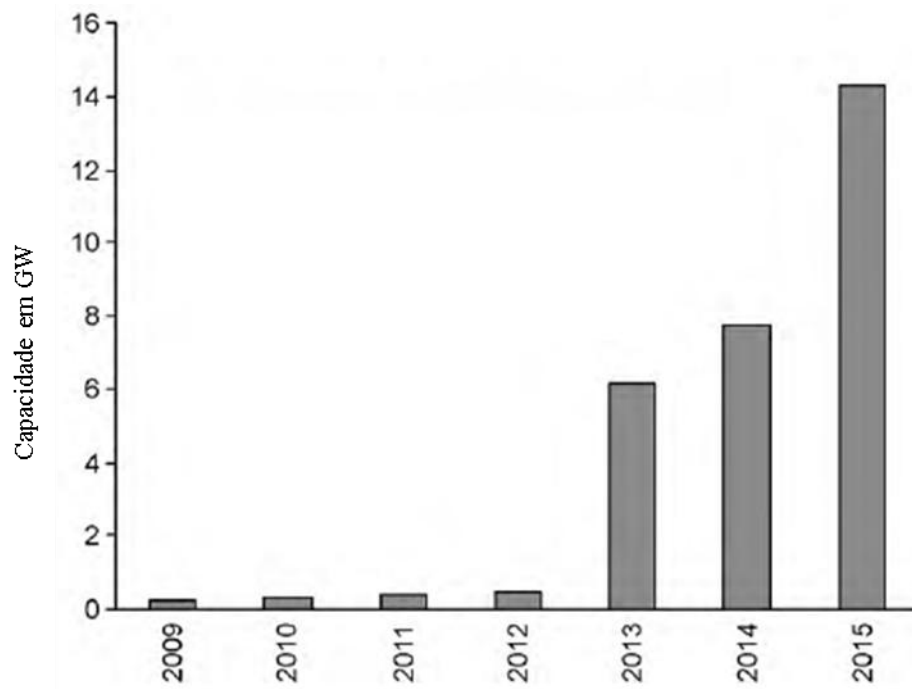


Figura 2-7: Previsão da capacidade de energia hidro-cinética 2009-2015 [10]

Capítulo 3

Estado da Arte

Neste capítulo é apresentado o estado da arte, onde é elaborado um estudo mais aprofundado sobre a energia das correntes marítimas.

3.1. O que são marés

As marés são desenvolvidas pelo movimento das águas do mar devido a mudanças nas forças de atração entre a Lua e o Sol sobre a rotação da Terra. Existem também correntes oceânicas causadas pelas forças de *Coriolis* que devido à rotação da Terra atuam sobre as águas dos oceanos. As correntes podem também ser geradas por diferenças de densidade nos mares resultantes das variações de salinidade e temperatura de diferentes zonas marítimas. A subida e à queda das marés acompanhadas por um movimento horizontal da água denomina-se de correntes marítimas [13].

A Lua é a principal influenciador da formação das marés, pois a lua está 389,1 vezes mais perto do que o sol. Matematicamente a maré é uma soma de sinusoides (ondas constituintes) cuja periodicidade é conhecida e depende exclusivamente de fatores astronómicos.

Os movimentos relativos da Terra, Lua e Sol provocam um número elevado de forças periódicas geradoras de maré. As variações da altura de água associadas podem ser representadas pela soma de um número finito de termos harmónicos (cossenos e senos) aos quais se dá o nome de constituintes harmónicas da maré. O período de cada constituinte é determinado a partir de estudos astronómicos. Porém, a amplitude e a fase da resposta da maré a cada constituinte é impossível de determinar através das forças geradoras. Chamam-se constantes harmónicas (CH) aos pares de valores (amplitude, fase) de cada constituinte. As CH não dependem do tempo e, sendo típicas de cada porto, constituem a base fundamental para a caracterização da maré num dado local sendo que, delas dependem a boa qualidade das previsões.

Dá-se o nome de análise harmónica ao processo matemático através do qual a maré observada num dado local é separada em constituintes harmónicas simples. A sua finalidade é determinar a amplitude H (em metros) e a fase g (em graus) das diferentes constituintes harmónicas da maré, a partir da série de alturas de água registadas. A fase de uma constituinte harmónica de maré é o atraso em relação à chamada maré de equilíbrio. Na prática, as CH vão ser calculadas como sendo os parâmetros da seguinte fórmula harmónica que melhor se ajustam às séries temporais:

$$h(t) = A_0 + \sum_t^n f_i H_i \cos[w_i t + (v_0 + u)_i - g_i] \quad (3-1)$$

onde $h(t)$ é a altura de água no instante t , g_i é o período da constituinte, f_i é o fator de nó (fator que reduz a amplitude média H_i por ano de previsão), H_i é a amplitude média, os valores w_i representam as velocidades angulares das ondas constituintes, v_0+u é o seu argumento inicial, isto é o argumento na maré de equilíbrio para o instante inicial da série de dados e A_0 representa o nível médio do porto. A importância da aplicação da fórmula harmónica deve-se à sua universalidade ou seja, serve para qualquer tipo de maré [14].

A previsão de maré faz-se igualmente recorrendo à fórmula harmónica, sendo usado o nível médio adotado no lugar de A_0 . As constantes harmónicas constituem, assim, a base fundamental para a boa qualidade das previsões. Devido a obras portuárias e fenómenos como a erosão e os assoreamentos, as características da maré num dado local sofrem alterações ao longo do tempo, pelo que é de extrema importância a renovação frequente das CH.

Na análise e previsão de marés, é necessário considerar alguns níveis de referência vertical, cuja relação se encontra indicada no esquema seguinte:

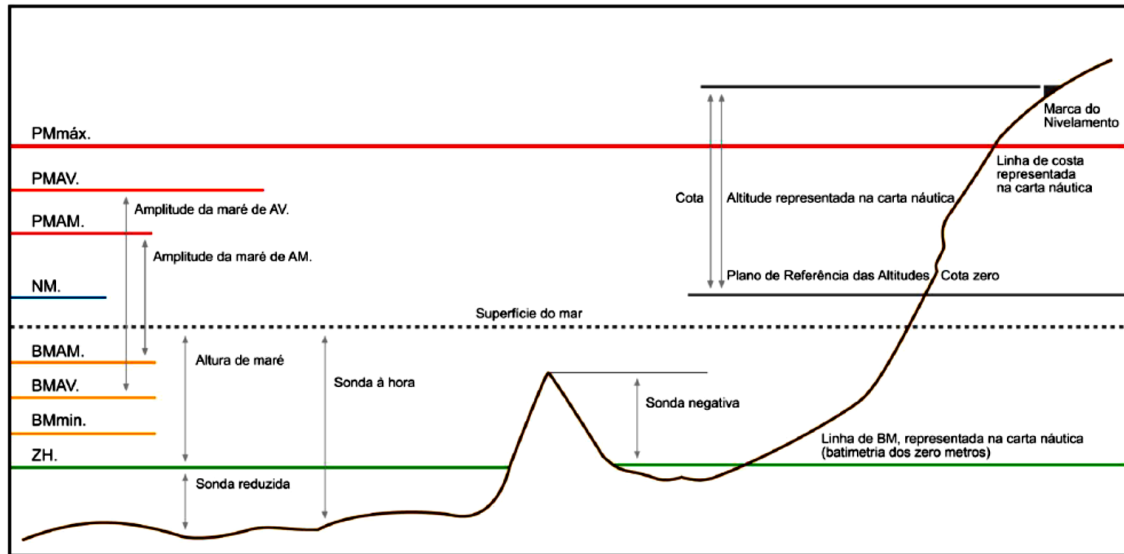


Figura 3-1: Níveis e planos de referência das marés [15]

A previsão é um fenómeno bastante complexo, a sua previsão é relativamente simples recorrendo à análise harmónica. Medindo a maré num determinado local durante algum tempo, é possível decompor a curva registada em termos harmónicos, ou seja, em curvas sinusoidais simples, designadas por componentes de maré. A previsão é efetuada projetando estas curvas no futuro e procedendo à sua adição algébrica. É assim possível conhecer teoricamente o comportamento da maré com grande antecedência. Em Portugal a previsão das marés é efetuada pelo Instituto Hidrográfico, as principais componentes de maré utilizadas são as seguintes:

Tabela 3-1: Principais componentes das marés [16]

| Componente | Tipo | Símbolo | Período (horas) | Coefficiente (M ₂ =100) |
|------------------------|---------------|----------|-----------------|------------------------------------|
| Lunar principal | Semidiurna | M_2 | 12,42 | 100,00 |
| Lunissolar diurna | Diurna | K_1 | 23,93 | 58,40 |
| Solar principal | Semidiurna | S_2 | 12,00 | 46,60 |
| Lunar principal diurna | Diurna | O_1 | 25,82 | 41,50 |
| Solar principal diurna | Diurna | P_1 | 24,07 | 19,40 |
| Elíptica lunar | Semidiurna | N_2 | 12,66 | 19,2 |
| Lunar quinzenal | Longo período | M_f | 327,86 | 17,20 |
| Lunissolar semidiurna | Semidiurna | K_2 | 11,97 | 12,70 |
| Lunar mensal | Longo período | M_m | 661,30 | 9,10 |
| Elíptica lunar diurna | Diurna | Q_1 | 26,87 | 8,40 |
| Solar semianual | Longo período | S_{sa} | 4383 | 7,90 |

Atualmente, já foram identificadas mais de 400 componentes de marés, a utilização das primeiras quatro componentes de maré referidas ($M_2 + K_1 + S_2 + O_1$) dá resultados perfeitamente satisfatórios para a maior parte das aplicações.

Um corpo de água é composto por várias bacias oscilantes separadas, logo o seu período de oscilação depende das suas dimensões. A gravitação da Lua cria forças de atração de marés, que criam duas protuberâncias: uma no lado da Terra em frente à Lua e outra no lado oposto da Terra. Assim as marés podem ser classificadas como semidiurnas, diurnas ou mistas [17].

Nas marés semidiurnas a cada dia de maré têm-se dois altos e dois baixos de água (com ligeiras diferenças), devido à rotação da Terra dentro das protuberâncias, este é o tipo de marés predominante na maioria dos oceanos. Na diurna a cada dia de maré há um alto e um baixo de água. Na maré mista como é composta pelas características da diurna e da semidiurna, pode-se observar uma grande desigualdade tanto nas alturas de alta como de baixa água.



Figura 3-2: Tipos de marés [4]

Tal como se pode observar na Figura 3-3 abaixo, numa Terra não uniforme cria uma distribuição complexa dos tipos de marés predominantes. Note-se que esta distribuição tem influência significativa sobre o fator de capacidade nos dispositivos de conversão de marés, sendo que o fator de capacidade é mais reduzido na costa com marés diurnas e maior nas zonas de marés do tipo semidiurnas. Em Portugal as correntes marítimas são do tipo semidiurnas.

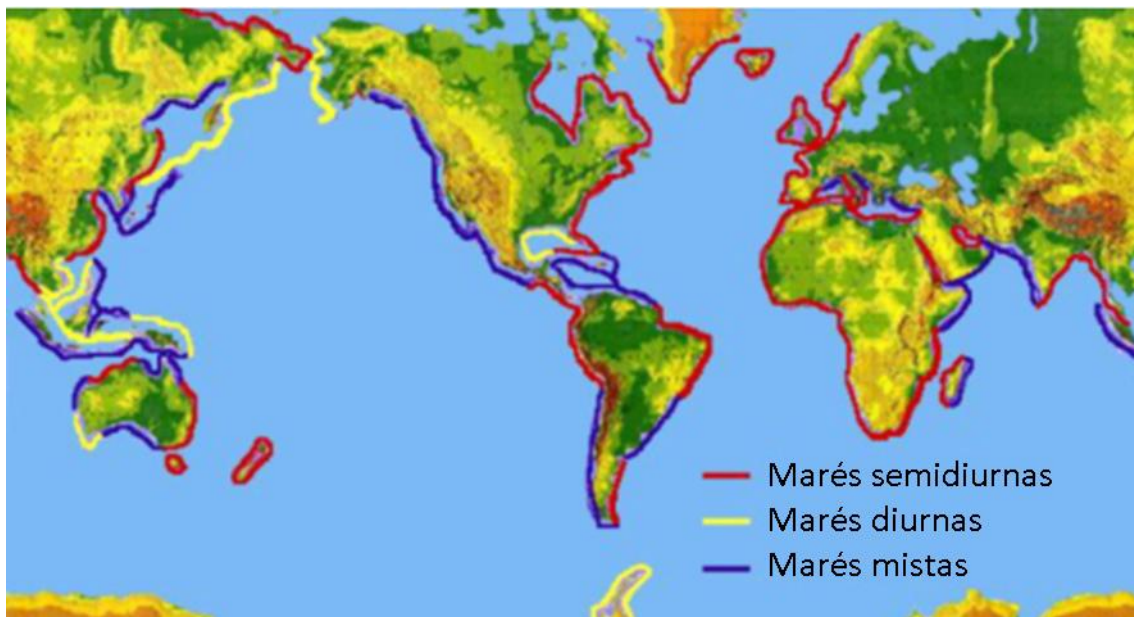


Figura 3-3: Distribuição global dos tipos de marés [4]

De modo geral, podemos dizer que a maré sobe quando das passagens meridianas superior e inferior da Lua. Isto é, temos preia-mar (maré cheia) quando a Lua passa por cima de nós e quando a Lua passa por baixo de nós, ou seja, por cima dos nossos antípodas.

As oscilações das marés passam por vários ciclos. O menor ciclo dura cerca de 12 horas e 25 minutos para uma maré semidiurna, estende-se a partir de qualquer fase da maré até à próxima ocorrência da mesma fase. Durante um dia lunar, que dura em média 24 horas e 50 minutos, existem dois máximos e dois mínimos para uma maré semidiurna. A Lua gira em torno da Terra em relação Sol num mês lunar com cerca de 29 ½ dias, o efeito da variação de fase é completado em

metade de um mês sinusoidal ou cerca de duas semanas que variam entre Lua Nova a Cheia ou de Cheia a Nova.

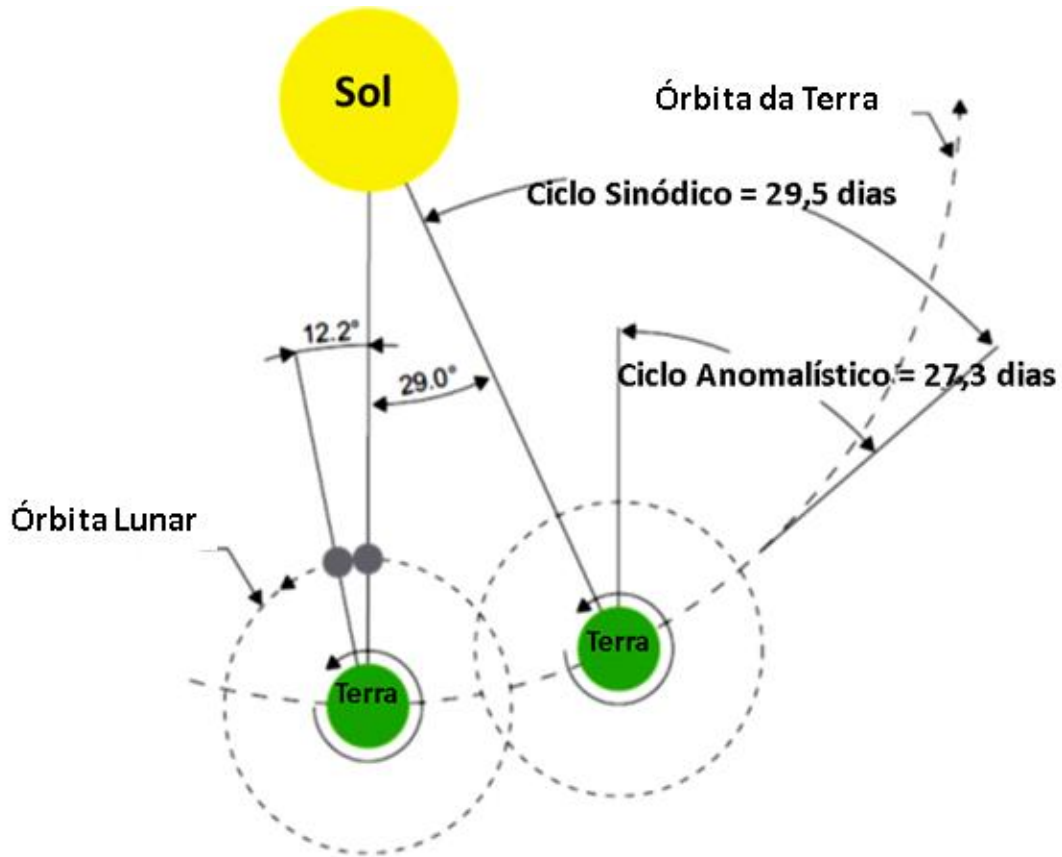


Figura 3-4: Ciclo lunar [18]

As praia-mares sucedem-se assim, regularmente, com um intervalo médio de meio-dia lunar (aproximadamente 12 h 25 m) o que corresponde matematicamente à constituinte lunar semidiurna (M2). Por sua vez, o intervalo de tempo entre uma preia-mar e a baixa-mar seguinte é, em média, 6 h 13 m. No entanto, o mar não reage instantaneamente à passagem da Lua, havendo, para cada local, um atraso maior ou menor das preia-mares e baixa-mares.

O intervalo de tempo entre a passagem meridiana da Lua e a preia-mar seguinte é o chamado "high water lunitidal interval".

Outro aspeto importante a ter em conta é o fenómeno quinzenal da alternância entre marés vivas e marés mortas; este fenómeno, matematicamente explicado pela constituinte S2 (solar semidiurna), decorre do efeito do sol como elemento "perturbador". Com efeito, quando o Sol e a Lua estão em oposição (Lua cheia) ou conjunção (Lua nova), a influência do Sol reforça a da Lua e ocorrem as marés vivas (matematicamente as constituintes somam-se). Por outro lado, quando o Sol e a Lua estão em quadratura (Quarto crescente e Quarto minguante), a influência do Sol contraria a da Lua e ocorrem as marés mortas (matematicamente as constituintes subtraem-se) [15].

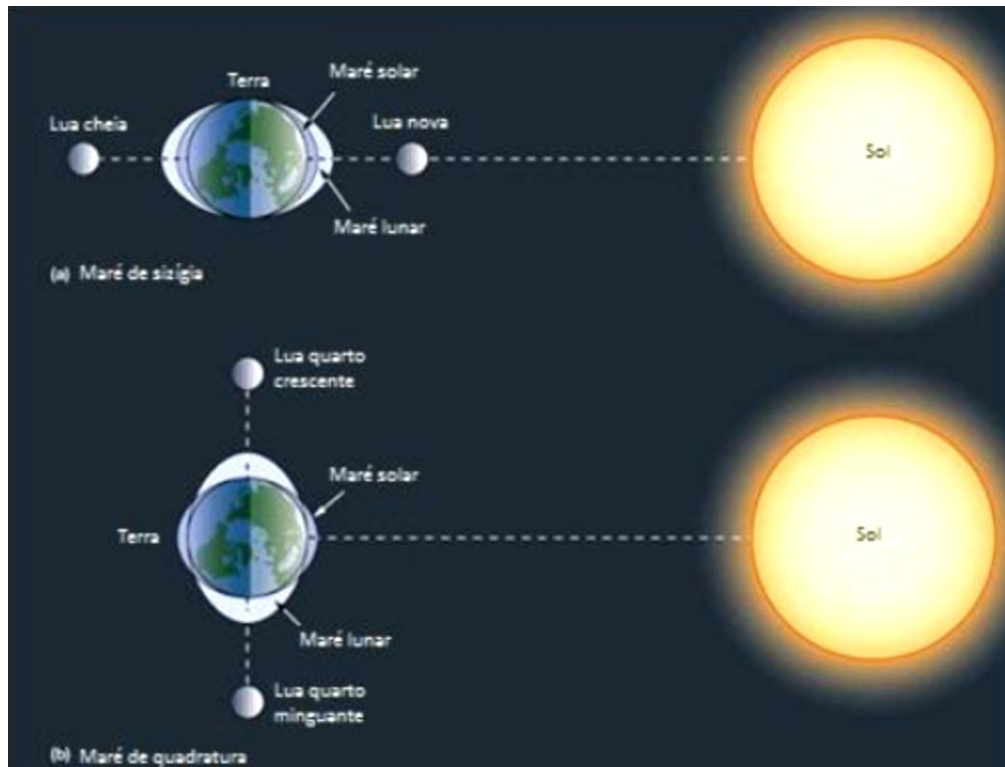


Figura 3-5: Posição do Sol-Terra-Lua e os seus efeitos nas marés [19]

As órbitas da Terra e da Lua não são circulares mas elípticas, ou seja, as distâncias entre os astros não são fixas. O plano onde se encontra a órbita da Terra (chamado plano da eclíptica porque é aí que se dão os eclipses) não coincide com o plano do Equador. Além disso, o plano da órbita da Lua faz um ângulo fixo com o plano da eclíptica, mas roda lentamente, completando-se essa rotação em 18.6 anos que é a maior periodicidade associada com as marés – ciclo nodal lunar.

Quando o astro que provoca a maré, seja ele o Sol ou a Lua, está sobre o Equador ou próximo dele, as marés tendem a ter uma maior amplitude. No caso do Sol esse fenómeno ocorre nos equinócios: o da Primavera é em geral a 21 de Março e o do Outono por volta de 23/24 de Setembro. As marés vivas que ocorrem próximo dos equinócios chamam-se marés vivas equinociais. As marés de maior amplitude de cada ano tendem a ocorrer próximo desse período.

Sabendo que o ciclo nodal lunar é de 18,6 anos, verifica-se que os extremos atingidos pela maré em cada ano não são os mesmos.

Por vezes, os valores previstos não correspondem aos realmente observados na costa. Há uma diferença pois enquanto a maré, fenómeno este causado exclusivamente pelos astros, cujos movimentos, embora complexos, são bem conhecidos e portanto previsíveis a longo prazo, há outros fenómenos, de carácter meteorológico, esses previsíveis a curto prazo, causadores de alterações, às vezes bastante grandes, do nível das águas. Desses o mais conhecido é a pressão atmosférica: as altas pressões causam uma descida do nível das águas, as baixas pressões, muitas

vezes associadas a tempestades, causam uma subida. De um modo aproximado, a uma variação de pressão de 10 hectopascal (milibares) corresponde uma variação do nível das águas de 0.09 m. Outros fenómenos como o vento também têm influência: sendo o vento do sentido do mar para a terra causa subida do nível das águas junto à costa, da terra para o mar causa descida.

3.2. Energia das correntes marítimas

Para a conversão da energia proveniente das correntes marítimas são usadas turbinas, que são turbomáquinas movidas que convertem a energia cinética do fluido em que estão imersas, em energia mecânica e estando acopladas a um gerador, em energia elétrica.

Este tipo de aproveitamento corresponde essencialmente à exploração da energia cinética associada ao fluxo de água movido pelas correntes marítimas. A técnica utilizada, segue os mesmos princípios de funcionamento básico das turbinas eólicas com a diferença que estas utilizam a água para serem movidas e que a densidade da água que atravessa a turbina ser cerca de 800 vezes mais densa que o ar.

Como aspetos técnicos deve-se ter em conta:

- Necessita de uma velocidade mínima da corrente;
- Restringida a locais com correntes fortes, normalmente em profundidades baixas;
- Estrutura robusta que necessita de pouca manutenção.

Estas turbinas atingem o seu rendimento máximo quando se situam em áreas com correntes rápidas com fluxos naturais entre pontos rochosos, cabeceiras, entre ilhas, entradas de baías, rios ou outras massas rochosas. Ou seja, quando se fazem sentir o efeito de funil (reentrâncias com estreitamentos graduais) ou a ressonância (quando existe na costa uma reentrância que reflete a corrente no fundo e na boca desta).

As turbinas marítimas têm como vantagens em relação às eólicas:

- A produção de potências maiores para rotores com tamanho semelhante ao das turbinas eólicas, provocado pelos maiores fatores de carga existentes;
- A velocidade das correntes não depende de fatores climatéricos, pois as marés são provocadas principalmente pela ascensão e queda de massas de água resultante da interação gravítica entre a Lua, Terra e Sol, sendo previsível ao longo do ano, tal como a energia possível de extrair;

- Grande parte desta energia pode ser aproveitada com baixo impacto ambiental e visual, porque trata-se de uma turbomáquina submersa que não provoca ruído à superfície nem se destaca visualmente;
- Roda a uma baixa velocidade, diminuindo os riscos de abate da fauna existente no local.

As turbinas marítimas enfrentam um grande problema de rispidez do ambiente marinho em que se encontram, tendo como desvantagens em relação às eólicas:

- A salinidade da água que provoca a corrosão dos materiais metálicos, levando à necessidade de isolamento dos mesmos através de pintura ou galvanização;
- Eventuais colisões de detritos submersíveis transportados pelas correntes, danificando a estrutura;
- Resistência hidrodinâmica devido à fixação de vida marinha na estrutura;
- Esforças axiais muito grandes provocados pelo elevado impulso produzido pelo escoamento da massa de água salgada através da turbina, este impulso é uma força gerada no sentido da corrente devido à extração de energia;
- Fenómenos de cavitação, caracterizados por mudanças de fase do fluido, levando à formação de bolhas de vapor, devido à ocorrência de baixas pressões em certas partes do escoamento.

A Tabela 3-2 contém as características que afetam as turbinas e as diferenças entre as turbinas marítimas e eólicas.

Tabela 3-2: Fatores que afetam as turbinas marítimas e eólicas [20]

| Característica | Efeito/implicações que apresentam em | |
|---|--|--|
| | Turbina eólica <i>offshore</i> | Turbina correntes marinhas |
| Densidade do Fluido | ≈ 1,25 kg/m ³ | ≈ 1025 kg/m ³ |
| Máxima velocidade durante a operação normal | 25 m/s | 2-5 m/s |
| Velocidade nominal de saída | 12 m/s | 2-5 m/s |
| Máxima velocidade durante o tempo de vida | 50 m/s | Como em operação normal |
| Variação de velocidade com o tempo | Estocástico, variável em magnitude e direção em escalas de tempo da ordem de segundos a anos | Variações na magnitude e direção previsível para determinados locais em períodos de anos |
| Diâmetro do rotor (típico) | 90-120 m | 15-30 m baseado no <i>design</i> das correntes |
| Limitações do diâmetro do rotor | Integridade mecânica, fadiga primária de vida devido ao stresse de peso | Integridade mecânica, cavitação, profundidade de água. A velocidade reduzida com aumento do diâmetro. A limitação está em stresse de lâmina, principalmente devido empurrar forças que são muito maiores resultando de densidade mais alta de fluido |
| Variação do fluido | Complexa (turbulência) | Complexa (turbulência + ondas se o topo do rotor está à superfície) |
| Corrosão | Condições de borrifos de sal | Imerso em água salgada irá requerer cuidados com as considerações e combinações de materiais |
| Erosão | Ao contrário de ser um problema sério. | Potencialmente um problema sério, pode agravar a corrosão |
| Acesso a manutenção | Depende do tempo | Depende do método de emprego, mas provavelmente mais difícil do que a eólica |
| Crescimento marinho | Não é um problema | Pode ser importante para a performance e para a manutenção |
| Velocidade rotacional do rotor | <15 rpm pra grandes máquinas | 7-20 rpm baseados nos design de correntes |

3.3. Metodologia de Conversão de Energia

Em comparação com o vento, as correntes marítimas têm a vantagem de ter uma melhor distribuição da velocidade. Em áreas de grande fluxo de marés existem poucos dias calmos, o que significa que o fator de capacidade (ou seja, relação de potência média a potência nominal) pode ser de 50 %, enquanto que para os eólicos raramente ultrapassa 40 %.

Os sistemas de correntes marítimas empregam a energia cinética da água em movimento para alimentar as turbinas da mesma forma que as turbinas eólicas utilizam o movimento do ar. Assim a energia disponível a partir do fluxo de água é dada pela equação (3-2):

$$P = \frac{1}{2} \rho A V^3 \quad (3-2)$$

Onde ρ é a densidade da água, A é a área da secção transversal do rotor e V é a velocidade da corrente. Esta relação cúbica entre a velocidade e a potência é a mesma que justifica as curvas de potência das turbinas eólicas, e, como na energia eólica, há limites práticos com a quantidade de energia que pode ser extraída a partir de correntes de marés, logo a captação de energia é muito sensível em relação à velocidade. Alguns destes limites referem-se à conceção de dispositivos de correntes de marés e outros para características do recurso.

A energia que pode ser convertida em energia mecânica de forma utilizável é limitada por uma taxa para o dispositivo, como se pode ver na seguinte equação (3-3):

$$P_T = \frac{1}{2} \rho C_p A V^3 \quad (3-3)$$

Onde C_p é o coeficiente de potência, o seu valor para uma turbina de fluxo de fluido incompressível é limitado a um máximo teórico o Limite de Betz. O limite de Betz é um limite superior teórico sobre o poder produção de uma turbina cujas pás varrem uma determinada área. O qual é expresso como um coeficiente máximo de potência do rotor $C_p = 16/27$, que é 59 %. O valor C_p de um dispositivo real é geralmente uma função da proporção entre a velocidade de ponta da turbina e a velocidade do fluxo, o qual é vulgarmente conhecido como o rácio de velocidade da ponta. A Figura 3-6 mostra uma relação representativa entre a taxa de velocidade de ponta (λ) e o coeficiente de potência C_p . A forma real da curva está dependente da forma de lâmina e o número de lâminas [21].

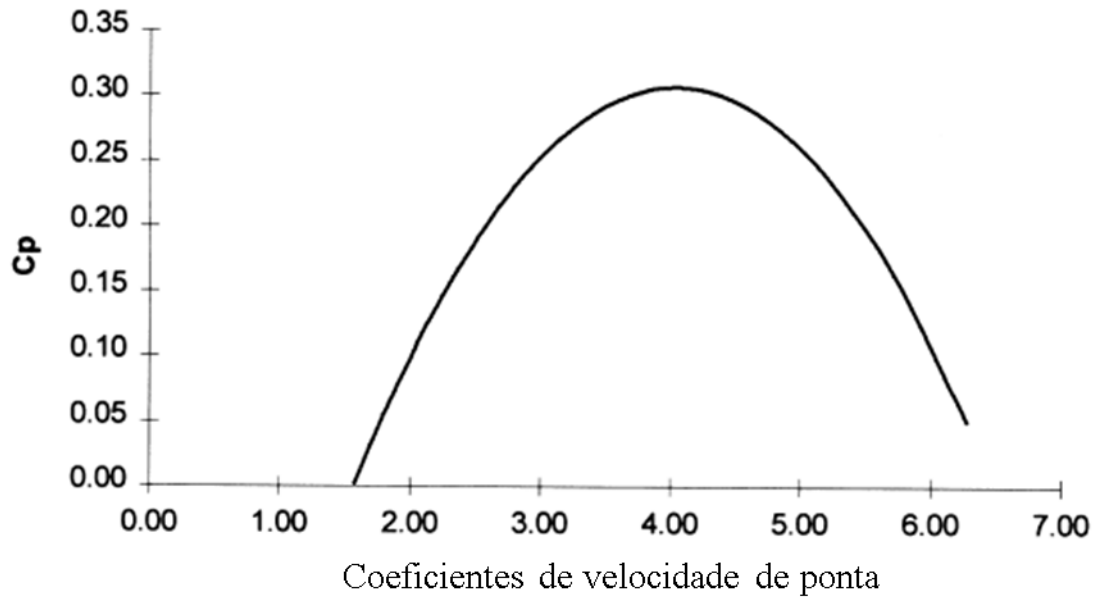


Figura 3-6: Curva amostra para uma turbina de quatro pás [22]

As correntes marítimas variam com o tempo, de modo que as correntes num determinado local caracterizam-se por uma distribuição de velocidades, tal como apresentado na Figura 3-7.

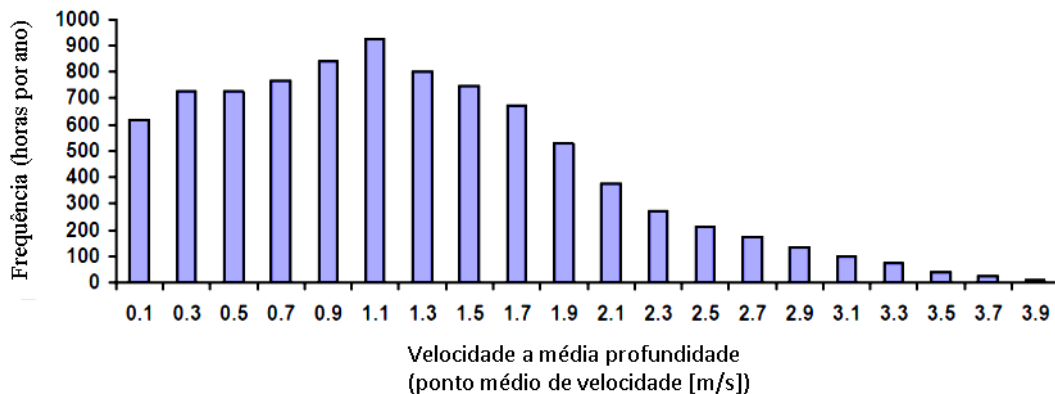


Figura 3-7: Distribuição de velocidades [4]

Como a densidade de energia varia de acordo com o cubo da velocidade, a densidade de potência média anual não pode ser obtida substituindo a velocidade média de corrente na equação (3-1).

Para a produção de energia não se pode considerar a potência total extraída num determinado local. A energia que pode ser extraída é limitada à geometria do canal e condições ambientais, uma vez que o canal não pode ser completamente cheio de turbinas.

É necessário reduzir a área de secção transversal de um canal tanto na parte inferior como superior. A parte superior tem de ser reduzida devido à navegação marítima, a parte inferior deve estar acima da camada de água de baixa profundidade a fim de a turbina estar acima das correntes de baixa velocidade. Para minimizar o efeito das turbinas a montante e a jusante a quantidade

máxima de energia que pode ser extraída das correntes marítimas deverá ser 15 % do fluxo de energia natural disponível.

Embora os recursos de correntes de marés serem enormes, na maioria das áreas, há muito baixa densidade de energia, devido às baixas velocidades atuais, a ser explorada economicamente. Os locais, onde as velocidades de correntes de maré excederem 2 m/s, são acreditados para ter fluxos de energia renovável relativamente intensivos em comparação com outras energias renováveis convencionais, como eólica e solar, tal como se pode observar na Tabela 3-3 e, portanto, têm o potencial para o desenvolvimento comercial.

Tabela 3-3: Densidade de Potencia em comparação com outros recursos [23]

| Fonte de Energia | Correntes Marinhas | | | | | Vento | Solar |
|-----------------------|--------------------|------|------|------|-------|-------|------------------|
| Velocidade (m/s) | 1 | 1,5 | 2 | 2,5 | 3 | 13 | Pico ao meio-dia |
| Velocidade (nós) | 1,9 | 2,9 | 3,9 | 4,9 | 5,8 | 25,3 | |
| Densidade de Potência | 0,52 | 1,74 | 4,12 | 8,05 | 13,91 | 1,37 | ~1,0 |

Nota: 13 m/s é a velocidade típica a que a potência máxima é alcançada para uma turbina eólica.

Os locais com velocidade de correntes superiores a 2 m/s, acreditam-se que são fluxos de energia renovável relativamente intensivos em comparação com as alternativas mais conhecidas como a energia solar e eólica.

Tal como no caso das turbinas de vento, a eficiência da turbina marinha varia com a velocidade do fluxo de água. Um lote de saída da turbina como uma função da velocidade do fluxo consiste em três regiões:

- I. Zero to cut-in speed
- II. Cut-in speed to rated speed
- III. Greater than rated speed

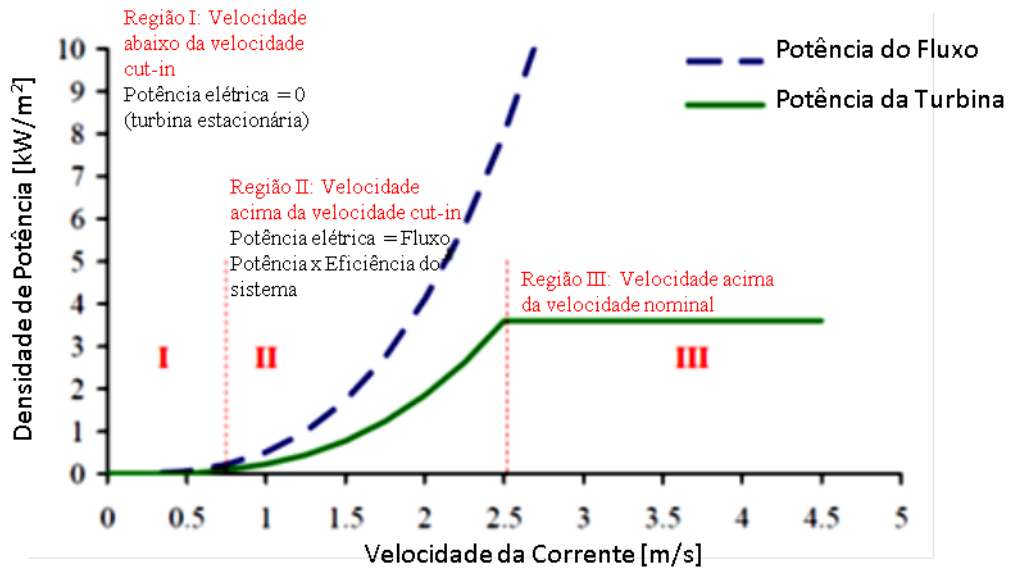


Figura 3-8: Típica saída de energia da turbina versus fluxo de velocidade [4]

Na região I, em velocidades abaixo da velocidade de condução, a turbina não consegue rodar e por isso não gera energia. Na região III, quando a velocidade atual excede a velocidade nominal da turbina, a potência será constante, normalmente a potência nominal da turbina, independentemente da velocidade. A potência de saída nominal é mantida por qualquer aplicação de uma força de travagem para o eixo do rotor ou alterando o ângulo de inclinação das pás da turbina para gerar menos binário. Não há velocidade de corte para as turbinas de fluxo das marés, uma vez que mesmo as correntes mais radicais produzidas por tempestades criando as mais altas marés vivas não são muito maiores do que as correntes de primavera máximas mensais. Ao contrário das turbinas eólicas, que devem ser concebidos para lidar com a velocidade de pico de vento, que é várias vezes maior do que a velocidade do vento máximas mensais típicas.

Na Região II, a saída da turbina depende de uma cadeia de "water to wire" eficiência de conversão. A energia elétrica fornecida à rede pode ser determinada pela Equação (3-4):

$$P_{e} = A_{Turbina} \cdot \bar{P} \cdot \eta_{turbina} \cdot \eta_{potência\ de\ accionamento} \quad (3-4)$$

$$\eta_{potência\ de\ accionamento} = \eta_{gerador} \cdot \eta_{condicionamento\ de\ energia} \cdot \eta_{drive\ train} \quad (3-5)$$

Onde \bar{P} é a densidade de energia de água que passa através da área varrida pela turbina e $A_{Turbina}$ é a área varrida pelo rotor da turbina.

Os valores típicos para a eficiência em condições nominais são:

- $\eta_{turbina} = 45\%$. Esta é a eficiência com que a turbina extrai a energia cinética do fluxo de entrada. Para a água flui através de uma turbina, a eficiência de extração máxima

ocorre quando a velocidade escoamento na face do rotor é reduzida para 1/3 em relação à velocidade de corrente livre, o que produz uma eficiência ótima de extração de 16/27 (cerca de 59 %), ao qual se chama "Lanchester- Limite de Betz";

- $\eta_{drive\ train} = 96\%$. Esta é a eficiência com que a energia extraída a partir do fluxo é entregue ao gerador. As perdas nesta fase incluem a fricção dentro das caixas de velocidades vulgarmente utilizadas para intensificar a velocidade de rotação do rotor da turbina (lento) para a velocidade de rotação do gerador (rápido);
- $\eta_{gerador} = 95\%$. Esta é a eficiência com que a entrada de energia mecânica para o gerador é convertida em eletricidade. As perdas são principalmente devido ao atrito;
- $\eta_{condicionamento\ de\ energia} = 98\%$. Esta é a eficiência com que a eletricidade produzida pelo gerador é condicionada para atender os requisitos da fase e tensão do ponto de interligação da rede elétrica local. As perdas são principalmente energia elétrica dissipada como calor.

A eficiência global seria de 40 % (para a eficiência de componentes típicos), que é a proporção de fluxo de energia incidente convertida em potência elétrica devidamente condicionada.

Deve-se ter em conta que a eficiência dos diferentes componentes da cadeia de alimentação varia de acordo com o fluxo de energia incidente. Um dispositivo de conversão de energia das correntes marítimas deve aproveitar o fluxo de água que inverte a direção pelo menos uma vez por dia ou mais normalmente duas vezes por dia. Dependendo de como isso é feito, o conjunto de curvas de eficiência pode diferir entre a maré cheia e baixa.

Para estimar a densidade de potência média anual é necessário saber a velocidade das correntes em função do tempo. A densidade de potência para um fluxo, sabendo a velocidade das correntes, pode ser facilmente calculada. O cálculo deve ter em conta a variabilidade vertical da velocidade da corrente com a profundidade e também a sua variabilidade horizontal através do canal.

Os ciclos das marés podem ser aproximados por uma senoide dupla; um com um período de 12,4 h representando a vazante da maré diurna e o fluxo do ciclo, e o outro com um período de 353 horas, representando o período de marés-primavera quinzenalmente. A equação a seguir fornece um modelo razoável para prever a velocidade V de uma corrente de maré:

$$V = \left[K_0 + K_1 \cos\left(\frac{2\pi t}{T_1}\right) \right] \cos\left(\frac{2\pi t}{T_0}\right) \quad (3-6)$$

Onde K_0 e K_1 são constantes derivadas a partir do pico médio de primavera e o rácio entre o pico de primavera média e as correntes mortas médias de pico. T_1 é normalmente 353 horas e é o período de marés de primavera. T_0 é o período das marés semi-diurnas e é de 12,4 horas. Outros fatores, o que poderia causar uma influência significativa sobre a velocidade da corrente de maré,

como ondas na superfície, a força residual, a circulação marinha oceânica global, as mudanças de densidade e variação de velocidade da água em função da profundidade do fluxo num canal aberto, têm que ser considerados e precisam ser refletidos nas equações para previsão da velocidade das correntes de maré. No entanto, em locais de alta velocidade do tipo adequado para geração de energia, quando a maré forte está fluindo, o vetor corrente de maré geralmente excede todos esses outros efeitos por uma margem significativa. A corrente também irá variar em velocidade como uma função da profundidade do fluxo. Na prática, a velocidade das correntes de maré precisa ser medido fisicamente, a fim de avaliar com precisão os recursos de energia de correntes de maré locais [3].

3.3.1. Variações de profundidade e velocidade

A densidade de potência média das marés foi estimada a partir do valor de superfície anual assumindo uma lei de potência $1/10^{\circ}$, que aproxima a diminuição da velocidade da corrente a partir da superfície do mar, para o fundo do canal.

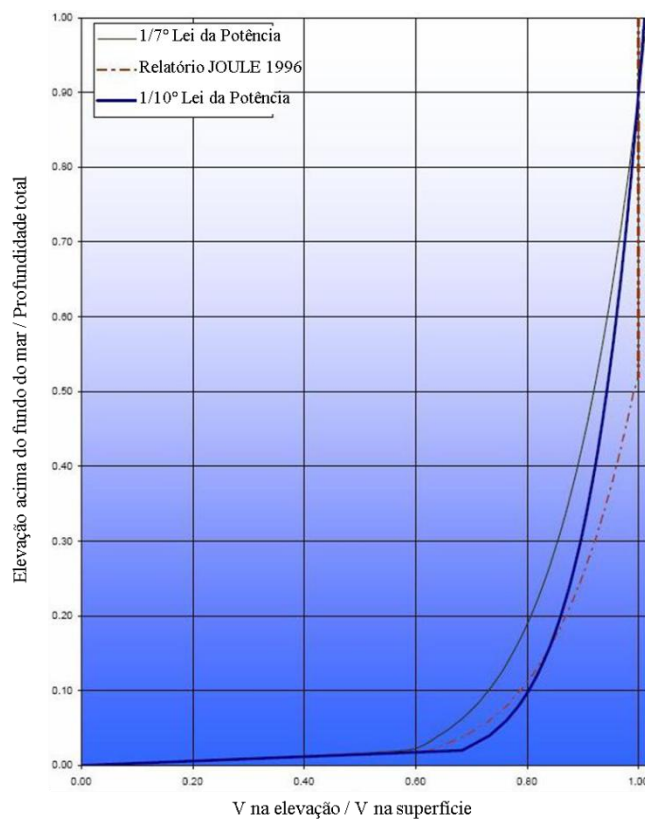


Figura 3-9: Variações alternativas da velocidade com a profundidade [4]

A relação geral da lei de potência para perfis de velocidade vertical de fluxo horizontal perto de uma fronteira sólida (por exemplo, o fundo do mar) é dada pela Equação (3-7):

$$u(z) = u_R \left(\frac{z}{z_R} \right)^{1/10} \quad (3-7)$$

Onde $u(z)$ é a velocidade horizontal a uma dada profundidade z e u_R é a velocidade de referência a uma profundidade referência z_R . As profundidades são medidas em relação à parte inferior, de modo que o fundo do mar é $z = 0$.

Para qualquer velocidade de referência e de profundidade, a velocidade a profundidade média é dada pela Equação (3-8):

$$\bar{u} = \frac{\int_{h_1}^{h_2} u \, dz}{\int_{h_1}^{h_2} dz} = \frac{\int_{h_1}^{h_2} u_R \left(\frac{z}{z_R} \right)^{1/10} dz}{\int_{h_1}^{h_2} dz} = \frac{u_R}{z_R^{1/10}} \left(\frac{10}{11} \right) \left(h_2^{11/10} - h_1^{11/10} \right) \quad (3-8)$$

Quando a velocidade de referência é a velocidade superficial então:

- h_2 é a profundidade do canal – D;
- h_1 é zero;
- z_R é a elevação de referência.

A velocidade a profundidade média de é dada por:

$$\bar{u} = \frac{u_R \left(\frac{1}{D} \right)^{1/10}}{D} \left(\frac{10}{11} \right) \left(D^{11/10} - 0^{11/10} \right) = u_R \left(\frac{10}{11} \right) = 0,909u_R \quad (3-9)$$

Como o fluxo de densidade de energia é proporcional ao cubo da velocidade do fluxo, para a de densidade de energia em profundidade média a expressão pode derivar de forma semelhante:

$$\overline{u^3} = \frac{\int_{h_1}^{h_2} u^3 \, dz}{\int_{h_1}^{h_2} dz} = \frac{\int_{h_1}^{h_2} u_R^3 \left(\frac{z}{z_R} \right)^{3/10} dz}{\int_{h_1}^{h_2} dz} = \frac{u_R^3 \left(\frac{1}{z_R} \right)^{3/10}}{h_2 - h_1} \left(\frac{10}{13} \right) \left(h_2^{13/10} - h_1^{13/10} \right) = u_R^3 \left(\frac{10}{13} \right) = 0,769u_R^3 \quad (3-10)$$

Logo, a densidade de energia das marés de média profundidade em cada local é estimada em 76,9 % da densidade de energia anual média de superfície.

A profundidade da água é crucial na instalação conversores de energia de correntes marítimas e diretamente decide o tamanho dos dispositivos de energia de correntes marítimas. A profundidade da água ideal deve ser um mínimo de 15 m, na maré baixa, e em que a profundidade do rotor mais pequeno que pode ser acomodado é de cerca de 10 m de diâmetro. Idealmente, a profundidade máxima de água a maré alta provavelmente não é mais do que 40 ou 50 m, mas o

limite superior depende do tipo de conversores de energia das marés e os seus métodos de instalação a serem aplicados. Um critério sugerido para diâmetros de rotor para uma turbina de marés de eixo horizontal, de acordo com diferentes profundidades de água é mostrado na Tabela 3-4.

Tabela 3-4: Influência da profundidade da água em tamanho máximo permitido turbina [22]

| Profundidade da água | Diâmetro do rotor (assumindo que não há exclusão de envio) | Diâmetro do rotor (assumindo que há exclusão de envio) |
|-----------------------------|---|---|
| <20 m | | 10 m |
| 20-25 m | 5 m | 12 m |
| 25-40 m | 10 m | 20 m |
| >40 m | 20 m | 20 m |

Uma regra geral pode ser usada na prática, em que o diâmetro do rotor é metade da profundidade da água e o centro do rotor deve estar a duas águas de profundidade. Além disso, é necessário um amplo fundo do mar para permitir uma grande variedade suficiente de dispositivos de correntes de marés de serem instalados, o que faz com que o custo total do projeto eficaz. Um fundo do mar relativamente plano também é vantajoso na redução da turbulência ambiente, bem como a perda de velocidade das correntes de marés perto do leito do mar. Os locais de instalação também devem estar perto de ligações à rede de terra.

3.3.2. Variação da velocidade através do canal

Supõe-se que a velocidade é constante ao longo do tempo. Sabendo que o recurso total disponível das correntes marítimas é igual ao produto da densidade média anual de energia a média profundidade pela área transversal média do canal, o que produz energia das marés cinética média anual. Logo há uma superestimava dos recursos disponíveis, uma vez que as correntes são mais lentas junto à costa do que no meio do canal.

Como mencionado anteriormente, foram assumidas preocupações ambientais para limitar a potência extraível anual média de 15 % da energia cinética média anual. Em contraste com os fluxos atmosféricos, os fluxos das marés são limitados entre a superfície e o fundo do mar, em profundidades que normalmente são menos de 100 m. A energia das marés é, portanto, mais limitada, e retirada de quantidades excessivas pode reduzir circulação natural, a ponto de ocorrer efeitos ambientais significativos. A extração de energia cinética média limitada a 15 % origina o nível de extração que não resultará em alteração significativa na circulação do estuário.

3.4. Tipos de Dispositivos para extração de energia das marés

Tal como outras energias renováveis, também para a energia das correntes marítimas é possível encontrar uma grande variedade de conversores de energia. Os vários tipos existentes são:

a) Turbina de eixo horizontal

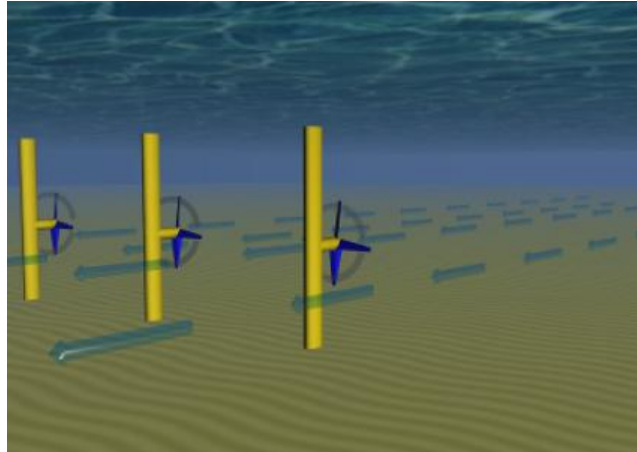


Figura 3-10: Turbina de eixo horizontal [20]

Este tipo de turbina tem um funcionamento e *design* muito semelhante ao das turbinas eólicas e tipicamente compreende uma torre, um rotor semelhante a um leque para a rotação em torno de um eixo paralelo à direção do fluxo, o gerador, o controlador e os outros componentes. Neste caso a energia é extraída a partir do fluxo de corrente que provoca a rotação de uma turbina montada sobre um eixo horizontal. Algumas turbinas podem ser alojadas em condutas para criar efeitos secundários de fluxos pela concentração deste e produção de diferenças de pressão.

O princípio de operação para uma turbina de eixo horizontal é que o fluxo de entrada perpendicular ao rotor faz força hidrodinâmica resultante, que tem componentes de qualidade normal ao eixo da pá do rotor no plano de rotação. O conjugado resultante é transferido por um eixo e caixa de velocidades a um gerador elétrico. Mesmo que exista muitas semelhanças superficiais, uma turbina de eixo horizontal é diferente de uma convencional turbina eólica em alguns aspetos, como eles trabalham em diferentes recursos: correntes de marés e vento. A maioria das turbinas de eixo horizontal têm três pás do rotor, mas rotores de duas pás são mecanicamente mais simples e podem ser mais facilmente manipulados sob condições marinhas. Uma vez que a densidade da água do mar é 800 vezes mais denso do que o ar, a energia capturada através da mesma área varrida da pá do rotor também é 800 vezes mais na água do mar do que no ar com as mesmas velocidades de fluxo. Portanto, uma turbina de corrente marítima pode ter pás do rotor menores e também uma velocidade de rotação mais baixa em comparação com uma turbina eólica para captar a mesma quantidade de energia cinética. Ao contrário do vento, as correntes marinhas podem ter uma direção bidirecional. Para turbinas de correntes marítimas, só as lâminas da turbina precisam ser revertidas e armadas a 180 °, a fim de mudar condições de operação da turbina numa

maré enchente para uma maré vazante. As pás da turbina podem também ser aplicadas para conseguir o ângulo da lâmina ótima, mantendo o mais eficiente desempenho de turbinas em quaisquer correntes. As velocidades de cut-out projetadas para uma turbina eólica para evitar danos durante tempestades não são imperativos para uma turbina de corrente de maré, dada a natureza previsível do regime de escoamento, mas os procedimentos de paragem têm que ser executados em situações de emergência (por exemplo, cargas causadas pela ação das ondas em condições de tempestade, pode ser grave o suficiente para desencadear *shut-down*).

b) Turbina de eixo vertical

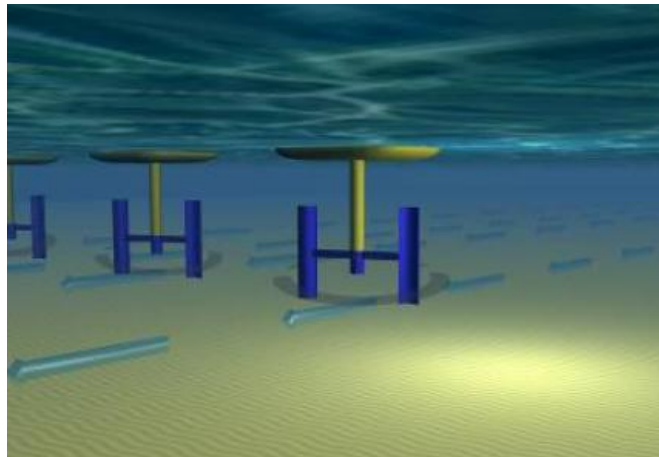


Figura 3-11: Turbina de eixo vertical [20]

As turbinas de eixo vertical têm um funcionamento semelhante às turbinas de eixo horizontal apenas tem a direção de rotação diferente.

A principal característica de uma turbina de eixo vertical é a sua conceção de fluxo cruzado, em que as lâminas do rotor e veio de transmissão são paralelos um ao outro e ambos são orientadas perpendicularmente o fluxo de entrada de corrente. Esta configuração permite que o rotor a gire sempre na mesma direção e seja insensível à direção das correntes de maré. Uma turbina de eixo vertical tem uma secção transversal retangular de captura de energia e, por conseguinte, é adequado para trabalhar em áreas mais rasas do canal, onde para uma turbina de eixo horizontal possa ser mais difícil otimizar a utilização de área da seção transversal do canal. Uma turbina de eixo vertical convencional de passo fixo não pode geralmente começam a rodar em si próprio e só é capaz de trabalhar de forma eficiente em relações de velocidade muito altas ponta. Como resultado, será necessário um motor de partida automática. Turbinas de eixo vertical de passo variáveis têm sido propostos, o que pode aumentar significativamente a eficiência da extração de energia a baixa velocidade de ponta através de controlando as pás do rotor arremesso em todos os pontos do seu ciclo de rotação.

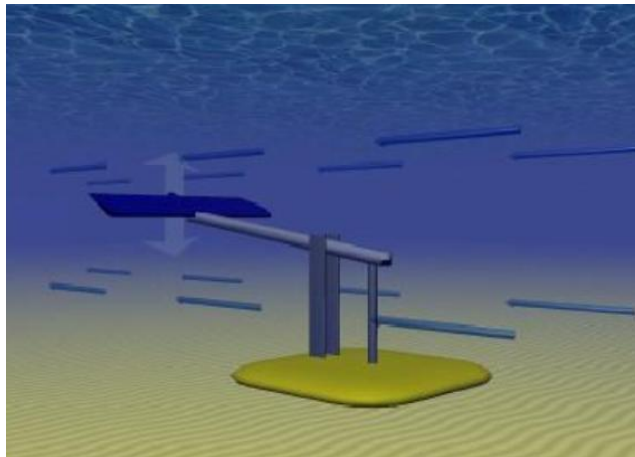
c) Hidrofólio Oscilante (*Oscillating Hydrofoil*)

Figura 3-12: Hidrofólio Oscilante [20]

Este tipo de conversores consiste em *hydrofoil* que se movem para trás e para a frente num plano normal do fluxo de corrente, em vez de lâminas rotativas. O movimento de oscilação utilizado para produzir energia deve-se ao levantamento criado pelo fluxo de corrente que flui em cada lado da asa. Há um *design* que usa pistões para alimentar um circuito hidráulico, que transforma um motor hidráulico e gerador para produzir energia.

Ao contrário as turbinas de correntes de rotação de maré, um outro tipo de conversores de corrente de maré compreendem um oscilante hidrodinâmico e usa o movimento de oscilação de hidrodinâmica para extrair energia a partir de correntes de marés.

Os principais componentes mecânicos incluem um hidroavião, braço móvel, estrutura de apoio e cilindros hidráulicos. O hidroavião está ligado ao fundo do mar montado numa estrutura de suporte do braço móvel. Cilindros hidráulicos são definidos no braço/frame pivô e são usados para alterar o ângulo de hidroavião em relação ao atual que se aproxima.

Quando a corrente marítimas passam sobre o hidroavião, sustentação e arrasto forças fazem com que o hidroavião, bem como o braço móvel se levantem. O movimento do braço móvel aciona cilindros hidráulicos. A alta pressão do óleo desenvolvido pelos cilindros transforma um motor hidráulico que, por sua vez, aciona um gerador elétrico. Outro ciclo vai começar de novo no limite superior de hidroavião e braço, como o ângulo hidropiano é invertido e, assim, o braço é impulsionado para baixo.

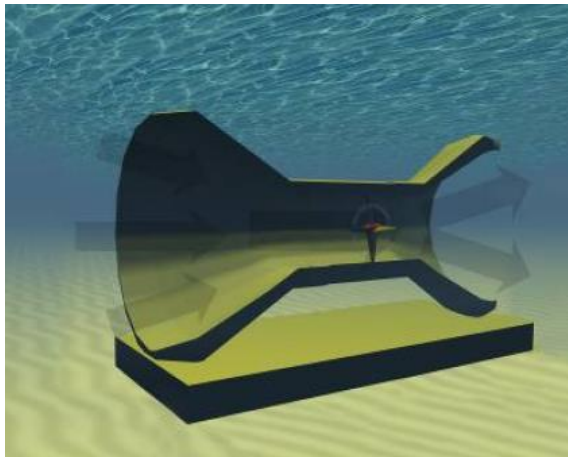
d) Dispositivos de efeito de *Venturi*

Figura 3-13: Diapositivos de efeito *Venturi* [20]

O fluxo de corrente é dirigido através de uma conduta, a qual concentra o fluxo e produz uma diferença de pressão. Isto faz com que um fluido secundário flua através da turbina. O fluxo resultante pode acionar uma diretamente uma turbina ou induzir uma pressão diferencial no sistema e acionar uma turbina de ar.

Rochester Venturi (RV) e *GENTEC Venturi* são dois conceitos atuais de conversão de energia das marés com base em sistemas de *Venturi*. *Rochester Venturi* desenvolvido pela *Hydroventuri Ltd.* e é um amplificador de pressão, utilizando o princípio de Bernoulli. O dispositivo é colocado no núcleo da corrente de maré. À medida que o fluxo primário (corrente de maré) passa através do dispositivo, a sua velocidade é acelerada e, assim, gera uma redução da pressão no ponto em que o fluxo é mais constringido. Esta redução na pressão pode então sugar mais o fluxo de outro local para o fluxo primário. É este fluxo secundário que é usado para acionar a turbina em terra e gerar a energia elétrica. *Rochester Venturi* não tem partes móveis mecânicas e elétricas abaixo da água, economizando, assim, a manutenção considerável e os custos operacionais.

GENTEC Venturi é desenvolvido por *Greenheat Systems Limited*. E usa um sistema de condutas, que consiste num rotor de fluxo de eixo com lâminas de correção de passo, que é instalado na conduta de cilindro ou tubo de *Venturi*. Cada unidade é projetada para ser definida numa plataforma transportadora flutuante e pode ser implantado em qualquer profundidade da água.

e) Parafuso Helicoidal (*Helical Screw*)

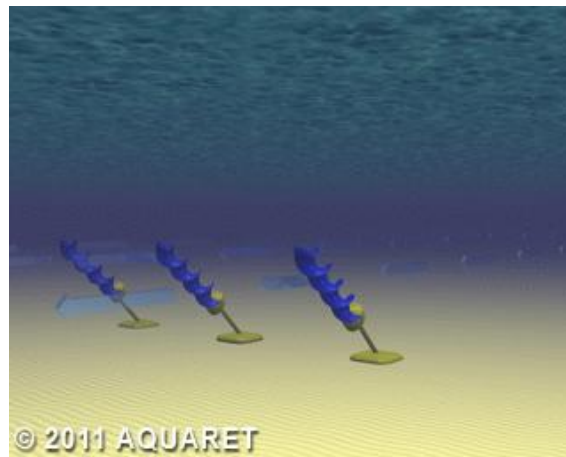


Figura 3-14: Parafuso Helicoidal [24]

Este tipo de turbinas é uma variação das turbinas de eixo vertical. A energia é extraída através do fluxo de corrente que flui através das hélices.

f) *Tidal Kite*

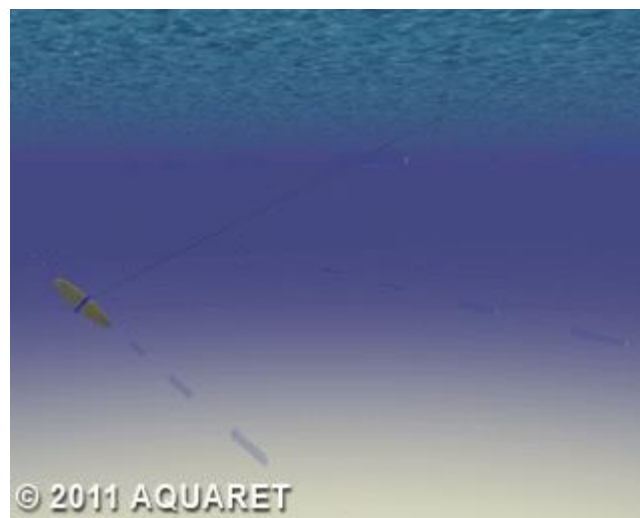


Figura 3-15: Tidal Kite [24]

Este conversor consiste numa pipa presa, a uma pequena turbina, que voa através do fluxo, de forma a aumentar a velocidade relativa que entra na turbina. Estes dispositivos podem gerar eletricidade a partir de correntes de baixa velocidade.

g) Barragens de marés



Figura 3-16: Barragem de marés de La Rance em França [25]

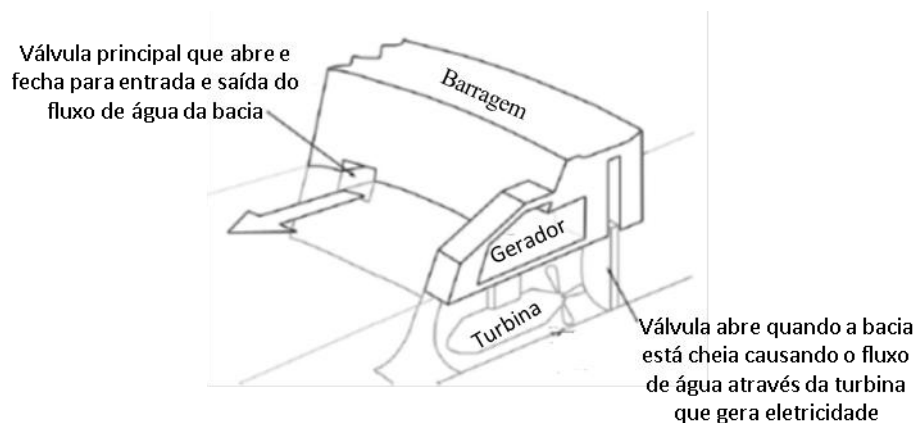


Figura 3-17: Esquema de uma barragem de marés

As barragens de marés utilizam a energia potencial das marés para gerar eletricidade. A tecnologia necessária para converter a amplitude das marés em eletricidade é muito semelhante à das centrais de energia hidroelétrica convencionais, mas, neste caso, a corrente flui em ambas as direções. Isto significa que, as barragens de marés são incapazes de produzir energia elétrica a uma taxa constante, pois têm que esperar por pressão hidrostática suficiente entre os dois lados da barragem. No entanto, a produção de eletricidade a partir de barragens de marés é totalmente previsível permitindo a facilidade de fornecedores de energia elétrica.

As barragens de marés são geralmente uma barragem colocada através de um estuário que experimenta uma faixa de corrente de 5 m. Os elementos básicos que constituem a barragem de marés são turbinas, comportas, portões, aterros e caixões. A barragem pode ser colocada na entrada

de canais onde água do mar entra dentro da terra por meio de uma baía ou entre a terra principal e uma ilha ou apenas entre duas ilhas. A função dos aterros é selar a bacia, onde não é selada por tubulões. As comportas abrem quando existe uma diferença na elevação adequada da água em ambos os lados da barragem; a pressão hidrostática que é criado faz com que o fluxo de água através das turbinas, transformando um gerador elétrico para produzir eletricidade.

3.5. Tipos de fundações dos conversores de energia das marés

Além dos vários tipos de conversores de energia existe também várias opções de fixação, como se pode observar na Figura 3-18. As turbinas são montadas numa estrutura de apoio que é um requisito fundamental para dispositivos de correntes de marés para mantê-los operacionais em ambiente marinho severo. A escolha da base depende principalmente das condições geográficas tais como a profundidade da água, as condições do fundo do mar, rios e o tipo de turbina a ser instalado. Além disso, é um aspeto importante sobre a viabilidade e rentabilidade dos dispositivos.

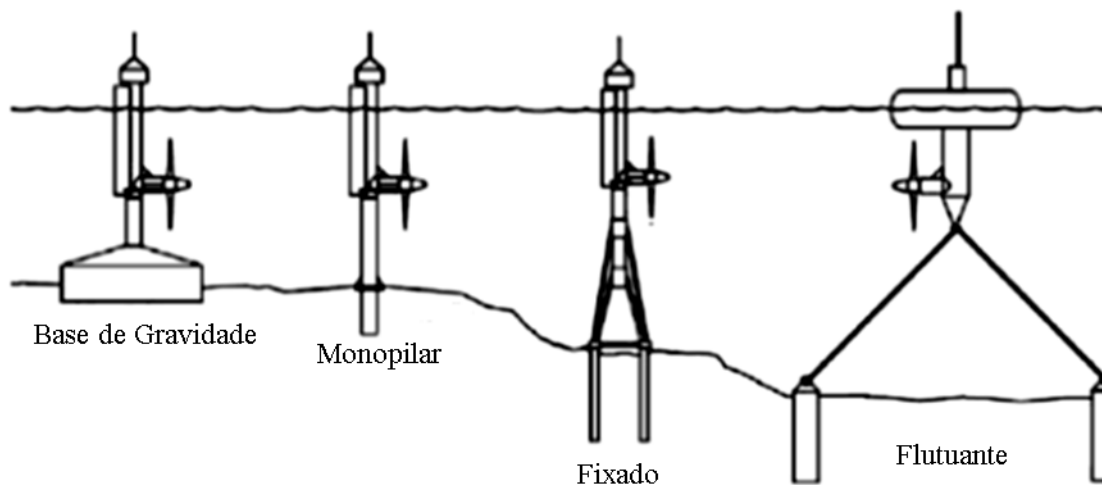


Figura 3-18: Tipos de fixação existentes para conversores de energia [20]

- Monopilar:

Este tipo de fixação está limitado a uma profundidade de 30 metros. A fixação do tipo monopilar é constituída por uma torre de aço tubular inserida dentro de um buraco perfurado no fundo do mar.

- Fixado:

Esta fundação é adequada para turbinas fixadas no leito do mar. São estruturas fixadas através de perfuração, estes pontos de fixação podem utilizar pinos de vários comprimentos.

- Base Gravidade:

São estruturas de aço ou de betão maciço ligado à base das unidades para conseguir uma estabilidade por meio de sua própria inércia. Estas fundações são adequadas para turbinas montadas perto da parte inferior da coluna de água.

- Flutuante:

É uma solução potencialmente mais convincente para locais de águas profundas. A turbina é montada sobre uma coluna vertical a apontar para baixo fixada rigidamente a uma barca. A barca é então ancorada ao fundo do mar por correntes ou cabos que pendem e pode ser fixado ao fundo do mar por arrasto, empilhadas ou âncoras de gravidade, de acordo com a condição do fundo do mar.

3.6. Características de instalação

As características genéricas que devem ser tidas e conta para instalação de um parque de turbinas de correntes marítimas são as mencionadas abaixo:

- Diâmetro máximo do rotor: um diâmetro razoável a ser considerado depende do estado da tecnologia. Acredita-se que o diâmetro está limitado a 20-25 m para uma turbina de eixo horizontal;
- Folga superior: deve ser considerada uma folga superior para a área de captura do rotor. A distância mínima de 5 m do topo é normalmente recomendada para permitir atividades recreativas (pequenos barcos, nadadores, etc), e para minimizar efeitos de turbulência e de onda sobre as turbinas, bem como danos de materiais flutuantes;
- Folga inferior: recomenda-se que uma folga no fundo de 25 % da profundidade da água ou 5 m, a que for maior, deve ser considerada no mínimo para permitir que materiais que potencialmente são movidos ao longo do fundo do mar pelas correntes não prejudiquem as turbinas, e para minimizar a turbulência e carga de cisalhamento da camada limite inferior;
- Espaçamento: O espaçamento lateral entre os dispositivos (a distância entre eixos) deve ser de duas vezes e meia o diâmetro do rotor (2,5xd), o espaçamento entre a jusante deve ser

($10d$). Os dispositivos devem ser posicionados numa disposição alternada a jusante, tal como se pode observar na Figura 3-19.

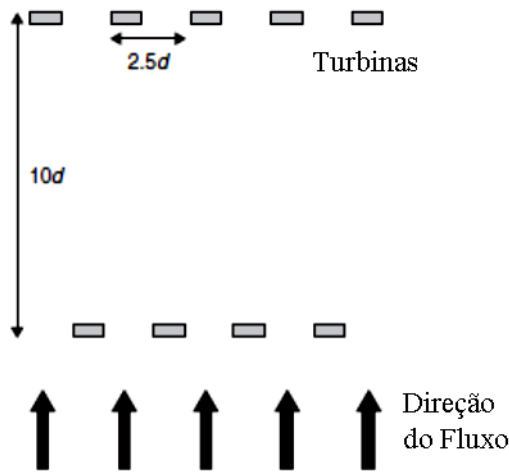


Figura 3-19: Espaçamento entre dispositivos [26]

3.7. Características de implantação

A implantação de várias turbinas numa mesma área permite classificar as centrais em termos de potência do seguinte modo:

- Um/poucos conversores < 3 MW;
- Central de pequena escala ≥ 3 MW < 20 MW;
- Central de média escala ≥ 20 MW < 50 MW;
- Central de larga escala ≥ 50 MW.

3.8. Sistema de controlo das turbinas de aproveitamento de correntes marinhas

Os constituintes do funcionamento de uma turbina de correntes marinhas pode ser vista na Figura 3-20.

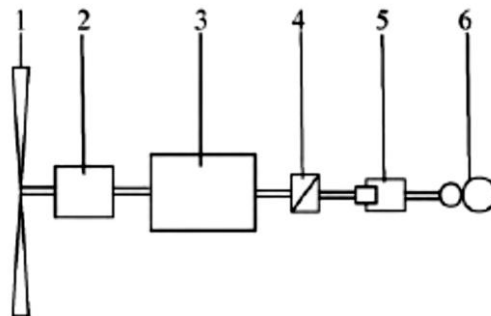


Figura 3-20: Constituintes de uma turbina marinha [32]

Onde:

- 1- Rotor
- 2- Gearbox
- 3- Gerador
- 4- Conversor/Inversor
- 5- Transformador
- 6- Ligação à rede

Como a maioria das tecnologias de energia renovável, os dispositivos de energia de corrente marítimas (DECM) requerem acesso a uma rede elétrica confiável perto do local, de modo que a eletricidade gerada possa ser alimentada. Deficiente estabilidade da rede pode resultar em perdas significativas, essa deficiência pode limitar a capacidade de geração. Um período de tempo determinado é necessário para o arranque dos geradores e sincronização com a rede. As flutuações na carga podem ser previstas com antecedência, por isso uma decisão pode facilmente ser feita de modo a decidir qual o sistema que deve ser utilizado em qualquer momento. O uso de geradores assíncronos nos DECM pode colocar uma pressão sobre a rede. Geradores assíncronos, em vez de fornecer energia reativa à rede, absorvem potência reativa da rede. É já conhecida a partir tecnologias de turbinas eólicas que a operação de baixa frequência também afeta a potência de saída para a rede, tal como a frequência de saída tem de ser mantida relativamente perto de 50 Hz.

O transporte da energia gerada nos dispositivos, até à rede elétrica é feito utilizando o sistema de cabos elétricos submarinos. O uso de cabos submarinos é bem compreendido, devido ao seu uso nas indústrias de petróleo e gás *offshore*. O tipo de cabo utilizado afeta o custo e instalação do sistema. A estrutura fundamental de um cabo submarino consiste num núcleo condutor, que é uma secção circular, formada com fios que transportam a corrente. Para aplicações de média e alta tensão o material utilizado é o cobre, embora, por vezes, o alumínio seja usado, mas não é tão eficiente. O cabo também é composto de isolamento elétrico o qual é caracterizado pelo material. A utilização alternativa de cabos de polietileno reticulado em cabos submarinos parece promissora. É mais barato de fabricar, tem melhores propriedades de flexão, maior resistência mecânica e menor no peso do que outros cabos. Outro dos principais problemas associados aos cabos submarinos é a decisão de enterrar ou colocar os cabos no fundo do mar. O custo de instalação pode ser maior do que o custo do cabo em alguns casos. São necessárias máquinas especiais para a instalação desses cabos; estas máquinas são capazes de operar em profundidades de 1000 m. Os DECM precisam ser conectados ao cabo deitado no fundo do mar, se é uma estrutura flutuante ou uma estrutura fixa.

Para estruturas flutuantes o cabo em si não é capaz de suportar as cargas a que vai ser submetido. Os J-tubos são condutas que se estendem no fundo do mar e oferecem proteção ao cabo.

Este processo é bastante dispendioso e requer cuidados especiais, quer na escolha do traçado, quer durante a instalação, de forma a não provocar danos. Os tipos de danos que podem ocorrer nos cabos submarinos são diversos, e podem resultar de causas naturais, tais como correntes e ondas, ou resultantes da atividade humana, tais como a pesca de arrasto ou do ancoramento de navios no mar (usualmente em profundidades inferiores a 50 metros). Para minimizar a ocorrência de danos nos cabos submarinos são habituais dois tipos de procedimentos: evitar as zonas de rebentação de ondas e zonas de pesca e ancoramento intensas, e promover o enterramento dos cabos até profundidades de água da ordem dos 50 metros de profundidade (a partir da qual a ação das ondas e correntes é menor, a pesca de arrasto é pouco intensa e o ancoramento dos navios pouco frequente).

É, portanto, necessário delinear um traçado correto dos cabos submarinos, o que requer um levantamento batimétrico de detalhe, com vista a determinar o tipo de fundo (arenoso, de cascalho, rochoso ou lodoso) e os declives existentes [27] [28].

Três passos estão envolvidos na transformação de energia:

- O rotor da turbina é acionado pela corrente. Isto converte a energia da corrente em a energia de rotação do eixo. A potência é otimizada, ajustando o ângulo entre as lâminas do rotor e a corrente;
- A caixa de velocidades converte a baixa velocidade de rotação do eixo da turbina para a maior velocidade do veio do gerador;
- O gerador converte a energia do veio de energia elétrica, que é transmitido para o escorar por um cabo no fundo do mar [20].

Um exemplo do sistema de Power Take-off pode ser observado na Figura 3-21. Este sistema pertence à MCT e é utilizado no SeaGen. A saída dos dois geradores é alimentada com dois conversores IGBT (*full back-to-back*) e a sua rede de saídas sincronizadas são agrupadas antes do transformador elevador. Todo este equipamento está localizado dentro e uma coluna central. A energia é exportada por um cabo submarino para uma rede local de 11 kV.

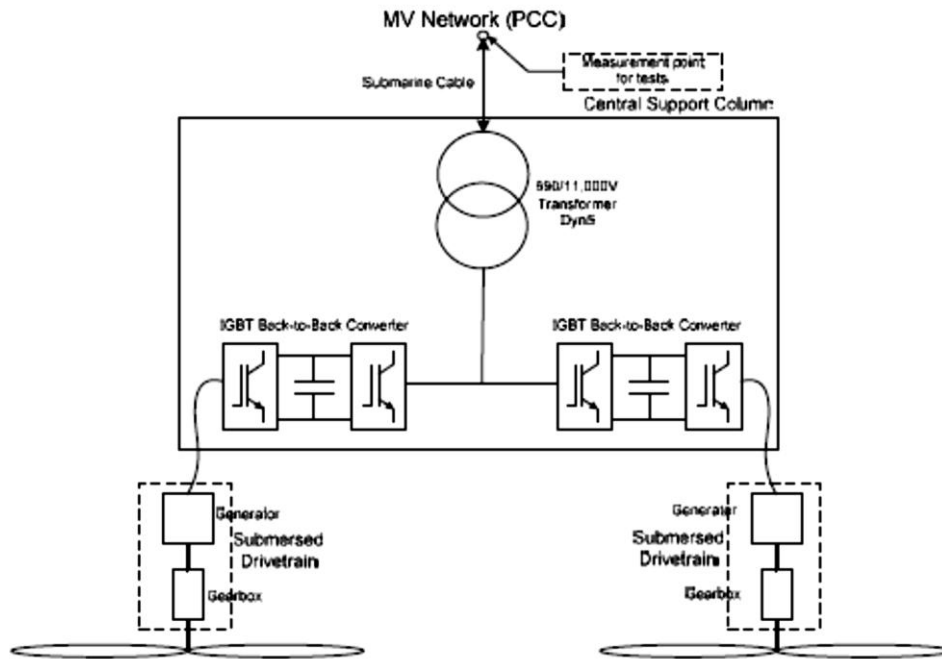


Figura 3-21: Sistema de Power take-off [29]

3.9. Centrais de aproveitamento de energia das correntes marinhas

As centrais desenvolvidas e em desenvolvimento podem ser consultadas nas Tabela 3-5, Tabela 3-6 e Tabela 3-7 abaixo [30]:

Tabela 3-5: Turbinas de eixo vertical

| Firma | Localização | Aparelho | Estado da tecnologia | Capacidade |
|---|-----------------|---------------------------|-----------------------------------|------------|
| Blue Energy | Canadá | Blue Energy Ocean Turbine | Ensaio do modelo em escala do mar | 250 kW |
| C-Energy | Holanda | Wave Rotor | Ensaio do modelo em escala do mar | 30 kW |
| Lucid Energy Technologies LLP | Goshen, Indiana | Gorlov Helical Turbine | Ensaio do modelo em escala do mar | 20 kW |
| New Energy Corporation Inc. | Canadá | EnCurrent Turbine | Protótipo em larga escala | 5-250 kW |
| Ponte di Archimede International S.P.A. | Itália | Enermar | Ensaio do modelo em escala do mar | 25 kW |
| Sea Power International AB | Suécia | EXIM | Ensaio do modelo em escala do mar | 48-72 kW |

Tabela 3-6: Turbinas de eixo Horizontal

| Firma | Localização | Aparelho | Estado da tecnologia | Capacidade |
|----------------------------------|--------------------|---------------------------------------|-----------------------------------|-------------------|
| Atlantis Resources Corporation | Reino Unido | Nereus | Ensaio do modelo em escala do mar | 150 kW |
| Clean Current Power Systems | Canada | Clean Current tidal turbine generator | Protótipo em larga escala | 65 kW |
| Free Flow Power | Massachusetts | SmartTurbine Genrator | Modelo em teste de tanque | 10 kW |
| Free Flow 69 | Reino Unido | Osprey | Ensaio do modelo em escala do mar | 1 kW |
| Hammerfest Strom UK | Reino Unido | Tidal Stream Turbine | Protótipo em larga escala | 300 kW |
| HydroCoil Power, Inc | Pennsylvania | HydroCoil | Ensaio do modelo em escala do mar | 20-40 kW |
| Hydro Green Energy | Texas | Hydro+ | Comercial | 35 kW |
| Maine Currents Turbines | Reino Unido | SeaGen | Protótipo em larga escala | 300 kW-1,2 MW |
| Natural Currents Energy Services | Hyghland, NI | RED HAWK Tidal Turbine | Ensaio do modelo em escala do mar | 125 kW |
| Ocean Flow Energy | Reino Unido | Evopod | Ensaio do modelo em escala do mar | 1 kW |
| Ocean Renewable Power Company | Massachusetts | ORPC Turbine Generating Unit | Ensaio do modelo em escala do mar | 32 kW |
| OpenHydro | Irlanda | Open-Centre Trubine | Protótipo em larga escala | 250 kW - 1 MW |
| Robert Gordon University | Reino Unido | Sea Snail | Protótipo em larga escala | 150 kW |
| SMD Hydrovision | Reino Unido | TidEl | Modelo em teste de tanque | 500 kW |
| Swanturbine Ltd | Reino Unido | Swanturbine | Ensaio do modelo em escala do mar | 330 kW |
| Tidal Energy Pty Ltd | Australia | Davidson-Hill Venturi Turbine | Ensaio do modelo em escala do mar | - |

| | | | | |
|---------------------------|-------------|---|-----------------------------------|--------------|
| Tidal Generation Ltd | Reino Unido | DEEP-Gen | Protótipo em larga escala | 500 kW |
| Tudal Steam | Reino Unido | Triton | Modelo em teste de tanque | 10 MW |
| Tocado Tidal Energy Ltd. | Holanda | Torcado Aqua 2800 | Protótipo em larga escala | 32 kW |
| University of Strathclyde | Reino Unido | Contra-Rotating Marine Turbine (CoRMaT) | Ensaio do modelo em escala do mar | 30 kW |
| Verdant Power | Nova Iorque | Free Flow System | Protótipo em larga escala | 35 kW – 1 MW |

Tabela 3-7: Outros tipos de conversores

| Firma | Localização | Aparelho | Estado da tecnologia | Capacidade |
|---------------------------|-------------|--------------------------|--------------------------------|------------|
| BioPower System Pry. Ltd. | Australia | BioStream | Design detalhado | 250 kW |
| Pulse Generation Ltd. | Reino Unido | Pulse Hydrofoil | Modelo em teste de tanque | 100 kW |
| VIVACE | EUA | Vortex induced vibration | Teste no rio St. Claire (2010) | - |
| Underflow water wheel | EUA | Underflow waterwheel | Conceção | - |

3.10. Aspetos Ambientais

Como as turbinas são colocadas em ambiente marinho deve-se ter em conta os possíveis efeitos na vida marinha, tanto na fauna como na flora, e também os possíveis inconvenientes nas atividades humanas.

A produção de eletricidade por turbinas cinéticas marinhas não têm emissões prejudiciais para a atmosfera, tais como gases de efeito estufa. Mas, a tecnologia está na sua fase inicial. Portanto, mais pesquisas são necessárias para determinar outros tipos de efeitos que podem ocorrer a partir da energia das correntes de marítimas.

É necessário analisar os efeitos sobre os habitats de animais bentónicos e plantas como ostras, moluscos e algas. O grande tamanho e variedade de sistemas de conversão de energia das

correntes marítimas podem criar ruídos significativos que influenciam a vida marinha e fluvial. Os dispositivos podem impedir a circulação de animais aquáticos. O sistema e os canais artificiais podem alterar o curso hidrológico e o depósito de sedimentos.

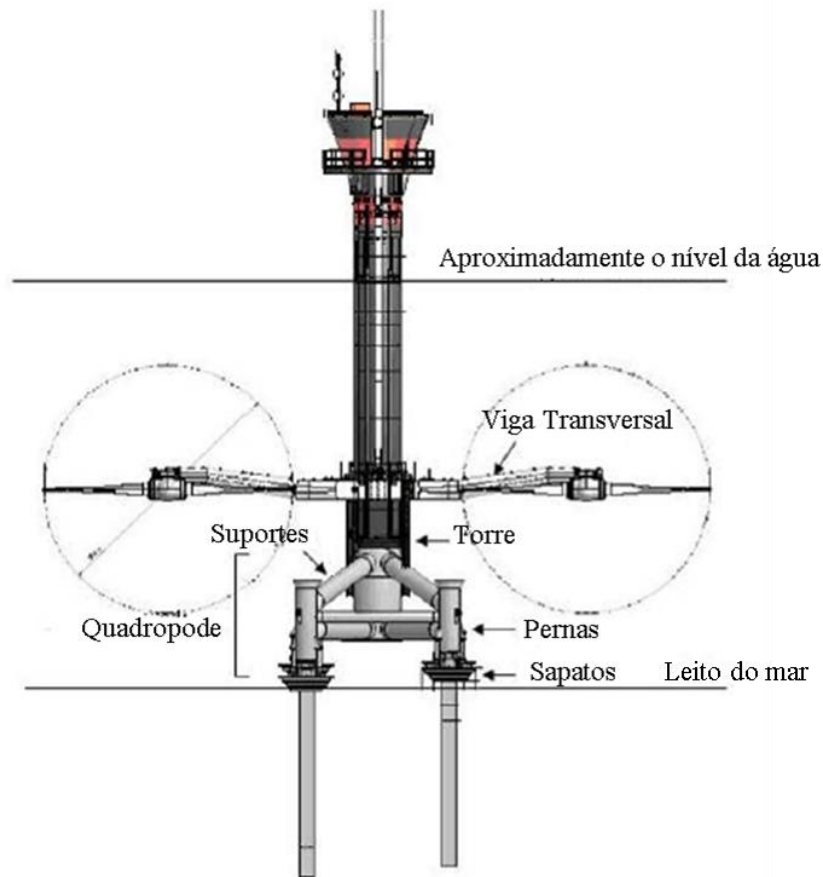


Figura 3-22: Diagrama da tecnologia SeaGen [31]

Extrair energia a partir do fluxo de corrente no sentido aumenta a quantidade de atrito leito do mar. O que também resultará numa redução da amplitude das marés.

Durante a instalação também são considerados impactos no ecossistema do local. É necessário realizar furos no fundo do mar o que pode destruir qualquer coral que exista e vai também libertar partículas, que se forem bombeadas para a superfície onde as velocidades de correntes são maiores permite dispersar as partículas de tal forma que a sua concentração se torna insignificante.

Durante a operação pode-se considerar que com a construção da base de apoio das turbinas monopilar pode causar bancos de areia o que para evitar em torno da base coloca-se pedras. O impacto sobre os organismos que vivem na água é muito pequeno, uma vez que as turbinas têm uma velocidade de rotação muito baixa, apenas peixes que nadem devagar podem não conseguir fazer frente às pás das turbinas.

As turbinas das correntes marítimas têm um efeito mínimo nas atividades humanas. O impacto visual é relativamente pequeno quando comparado com uma turbina eólica *offshore*. No

entanto a sua instalação vai exigir o estabelecimento de uma zona de exclusão em torno da turbina para uso marítimo. A atividade de mergulho perto das turbinas também deverá proibida.

Esses impactos podem ser minimizados com a escolha do local adequado, concepção do projeto e medidas preventivas adequadas. Experiências com projetos-piloto podem ser usadas para desenvolvimentos futuros [32].

Capítulo 4

Metodologia

Neste capítulo é apresentada a metodologia utilizada, que é constituída pela apresentação dos métodos utilizados para a avaliação da energia produzida por esta tecnologia estudada e a sua avaliação económica.

4.1. Cálculo da curva aproximada das alturas das marés

Como não existem dados de velocidades de correntes marinhas em Portugal foi necessário calculá-los tendo em conta o enunciado nos capítulos anteriores, os dados extraídos da América do Norte e as alturas anuais das marés de Sines.

Tal como enunciado no capítulo anterior as marés assemelham-se a uma curva sinusoidal, como representado na Figura 4-1. Para calcular a curva da senoide da altura tem de se ter em conta que esta curva tem dupla sazonalidade visto existir as preia-mares e as baixa-mares.

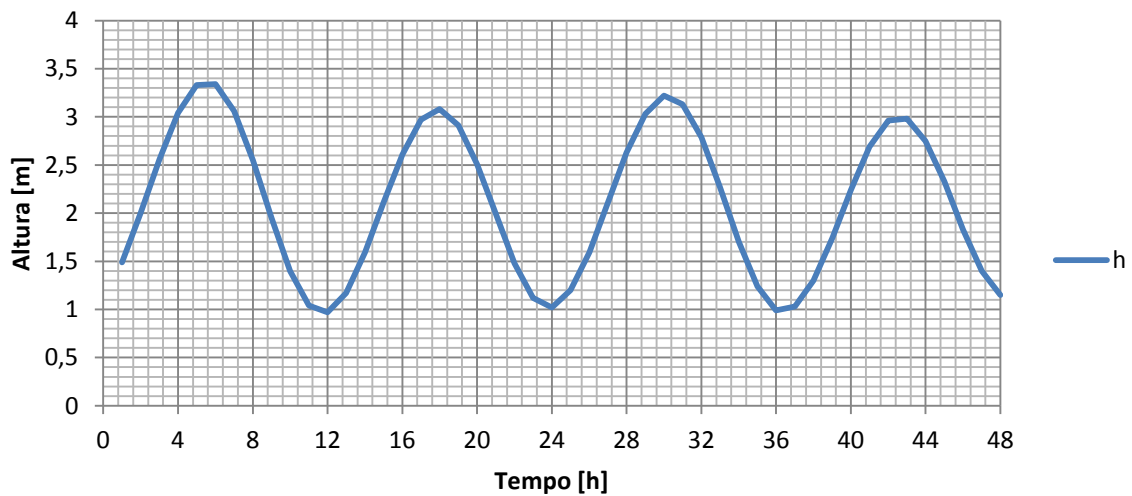


Figura 4-1: Curva da altura das marés de Sines durante 48h

Foram calculadas duas curvas sinusoidais, pois tal como se pode observar na Figura 4-2 há marés de primavera que têm uma amplitude maior e marés mortas com uma amplitude menor.

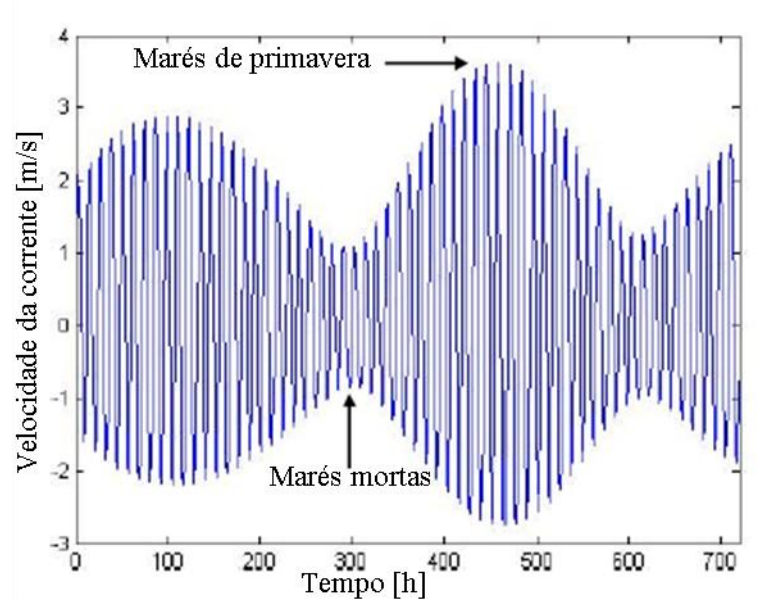


Figura 4-2: Velocidade da corrente em função das horas a Março de 2007 em Raz de Sein [33]

Para efetuar esse cálculo seguiu-se a equação (4-1):

$$A_0 \cos\left(\frac{2\pi}{p} \times (t - \alpha)\right) \quad (4-1)$$

O valor de A_0 está relacionado com a média das alturas de Sines no ano de 2013, ou seja, para a Curva 1 este valor corresponde ao valor médio para as correntes mortas e para a Curva 2 é o valor médio para as correntes de primavera.

Para a curva 1, que corresponde à maré morta, considerou-se para o valor de $A_0 = 0,8$, para o período = 12,45 e $\alpha = 4,8$.

Para a curva 2, que corresponde à maré de primavera, considerou-se para o valor de $A_0 = 2$, para o período = 708 e $\alpha = -45$. Sabe-se que o período da onda não é sempre o mesmo, pois tanto a Lua como o Sol vão influenciar as marés fazendo com que os períodos mudem, assim foram utilizados vários períodos tanto para a equação 1 como para a 2 e os mesmos podem ser consultados em Apêndice I.

$$\text{Curva 1} = 0,8 \cos\left(\frac{2\pi}{12,45} \times (t - 4,8)\right) \quad (4-2)$$

$$\text{Curva 2} = 2 \cos\left(\frac{2\pi}{708} \times (t - 45)\right) \quad (4-3)$$

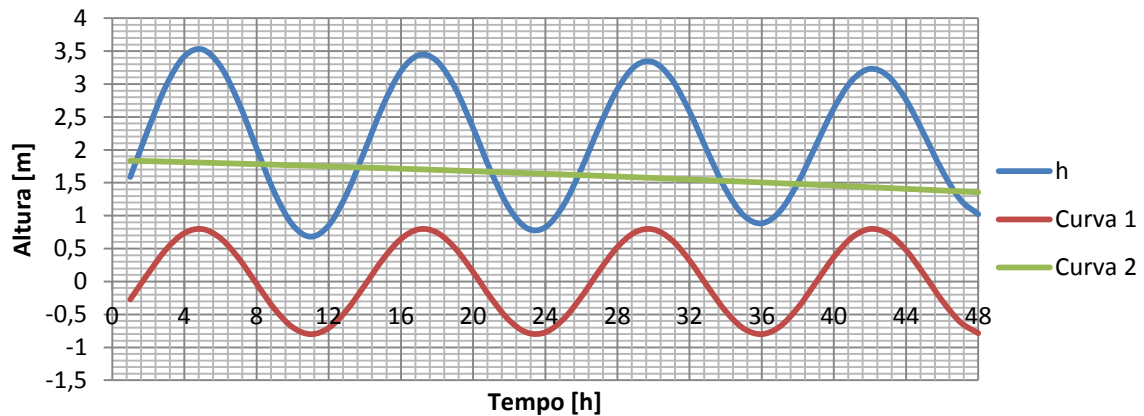


Figura 4-3: Curva da altura e as curvas auxiliares 1 e 2

Para chegar à curva aproximada foi calculada a média dos valores da altura, à qual se soma uma de duas opções: se a curva 2 for maior que 1, multiplica-se a curva 1 pela curva 2, senão se curva 2 for menor -1 multiplica-se - curva 1 pela curva 2 senão curva 1, ou seja:

$$h(t) = \bar{h} + \begin{cases} \text{Curva}_2 > 1, \text{então } \text{Curva}_2 \times \text{Curva}_1 \\ \text{Curva}_2 < -1, \text{então } -\text{Curva}_1 \times \text{Curva}_2 \\ -1 \geq \text{Curva}_2 \geq 1, \text{então } \text{Curva}_1 \end{cases} \quad (4-4)$$

Onde:

$h(t)$ – curva aproximada das alturas das correntes.

\bar{h} - Média das alturas reais.

$Curva_1$ – Curva correspondente às marés mortas.

$Curva_2$ – Curva correspondente às marés de primavera.

Assim quando se existe marés mortas a sinusoide é menor e quando há marés de primavera a sinusoide aumenta como se pode ver na Figura 4-4.

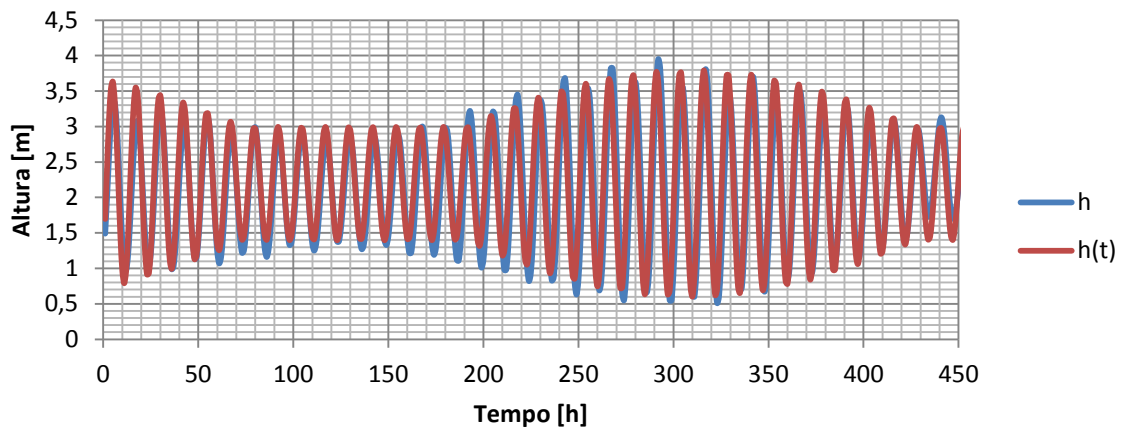


Figura 4-4: Altura em função do tempo para as marés de Sines e pela sinusoide aproximada

4.2. Cálculo da curva aproximada das velocidades das marés

A velocidade geralmente varia ao longo do ciclo das correntes, que passa através dois máximos em direções opostas, e aproximadamente dois mínimos sobre a meio caminho entre os máximos em tempo e direção. Ou seja, quando a altura está no mínimo a velocidade é zero, assim que começa a aumentar a altura das marés a velocidade começa também a aumentar até ao máximo da velocidade e depois começa a baixar a velocidade até zero, isto quando atinge o máximo de alturas da maré, repetindo-se sucessivamente tal como mostrado na Figura 4-5.

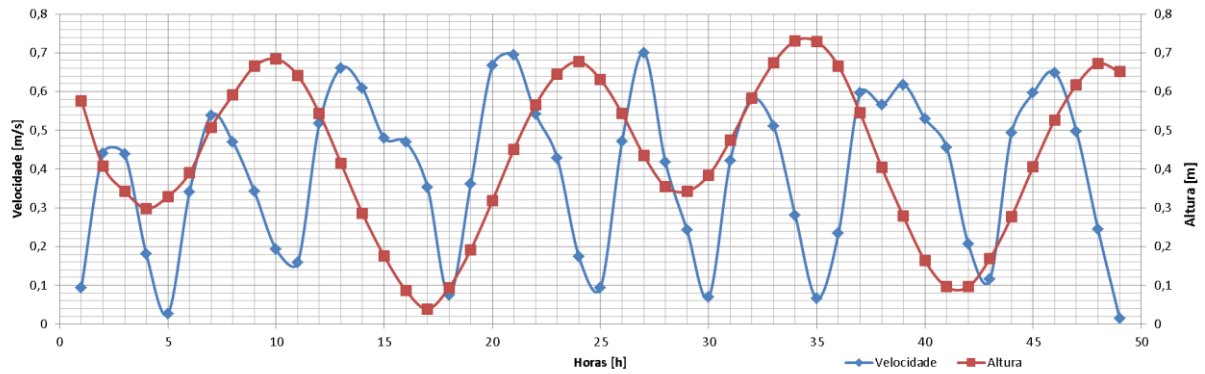


Figura 4-5: Variação da velocidade e altura das correntes marítimas em Tampa Florida

Em qualquer lugar, a velocidade da corrente na força da enchente e vazante varia durante um mês aproximadamente na mesma proporção em que as marés, e esta relação pode ser usada para determinar a força relativa das correntes num determinado dia.

Para determinar a curva das velocidades das correntes, pela análise da Figura 4-5, considerou-se que a velocidade é zero quando a altura está num máximo ou num mínimo e quando não está nos pontos máximos é o valor absoluto da diferença das alturas multiplicado por um fator multiplicativo.

Para encontrar as velocidades das correntes marítimas para as marés de Sines teve-se em conta a relação entre alturas e velocidades das marés da América, da qual foram analisados dados de quatro estações diferentes, todas elas com o mesmo tipo de marés de Portugal. Para determinar a relação existente entre as alturas e as velocidades foi definida uma função, que determina em cada instante o valor da corrente a partir da altura da maré a fim de encontrar essa relação e considera-la um fator multiplicativo. Para tal minimizou-se a soma da diferença do valor real da velocidade menos o valor calculado ao quadrado, com alteração do fator multiplicativo, tal pode ser visto na Equação (4-5). Esta solução do fator multiplicativo foi realizada para as quatro estações diferentes (Florida, Cape Henry, New London e Thimble Shoal), a solução escolhida foi a que deu menor valor multiplicativo, pois estes valores são valores aproximados e ao escolher um valor maior as correntes vão ser maiores e o erro também vai ser maior, os valores encontrados podem ser vistos na Tabela 4-1.

$$\begin{aligned} & \min \sum (V_i - V_h)^2 \\ & \text{s. a} \\ & \quad fm \geq 1 \\ & \quad fm \leq 7 \end{aligned} \tag{4-5}$$

$$V(t) = \begin{cases} 0, & \text{se for máximo ou mínimo} \\ (h_i - h_{i+1}) \times fm & \end{cases}$$

Onde

V_i – Valor de velocidade da corrente na hora i real

$V(t)$ - Função da aproximada da velocidade da corrente

fm – Fator multiplicativo

h_i – Altura real da corrente na hora i

h_{i+1} – Altura real da corrente na hora $i+1$.

Tabela 4-1: Fatores multiplicativos.

| Estação | Fator Multiplicativo |
|---------------|----------------------|
| Florida | 4,16 |
| Cape Henry | 7 |
| New London | 5 |
| Thimble Shoal | 7 |

Assim a curva aproximada das velocidades de corrente é dada por:

$$V(t) = \begin{cases} 0, & \text{se for máximo ou mínimo} \\ se \frac{h}{35} = 0, & \text{então } (h_i - h_{i+1}) \times fm, \text{ senão } (h_{i+1} - h_{i+2}) \times fm \end{cases} \quad (4-6)$$

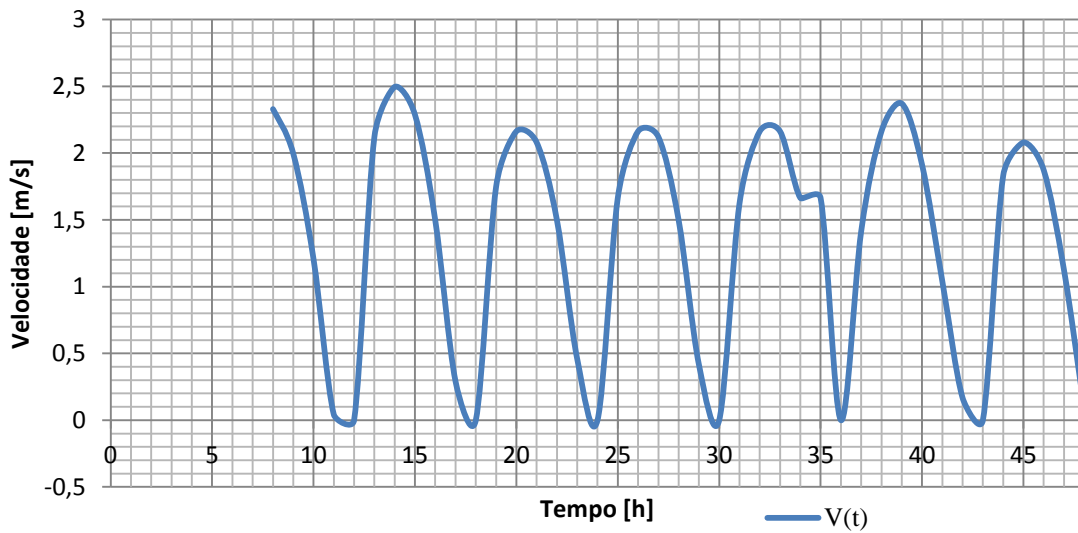


Figura 4-6: Curva calculada para as velocidades das marés

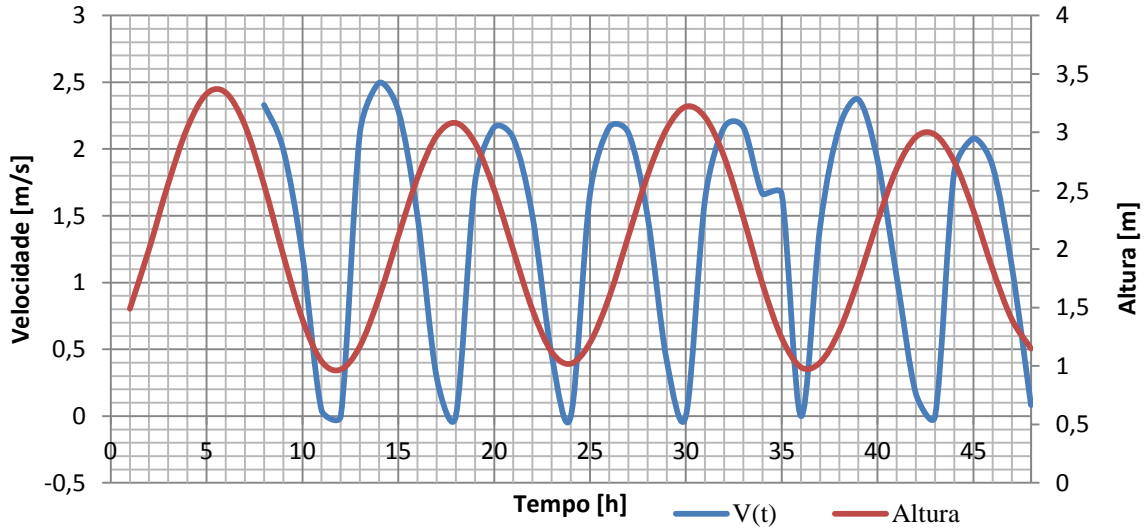


Figura 4-7: Altura em função do tempo para as marés de Sines e curva calculada para as velocidades das marés

Com as curvas aproximadas tanto das alturas como da velocidade é possível construir o gráfico da altura e a sua velocidade aproximada na Figura 4-8 é possível observar estas curvas para 48 horas, as restantes horas podem-se observar em apêndice.

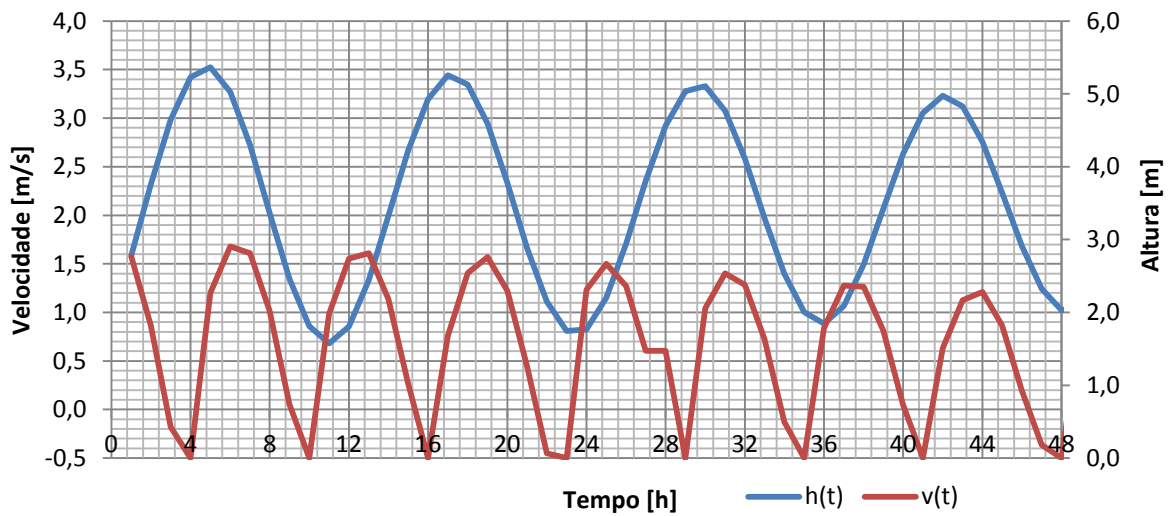


Figura 4-8: Curvas das alturas e velocidades aproximadas

4.3. Cálculos

4.3.1. Densidade de Potência

$$APD = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \sum_{i=1}^{N_B} (U_i^3 \cdot f(U_i)) = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V_{rmc}^3 \quad (kW/m^2) \quad (4-7)$$

$$V_{rmc} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{N_B} (U_i^3 \cdot f(U_i))} \quad (m/s) \quad (4-8)$$

APD = Densidade de Potência Média;

V_{rmc} = Raiz média da velocidade ao cubo;

U_i = Valor Central da magnitude de velocidade;

$f(U_i)$ = Tempo de probabilidade de ocorrência de uma velocidade em cada 0,10 m/s;

N_B = Número de velocidade definido em incrementos de 0,10 m/s;

ρ = Densidade da água. A densidade é de 1000 kg/m³ para água doce e para água do mar é de 1025 kg/m³.

4.3.2. Energia Elétrica média anual

$$P_{média} = \sum_{i=1}^{N_B} (P(U_i) \cdot f(U_i)) \quad (4-9)$$

$P_{média}$ = Produção Média de energia elétrica ao longo de um ano kW;

$P(U_i)$ = Média de energia elétrica por velocidade.

4.3.3. Produção Anual de Energia

$$AEP = 8760 \cdot A_V \cdot P_{media} \quad (kWh) \quad (4-10)$$

AEP = Produção anual de Energia;

A_V = Disponibilidade %.

4.4. Avaliação Económica

Para determinar se o investimento será rentável, é necessário realizar a sua avaliação tendo em conta vários indicadores económicos. Os indicadores económicos estudados são o VAL (Valor Atual Líquido), a TIR (Taxa Interna de Rentabilidade), o Payback (Período de Recuperação do Capital Investido) e o LCOE (Levelized Cost Of Energy) ou custo nivelado. Os critérios de avaliação de projetos são medidas ou indicadores de rentabilidade dos projetos de investimento que servem de suporte à tomada de decisão de implementar ou não o projeto.

Como já referido anteriormente, este trabalho tem como objetivo o estudo da viabilidade económica da implementação de um parque de energia das correntes marítimas construído em

Sines. Nesta avaliação económica não foram tidas em conta a amortizações nem os impostos. Antes de iniciar a avaliação deve-se ter em conta algumas variáveis importantes, tais como:

- Tempo de vida útil é o período de tempo durante o qual se desenrola o projeto (25 anos);
- Investimento é o capital necessário para dar início à implementação de um projeto. O capital investido mede o montante de fundos que a empresa consagra à realização de um projeto de investimento. O montante investido compreende principalmente as despesas de aquisição e construção, mas igualmente todos os custos para pôr em funcionamento os equipamentos, tais como as despesas de transporte, de instalação e de montagem, devendo também ser incluídos os estudos e as despesas com a formação de pessoal;
- Taxa de atualização é a taxa aplicada aos rendimentos ou cash-flows futuros de forma a obter o seu valor atual. A Taxa de atualização é também conhecida por custo de oportunidade do capital ou taxa mínima de rendibilidade do projeto. Não é mais do que a rendibilidade que o investidor exige para implementar um projeto de investimento e irá servir para atualizar os cash-flows gerados pelo mesmo.

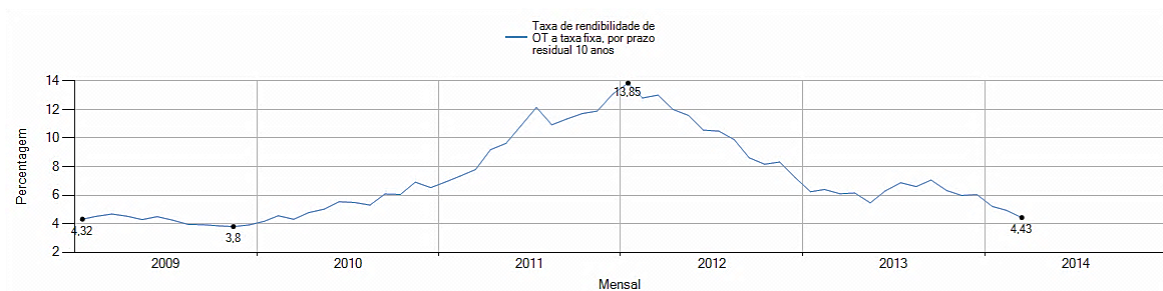


Figura 4-9: Média mensal da taxa de rendibilidade das obrigações de tesouro a taxa fixa - 10 anos (Banco de Portugal, 2014) [34]

A taxa considerada foi de 10 %, pois este é um tipo de tecnologia novo e que está em desenvolvimento.

- O financiamento pode decompor-se, genericamente, em fontes de capitais próprios (que são da empresa ou dos promotores do projeto de investimento) e de capitais alheios (que provêm do exterior da empresa e onde se pagam juros pela respetiva utilização). Assim um investimento financiado por capitais alheios teria uma saída suplementar de fundos por via dos pagamentos dos juros;
- Período de carência de capital é o período de vida de um empréstimo durante o qual só se pagam juros e não se amortiza capital;
- Período de reembolso é o período durante o qual o devedor reembolsa o capital em dívida;

- Receita Bruta é o capital recebido pelos produtos ou serviços e pode ser calculado pela Equação (4-11):

$$R_b = \frac{P_v \times E_p^a}{1000000} \quad (4-11)$$

R_b – Receita bruta em [M€]

P_v – Preço de venda em [€/MWh]

E_p^a – Energia anual produzida no ano a em [MWh]

- Resultado Líquido é o fluxo monetário que sobra da receita bruta depois de retirados todos os custos incorridos no período considerado.

$$R_L = R_b - C_{O\&M} - C_{Juros} - C_{impostos} \quad (4-12)$$

R_L – Resultado Líquido em [M€]

$C_{O\&M}$ – Custos de Operação e manutenção em [M€]

C_{Juros} – Juros em [M€]

$C_{impostos}$ – Impostos em [M€]

- Energia anual produzida é função da potência instalada e do tempo equivalente de funcionamento da central
- Fator de carga representa a percentagem de tempo que uma central a plena carga precisa para produzir a energia anualmente produzida. No fator estão contabilizados o tempo que a central está a funcionar e a potência a que a central está a funcionar.

$$E_p^a = P_i \cdot F_c \cdot N_h \quad (4-13)$$

P_i – Potência produzida;

F_c – Fator de carga;

N_h - Número de horas do ano.

4.4.1. Cash-Flow

Cash-Flow representa o saldo entre as entradas e saídas de capital de uma empresa durante um determinado período de tempo, sendo calculado através da construção de um mapa de fluxos de tesouraria.

4.4.2. VAL

O VAL (Valor Atual Líquido) define-se como sendo a diferença entre os valores atualizados das entradas e saídas de dinheiro durante o período de vida útil de um projeto. Tem como objetivo avaliar a viabilidade de um projeto de investimento através do cálculo do valor atual de todos os seus cash-flows. Por valor atual entende-se o valor no presente de um determinado montante a obter no futuro. Como qualquer investimento, apenas se obtém retorno no futuro, sendo por isso necessário atualizar o valor de cada um desses cash-flows e compará-los com o valor do investimento. No caso do valor do investimento ser inferior ao valor atual dos cash-flows, o VAL é positivo o que significa que o projeto apresenta uma rentabilidade positiva.

$$VAL = \sum_{a=1}^{T_{vu}} \frac{CF^a}{(1+i)^a} \quad (4-14)$$

VAL – Valor Atual Líquido [M€];

T_{vu} – Tempo de vida útil [a];

a – Ano do investimento;

CF^a – Cash-flow do ano a;

i – Taxa de atulização.

4.4.3. TIR

A TIR (taxa interna de rentabilidade) representa a rentabilidade gerada por um determinado investimento, ou seja é a taxa que o investidor obtém em média a cada ano sobre os capitais que se mantêm investidos num determinado projeto, enquanto o investimento inicial é recuperado progressivamente. Representa uma taxa que torna o VAL igual a zero. Se dois projectos com o mesmo investimento e o mesmo tempo de vida útil, o que tiver maior TIR é o que tem maior ganho.

$$0 = \sum_{a=1}^{T_{vu}} \frac{CF^a}{(1+TIR)^a} \quad (4-15)$$

TIR - Taxa interna de rentabilidade

4.4.4. Payback

O Payback (Período de retorno do investimento) é como o nome indica, o período necessário de recuperação do investimento é um critério de avaliação de projetos que atende apenas ao período de tempo que o projeto leva recuperar o capital investido.

4.4.5. LCOE

O LCOE (*Levelized Cost Of Energy*) é a soma do capital e dos custos de operação e manutenção durante o tempo de vida, dividido pela geração de eletricidade durante o tempo de vida.

O LCOE é uma avaliação económica do custo do sistema de geração de energia, incluindo todos os custos ao longo de sua vida: o investimento inicial, operação e manutenção, custo de combustível, custo de capital. No entanto, é um indicador complexo de determinar porque depende de muitos factores. Alguns deles dependem muito da localização da central, do fator de capacidade e custos de O & M, enquanto a taxa de desconto é dependente de decisão do investidor. A equação a seguir mostra como o LCOE foi calculada.

$$LCOE = \frac{\text{Valor actualizado dos custos}}{\text{Valor actualizado da energia}} = \frac{I + Com \cdot k_a}{E_a \cdot k_a} = \frac{\text{Custos anuais}}{\text{Energia anual}} = \frac{I/k_a + Com}{E_a} \quad (4-16)$$

Ou, se dividirmos ambos por k_a

$$LCOE = \frac{\text{Custos anuais}}{\text{Energia anual}} = \frac{I/k_a + Com}{E_a} \quad (4-17)$$

$$K_a = \frac{1}{i} - \frac{1}{i(1+i)^n} \quad (4-18)$$

I – Investimento

C_{om} – Custos de operação e manutenção

k_a – É o fator de anuidade que traduz a soma da serie que define a atualização

- Mapa de Investimento

Um investimento é uma aplicação de fundos escassos que geram rendimento, durante um certo tempo, de forma a maximizar a riqueza da empresa. O mapa de investimento identifica os meios necessários para iniciar um projeto de investimento e a sua alocação ao longo do tempo bem como a sua proveniência.

- Mapa de Financiamento

Tendo em conta os montantes de capital necessário para certos investimentos, pode ser necessário financiamento externo para os concretizar. O mapa de financiamento contém o planeamento dos empréstimos, pagamento de juros e reembolsos.

- Mapa de Exploração

As previsões de receitas do investimento são feitas a partir do estudo de mercado, que, ao analisar a evolução da procura de um bem ou serviço, permite prever com maior ou menor fiabilidade o valor das vendas. Geralmente os projetos serão dimensionados para responder à procura. No caso da produção de energia elétrica em regime especial renovável, assume-se a venda de toda a energia produzida. As previsões dos custos de exploração serão feitas mediante a atribuição de preços aos recursos a utilizar, quantificados pelo estudo técnico.

- Mapa de Cash-flow

Os critérios de avaliação de projetos são medidas ou indicadores de rentabilidade dos projetos de investimento que servem de suporte à tomada de decisão de implementação ou não do projeto. Todos os processos de tomada de decisão são estabelecidos em termos relativos num conjunto de cenários.

Quando a tomada de decisão se faz em termos de implementar o projeto ou não, compara-se o cash-flow do projeto com um cash-flow nulo, pelo que o cash-flow do projeto é tomado em termos absolutos. Quando se comparam os cash-flows de dois projetos de investimento alternativos, pode-se determinar o cash-flow absolutos atualizado de cada um deles à mesma taxa de actualização.

Capítulo 5

Casos de Estudo

Neste capítulo será realizado dois casos de estudo com valores a utilizar nos modelos descritos no capítulo anterior. É também neste capítulo que é realizada a análise dos resultados obtidos.

5.1. Características do SeaGen

SeaGen é uma turbina de correntes marítimas eixo de horizontal. O rotor de turbina de cada SeaGen está ligado a um gerador através de uma engrenagem, a intensificação da velocidade de rotação, muito semelhante a uma turbina eólica convencional. As lâminas de cada rotor são de passo controlado e pode ser lançado em 180 ° quando a direção da maré inverte.

O dispositivo *SeaGen* existente é um rotor gêmeo de turbina de marés, localizado em Strangford Lough, Irlanda do Norte. Instalado em 2008, o dispositivo excedeu 5 GWh da produção de eletricidade durante o ano 2012. Um dispositivo futuro *SeaGen S* terá um aumento do diâmetro do rotor de 20 m, e uma potência de 1 MW por rotor, aumentando a potência nominal de cada dispositivo *SeaGen S* para 2 MW. Um mecanismo de elevação mecânica torna possível para turbinas a elevação acima da água, permitindo a manutenção no local. O mastro principal, sobre o qual os rotores gêmeos estão ligados, pode ser içado a estrutura base de aço tubular, permitindo o acesso aos componentes mecânicos a turbina. O mesmo princípio de *design* de acesso no local e manutenção serão aplicados a projetos futuros dos dispositivos.

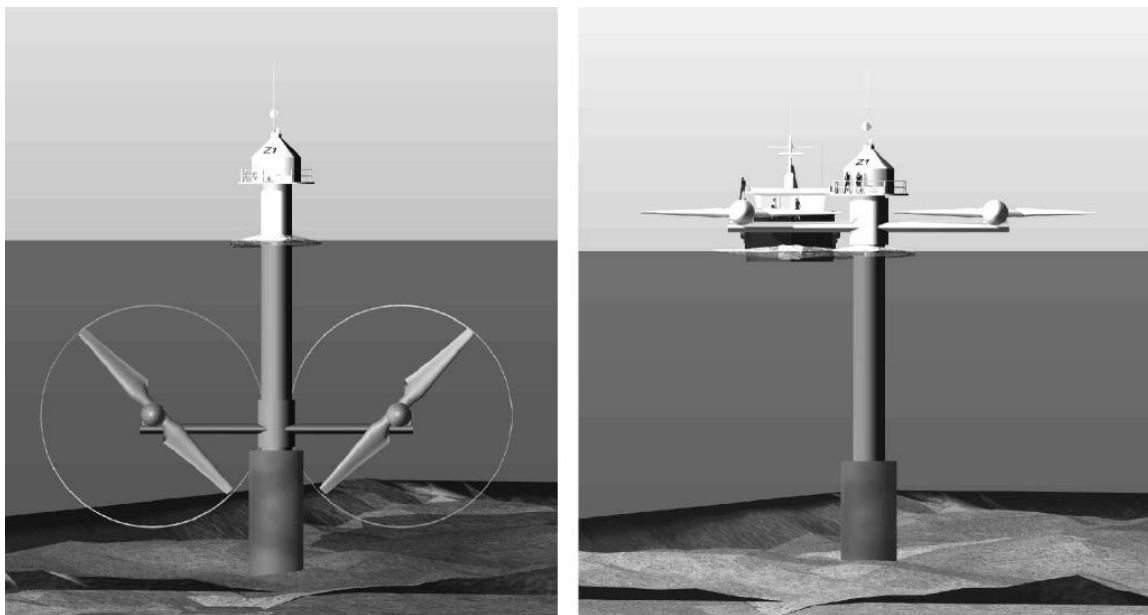


Figura 5-1: Dispositivo *SeaGen* em funcionamento e em manutenção [3]

As características do dispositivo *SeaGen* de turbina de eixo horizontal são as presentes na Tabela 5-1.

Tabela 5-1: Características técnicas do SeaGen

| | |
|--|---|
| Potência de saída nominal | 1,2 MW (2 MW) |
| Profundidade da água min/max | 20 / 30 m |
| Diâmetro do rotor | 16 m |
| Velocidade de cut-in | 0,8 m/s |
| Número implantado de dispositivos | 2 |
| Tipo de fundação | Monopilar ou fixado <i>quadropod</i> |
| PTO | Mecânica, caixa de velocidades ligada ao gerador |
| Estratégia de manutenção | No local, as turbinas levantam acima do nível da água |

O SeaGen S é uma turbina de maré incorpora rotores de eixo horizontal duplo. Os rotores utilizam um sistema de lâmina de *pitching* ativo que limitam as forças estruturais em condições de alto fluxo. Isto permite o uso de lâminas que são altamente eficientes ao longo de toda a gama de velocidades de correntes, a partir de cut-in até ao fluxo nominal. A captação de energia é ainda reforçada pela operação de velocidade variável, que permite que a turbina opere em toda a sua relação de velocidade de ponta ideal (todo o caminho até a um máximo de potência nominal) e também minimiza as cargas dinâmicas sobre o sistema de transmissão. Em resumo, a velocidade variável e as características de passo ativos permitem a captura de energia eficiente ao longo de toda a gama de velocidades de corrente e minimiza a carga estrutural, peso e custo.

A caixa de velocidades planetária é eficiente e leve, permite um *powertrain* muito compacto e leve para ser realizado. Isto simplifica as operações de manutenção e de apoio logístico, bem como reduz o peso estrutural global e custo. Os estágios intermediários e alta velocidade são etapas normais helicoidais dispostas com um deslocamento do eixo de alta velocidade, permitindo a passagem de cabos de energia e de controlo para os sistemas de afinação. A caixa de velocidades está equipada com grandes sistemas de filtragem de capacidade que garantem condições ótimas e até 12 meses de operação entre as mudanças de filtro. A caixa de velocidades é completamente selada e é arrefecida pelo fluxo de maré.

O Gerador converte a energia mecânica produzida pelas turbinas cinéticas de água para eletricidade. O gerador geralmente pode entregar corrente contínua ou corrente alternada. A DC não pode ser transmitida através de longas distâncias, o seu uso é restrito em ambiente quase no local de utilização. A AC pode ser transferida facilmente a mais longas distâncias, além disso AC tem a boa transmissão eficiência e é perfeitamente adequado para o fornecimento de energia elétrica em áreas remotas.

O sistema de conversão de energia permite que o rotor funcione a velocidade ideal em toda a gama de velocidades das marés (a partir do cut-in até à potência nominal), enquanto o fornecimento de rede compatível de energia elétrica, com uma frequência e tensão para corresponder a rede de distribuição local. O sistema de conversão de energia é um arranjo modular para fácil manutenção. A saída do conversor de frequência é ligada à rede através de um transformador, interruptor e proteção a bordo relé de proteção de rede padrão. Cada dispositivo é um SeaGen estação de energia autossuficiente, exigindo uma infraestrutura *onshore* mínima e que permite a várias máquinas a usar os mesmos cabos submarinos [35].

5.2. Curva de potência

Sabendo que a curva de potência do *SeaGen* da empresa *Marine Current Turbines* é a que encontra na Figura 5-2 abaixo:

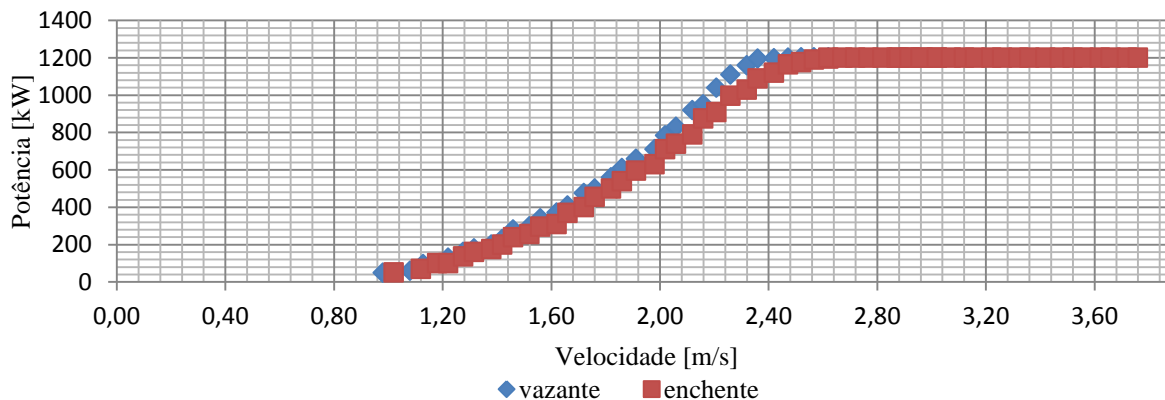
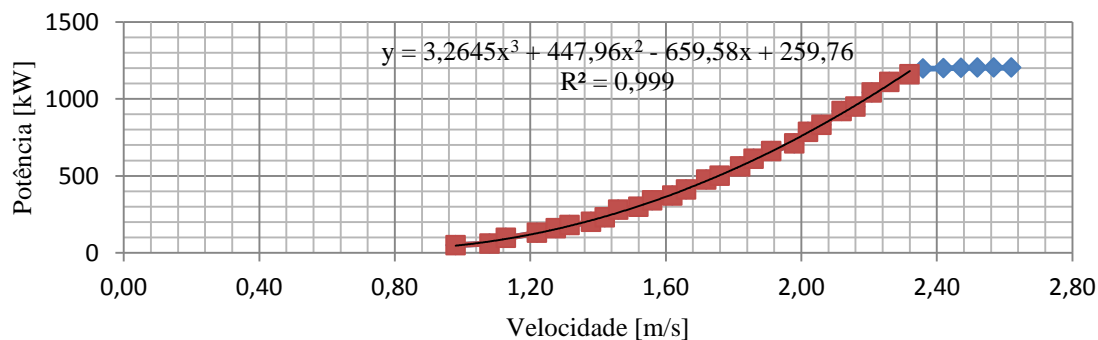
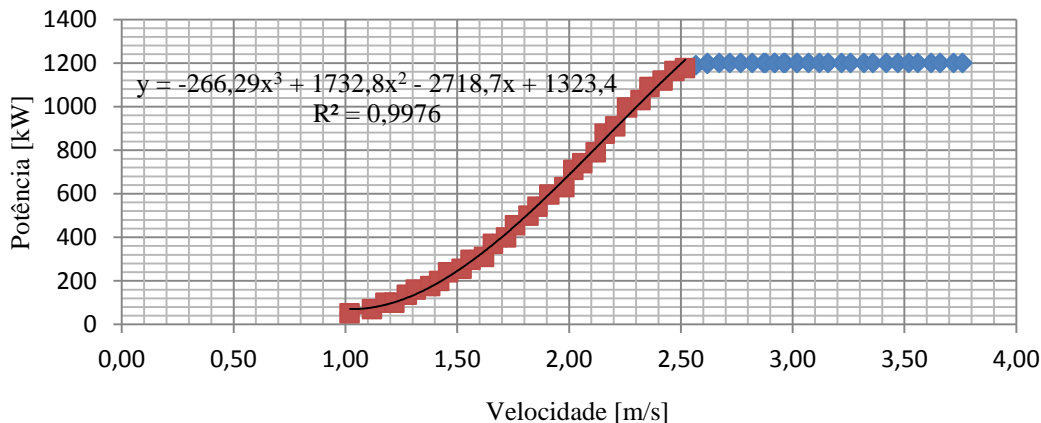


Figura 5-2: Curva de Potência do SeaGen

Com os valores de correntes calculados no capítulo anterior, foi calculado a potência para cada hora. Tendo as curvas de potência, calculou-se através do *excel*, a linha de tendência polinomial de 3ª ordem para a enchente e para a vazante, tal pode-se observar na Figura 5-3.



(a)



(b)

Figura 5-3: (a) linha de tendência para a curva de potência de vazante, (b) linha de tendência para a curva de potência de enchente.

Considerou-se então que a enchente e a vazante duram cada uma cerca de 6 horas (as horas de enchente e vazante podem-se observar pela altura das marés). Com estes dados foi então calculada a potência para cada hora da seguinte forma:

$$\left\{ \begin{array}{l}
 \text{Se } u < 0,8, \text{ então } P = 0 \\
 \text{Se } 0,8 < u < 2,52 \text{ e enchente, então } P = -266,29x^3 + 1732,8x^2 \\
 \qquad \qquad \qquad \qquad \qquad \qquad -2718,7x + 1323,4 \\
 \text{Se } 0,8 < u < 2,32 \text{ e vazante, então } P = 3,2645x^3 + 447,96x^2 \\
 \qquad \qquad \qquad \qquad \qquad \qquad -659,58x + 259,76 \\
 \text{Se } u \geq 2,52 \text{ e enchente ou } u \geq 2,32 \text{ e vazante, então } P = P_n
 \end{array} \right. \quad (5-1)$$

Assim foi possível calcular a Energia anual produzida, as horas de utilização e o fator de carga.

5.3. Cenário adotado

Foi considerado um parque de energia marítima em Sines, nas coordenadas 37.937835, - 8.886837, com três turbinas de 1,2 MW cada, com um total de 3,6 MW.



Figura 5-4: Localização hipotética da central de extração de energia das correntes marítimas [44]

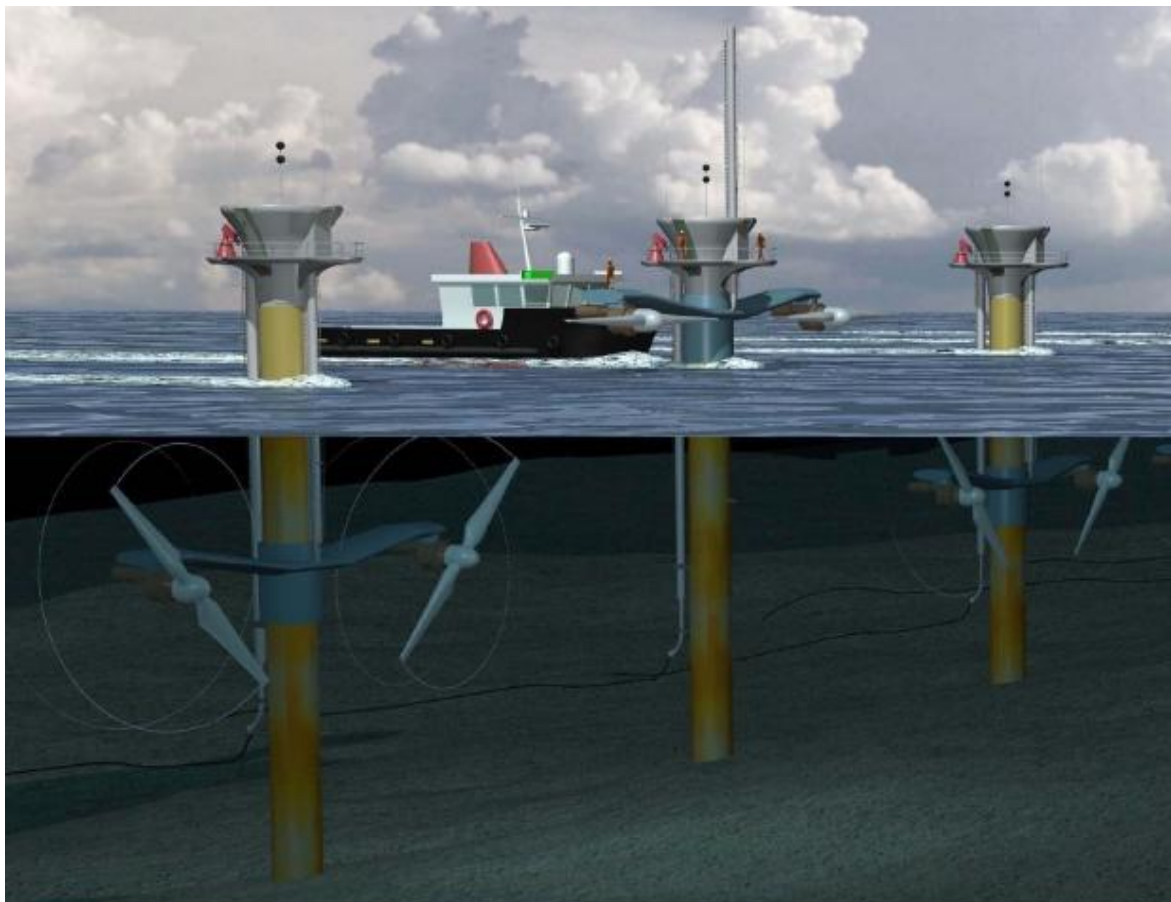


Figura 5-5: Parque de extração de energia das correntes marítimas constituídas por 3 turbinas [36]

Para o parque teve-se em consideração as características de instalação, para tal deve-se colocar as turbinas com o espaçamento da Figura 5-6.

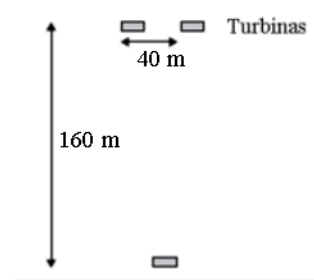


Figura 5-6: Espaçamento entre turbinas no Parque

Ao realizar a soma das potências das 8760 horas e multiplicar pelas três turbinas chegou-se ao valor de energia anual produzida que é:

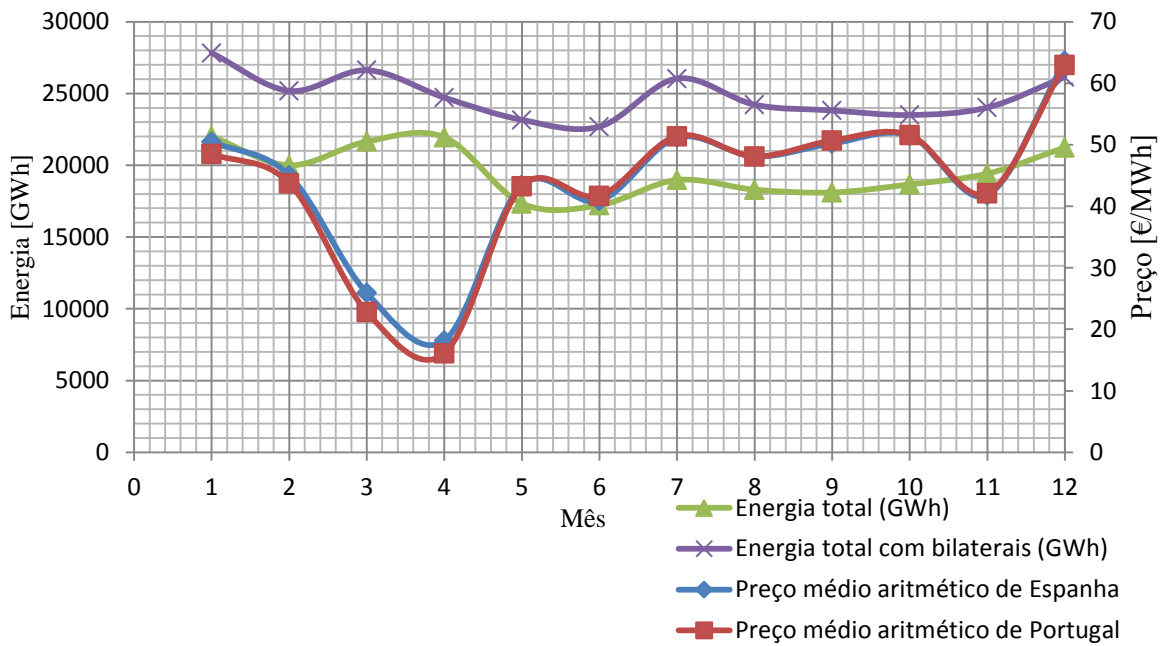
$$E_a = 11161385 \text{ kWh}$$

De seguida calculou-se o fator de carga da seguinte forma:

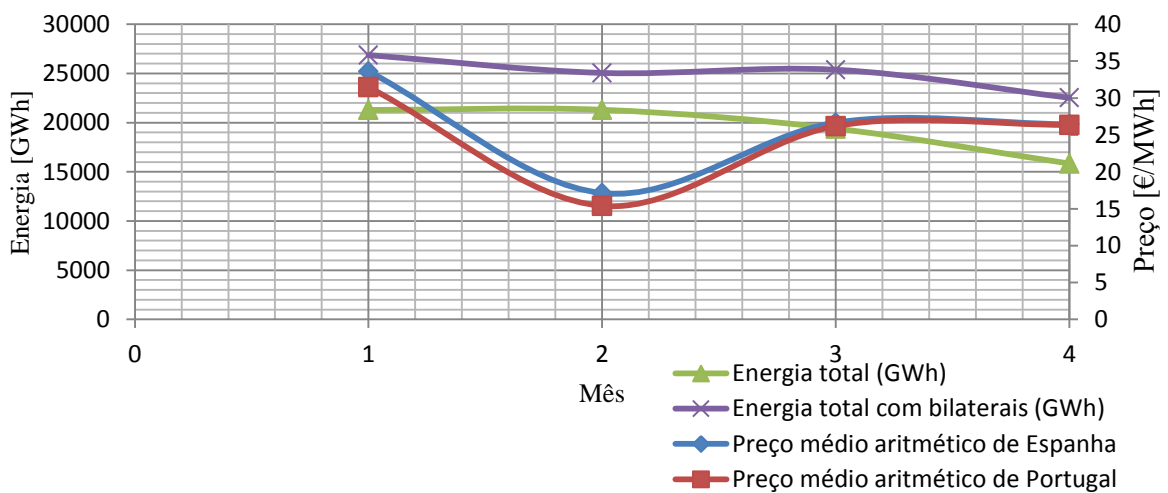
$$E_p^a = P_i \cdot F_c \cdot N_h \Leftrightarrow F_c = \frac{E_p^a}{P_i \cdot N_h} = \frac{11161385}{3600 \times 8760} \times 100 = 35 \% \quad (5-2)$$

Para realizar a avaliação económica foram tidos em conta os seguintes aspetos:

- Foram considerados 25 anos de tempo de vida, pois segundo [37] esse é o tempo de vida técnico;
- Segundo [37], o custo de investimento em 2006 foi de 8660 \$/kW e que de 2010 para 2020 desvaloriza 1900 \$/kW, considerou-se que em 4 anos desvalorizou 760 \$/kW, logo o custo de investimento para 2014 é de 6140 \$/kW, ou seja 4476 €/kW;
- Os custos de operação e manutenção foram considerados fixos ao longo dos anos e segundo [37] são de 109 €/kW/a;
- Os custos de desmantelamento representam um valor angariado para um fundo de desmantelamento, e que segundo [38], é de 2500 £/MW, logo é de 30681 €/MW;
- Para o tempo de construção foi considerado para o 1º Caso 24 meses, que é o tempo típico de construção destas centrais, para o 2º Caso foi considerado 36 meses que é o tempo máximo segundo [37];
- Como o investimento vai ter recurso a financiamento, considerou como taxa de juros 7,25 % e 8,25 % para o Caso 1 e para o Caso 2, respetivamente [39].
- O preço de venda foi estimado de acordo com o preço médio de venda do MIBEL, de acordo com a Figura 5-7, nos primeiros meses do ano de 2014 é de 24 €/MWh e o preço médio anual de 2013 é de 35 €/MWh.



a)



b)

Figura 5-7: a) Preço médio aritmético em Portugal e Espanha do ano de 2013, b) Preço médio aritmético em Portugal e Espanha dos primeiros 4 meses de 2014 [40]

Foram sintetizados na tabela os valores técnico-económicos para o investimento na energia renovável abordada. Procurou-se apresentar-se valores que fossem bastante realista de forma a tornar os resultados próximos da realidade e assim compreender quais os fatores que influenciam o investimento na produção de energia através das correntes marítimas.

Tabela 5-2: Dados de Entrada da caracterização do projeto [37] [38]

| Caracterização do projeto | Caso 1 | Caso 2 |
|--|---------------------|---------------------|
| Tecnologia | Correntes Marítimas | Correntes Marítimas |
| Potência da central [MW] | 3,6 | 3,6 |
| Tempo de vida útil [anos] | 25 | 25 |
| Custos de investimento [€/kW] | 4476 | 4476 |
| Tempo de construção [anos] | 2 | 3 |
| Financiamento [%] | 100 | 100 |
| Juros financiamento [%] | 7,25 | 8,25 |
| Período carência [anos] | 2 | 3 |
| Período reembolsos [anos] | 17 | 16 |
| Custos de operação e manutenção [€/kW] | 109 | 109 |
| Custo de desmantelamento [€/MW] | 30681 | 30681 |
| Taxa de atualização [%] | 10 | 10 |
| Preço de venda [€/MWh] | 35 | 24 |

De seguida é explicado resumidamente a evolução económica do projeto para o Caso 1. Pode-se analisar mais detalhadamente os mapas que se encontram em Apêndice IV. Para a observação dos mapas referentes ao Caso 2 consultar o Apêndice V.

Tabela 5-3: Mapa de Investimento

| Mapa de investimento | | | | | |
|------------------------|-----|-----|---|---|---|
| Ano | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Custos construção [M€] | -8 | -8 | | | |
| Capital Próprio [M€] | 0 | 0 | | | |
| Capital alheio [M€] | 8,5 | 8,5 | | | |

Optou-se por distribuir os custos de investimento durante o período de construção, que para este cenário são de dois anos (tempo típico de construção da energia das correntes marinhas [37]). Considerou-se que os custos de investimento serão todos obtidos através de um empréstimo, tal como se pode observar na Tabela 5-3.

Tabela 5-4: Mapa de Financiamento

| Mapa de Financiamento | | | | | |
|------------------------|------|------|------|-------|-------|
| Ano | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Empréstimo [M€] | 8,5 | 8,5 | | | |
| Capital em dívida [M€] | 8,5 | 17 | 17 | 16,69 | 16,36 |
| Anuidade [M€] | | | 1,54 | 1,54 | 1,54 |
| Reembolsos [M€] | | | 0,31 | 0,33 | 0,35 |
| Juros [M€] | 0,62 | 1,23 | 1,23 | 1,21 | 1,19 |

No mapa de financiamento da Tabela 5-4, considerou-se juros a 7,25 % e que a anuidade é constante.

Tabela 5-5: Mapa de Exploração

| Mapa de exploração | | | | | |
|-----------------------------|-------|-------|--------|--------|--------|
| Ano | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Receita bruta [M€] | | | 0,39 | 0,39 | 0,39 |
| Custos O&M [M€] | | | -0,39 | -0,39 | -0,39 |
| Custos desmantelamento [M€] | | | -0,005 | -0,005 | -0,005 |
| RAJI [M€] | 0 | 0 | -0,008 | -0,008 | -0,008 |
| Juros [M€] | -0,62 | -1,23 | -1,23 | -1,21 | -1,19 |
| Resultado liquido [M€] | -0,62 | -1,23 | -1,24 | -1,22 | -1,19 |

No mapa de exploração da Tabela 5-5 encontra-se o valor da receita bruta segundo a equação (4-11), esta receita tem início no terceiro ano, primeiro ano de funcionamento da central, e é constante ao longo dos vinte anos, uma vez que se assumiu a mesma energia produzida e o mesmo preço de venda. Os custos de Operação e Manutenção são constantes e iguais ao longo dos anos, pois estes estão indexados à energia produzida. Quanto aos custos de desmantelamento, que representam um valor angariado para um fundo de desmantelamento, tem início no primeiro ano de funcionamento da central e é constante ao longo dos anos, pois também está indexado à energia produzida. Este fundo de desmantelamento será utilizado para financiar o desmantelamento da central.

O resultado líquido é igual ao somatório da receita bruta e das despesas.

$$K_a = \frac{1}{i} - \frac{1}{i(1+i)^n} = \frac{1}{0,1} - \frac{1}{0,1(1+0,1)^{23}} = 8,88 \quad (5-3)$$

$$h_a = \frac{E_p^a}{P_i} = \frac{11161385,2}{3600} = 3100 \text{ horas} \quad (5-4)$$

$$E_p^a = P_i \cdot F_c \cdot N_h \Leftrightarrow F_c = \frac{E_p^a}{P_i \times N_h} = \frac{11161385,2}{3600 \times 8760} \times 100 = 35 \% \quad (5-5)$$

$$R_b = \frac{P_v \times E_p^g}{1000000} = \frac{35 \times 11161385,2}{1000000} = 390,65\text{€} = 0,39 \text{ M€} \quad (5-6)$$

Tabela 5-6: Mapa de Cash-Flow

| Mapa de cash-flow | | | | | |
|------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Ano | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Investimento | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Reembolsos [M€] | 0 | 0 | -0,31 | -0,33 | -0,35 |
| Resultado líquido [M€] | -0,62 | -1,23 | -1,24 | -1,22 | -1,19 |
| Cash-flow [M€] | -0,62 | -1,23 | -1,55 | -1,55 | -1,55 |
| Cash-flow act [M€] | -0,56 | -1,02 | -1,16 | -1,06 | -0,96 |
| Cash-flow act acumulado [M€] | -0,56 | -1,58 | -2,74 | -3,80 | -4,76 |

O cálculo do cash-flow atualizado acumulado permite determinar o *payback* de um investimento, ou seja, assim que o cash-flow atualizado acumulado se torna positivo o investimento inicial está pago e a central começa a dar lucro. Neste Caso 1, o investimento é totalmente financiado e quando o cash-flow durante o período de avaliação não se torna positivo, ou seja, o valor investido não é recuperado durante o tempo de vida deste parque de energia das correntes marítimas.

$$k_a = 8,88$$

$$I = 4476197 \text{ €/MW}$$

$$Com = 109353 \text{ €/MW/a}$$

$$E_a = 3100 \text{ MWh}$$

$$LCOE = \frac{4476197 / 8,88 + 109353}{3100} = 197,8 \text{ €/MWh} \approx 200 \text{ €/MWh} \quad (5-7)$$

Tabela 5-7: Resultados do Investimento

| Resultados | Caso 1 | Caso 2 |
|-------------------------------|----------|----------|
| Investimento [M€] | 17 | 17 |
| Energia Anual Produzida [kWh] | 11161385 | 11161385 |
| VAL [M€] | -12,95 | -14,54 |
| TIR [M€] | - | - |
| Payback [anos] | - | - |
| LCOE [€/MWh] | 197,8 | 197,8 |

Na Tabela 5-7 são mostrados os resultados da avaliação económica da tecnologia estudada. Podemos observar que o tempo de construção e o contrato de empréstimo realizado

vão influenciar consideravelmente os resultados obtidos. Pode-se observar que o VAL é negativo no fim do tempo de análise, ou seja, o projeto com estas condições não recupera o capital inicialmente investido durante este período de tempo.

Para calcular a receita bruta proveniente da venda de energia elétrica é necessário calcular o preço que a REN paga aos produtores renováveis por cada kWh injetado por eles na rede. A forma de estabelecimento dessa remuneração é fixada pelo Governo (Dec. Lei nº 168/99 atualizado pelo Dec. Lei nº 339-C/2001, posteriormente pelo Dec. lei nº 33-A/2005, a seguir pelo Dec. Lei nº225/2007 e recentemente a portaria nº1057/2010). Para a microprodução em baixa tensão foi elaborado o Dec. Lei 363/2007, já alterado pelo Dec. Lei nº118-A 2010.

Esta tarifa é baseada num somatório de parcelas que contemplam os custos evitados pelo SEP com a entrada em funcionamento dos PRE-R e benefícios ambientais proporcionados pelo uso de energias limpas.

A tarifa renovável é composta essencialmente por três parcelas: Uma fixa, uma variável e uma ambiental.

$$R_b = [f_m \cdot (P_F + P_V) + P_A \cdot Z] \cdot f_p \quad (5-8)$$

Onde:

R_b – Receita Bruta

f_m – Fator de Modulação

P_F – Parcela Fixa

P_V – Parcela Variável

P_A – Parcela Ambiental

Z – Coeficiente de Tecnologia

f_p – Fator de Perdas

$$P_F = 5,44 \times \frac{E_a}{0,8 \times 8760} \quad (5-9)$$

5,44 €/kW – É o valor unitário correspondente ao custo do investimento evitado pelo SEP devido à instalação de uma central renovável que assegura o mesmo nível de garantia de potência que o meio de produção cuja construção é evitada.

0,8x8760 – Corresponde a 80 % das horas do ano.

$$P_V = 0,036 \times E_a \quad (5-10)$$

3,6 c€/kWh – é o valor unitário de referência que corresponde aos custos de operação e manutenção que seriam necessários à exploração dos novos meios de produção cuja construção é evitada pela central renovável.

$$P_A = 0,02 \times 0,37 \times E_a \quad (5-11)$$

2 c€/kg – É o valor unitário de referência para as emissões de dióxido de carbono evitadas pela central renovável.

0,37 kg/kWh – É o montante unitário das emissões de dióxido de carbono da central de referência.

$$f_m = \frac{f_{mPC} \cdot E_{PC} + f_{mV} \cdot E_V}{E_a} \quad (5-12)$$

É um fator de ponderação da energia entregue pelas PRE-R em função dos períodos tarifários (ponta, cheia, vazio). Este fator é opcional (exceto para as centrais hídricas), podendo o PRE-R decidir no ato de licenciamento se o mesmo toma um valor unitário ou se é dado através da fórmula.

f_{mPC} - Fator que representa a modulação correspondente a horas de cheia e de ponta.

f_{mV} - Fator que representa a modulação correspondente a horas de vazio.

E_{PC} - Energia produzida pela central renovável nas horas de cheia e de ponta em kWh.

E_V - Energia produzida pela central renovável nas horas de vazio em kWh.

E_a - Energia produzida pela central renovável expressa em kWh.

Os fatores multiplicativos f_{mPC} e f_{mV} são os que constam na seguinte tabela:

Tabela 5-8: Fatores multiplicativos para cálculo do fator de ponderação

| | |
|-----------|--------|
| | Outras |
| f_{mPC} | 1,25 |
| f_{mV} | 0,65 |

O fator de perdas traduz as perdas evitadas nas redes de transporte e distribuição pelos PRE-R e depende da potência instalada.

Para $P_i < 5 MW$, $f_p = 1,036$

O fator Z está relacionado com a tecnologia usada e o regime de exploração respetivo. Como não existe um valor de fator regulamentado para a tecnologia das correntes marítimas, calcular-se-á o seu valor de acordo com o LCOE.

Considerando que $f_m = 1$, $E_a = 1000$ kWh e que $LCOE = 197,797$ €/MWh

$$\begin{cases} R_b = [f_m \cdot (P_F + P_V) + P_A \cdot Z] \cdot f_p \\ VAL = (R_b - LCOE) \cdot E_a \cdot k_a \end{cases} \quad (5-13)$$

$$\begin{cases} R_b = \left[1 \times \left(\frac{5,44}{0,8 \times 8760} + 0,036 \right) + 0,02 \times 0,37 \times Z \right] \times 1,036 \\ VAL = (R_b - 197,797) \cdot 11161,39 \cdot 8,88 \end{cases} \quad (5-14)$$

O Z mínimo para que o VAL seja 0 € é de 20,83:

$$\begin{cases} R_b = \left[1 \times \left(\frac{5,44}{0,8 \times 8760} + 0,036 \right) + 0,02 \times 0,37 \times 20,83 \right] \times 1,036 = 197,797 \text{ €/MWh} \\ VAL = (R_b - LCOE) \cdot E_a \cdot k_a = (197,797 - 197,797) \cdot 11161,39 \cdot 8,88 = 0 \text{ €} \end{cases} \quad (5-15)$$

Assim considerou-se o fator Z igual a 21, pois embora a receita bruta e o VAL sejam baixos são positivos.

$$\begin{cases} R_b = \left[1 \times \left(\frac{5,44}{0,8 \times 8760} + 0,036 \right) + 0,02 \times 0,37 \times 21 \right] \times 1,036 = 199,09 \text{ €/MWh} \\ VAL = (R_b - LCOE) \cdot E_a \cdot k_a = (199,09 - 197,797) \times 11161,39 \times 8,88 = 128649,3 \text{ €} \end{cases} \quad (5-16)$$

Da mesma forma considerou-se o fator Z igual a 21 e na Figura 5-8 pode-se observar qual a evolução do VAL para vários valores da taxa de atualização. De notar que à medida que a taxa de atualização aumenta o VAL diminui.

Para $Z = 21$ o valor da tarifa é de 199,09 €/MWh, comparando com o preço de mercado de 35 €/MWh, o valor da tarifa é maior, logo verifica-se que apenas com o preço de mercado como forma de pagamento o investimento será muito superior ao valor das receitas o que torna este projeto inviável.

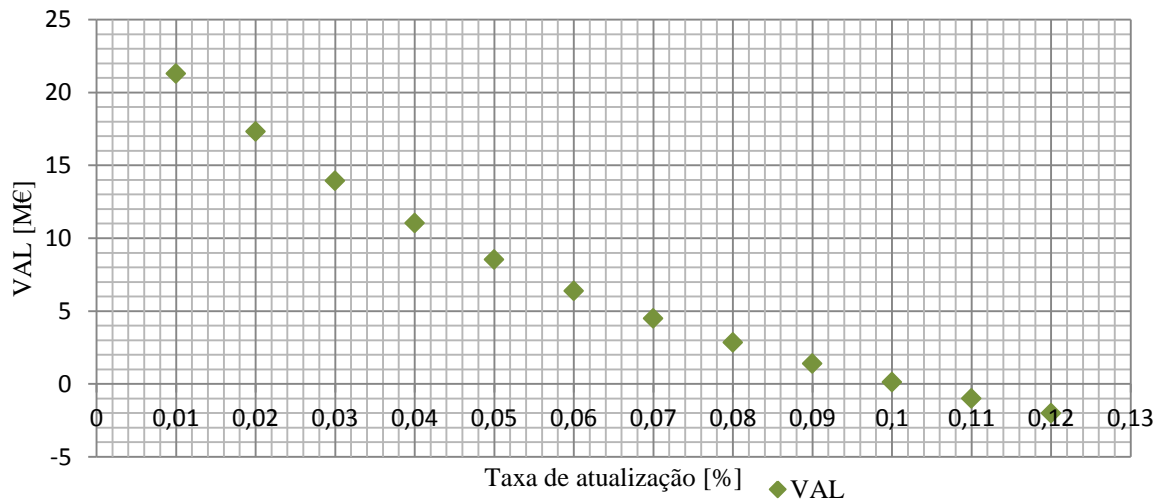


Figura 5-8: VAL em função da taxa de atualização

Visto que a taxa de atualização não é mais do que a rentabilidade que o investidor exige para implementar um projeto de investimento e irá servir para atualizar os cash-flows gerados pelo mesmo [41]. Quanto maior for a Taxa de Atualização, menor será o VAL, uma vez que estamos a exigir uma maior rentabilidade do projeto de investimento, isto é, estamos a ser mais exigentes na rentabilidade que pretendemos obter com a implementação do projeto de investimento, tal pode-se confirmar com a Figura 5-8.

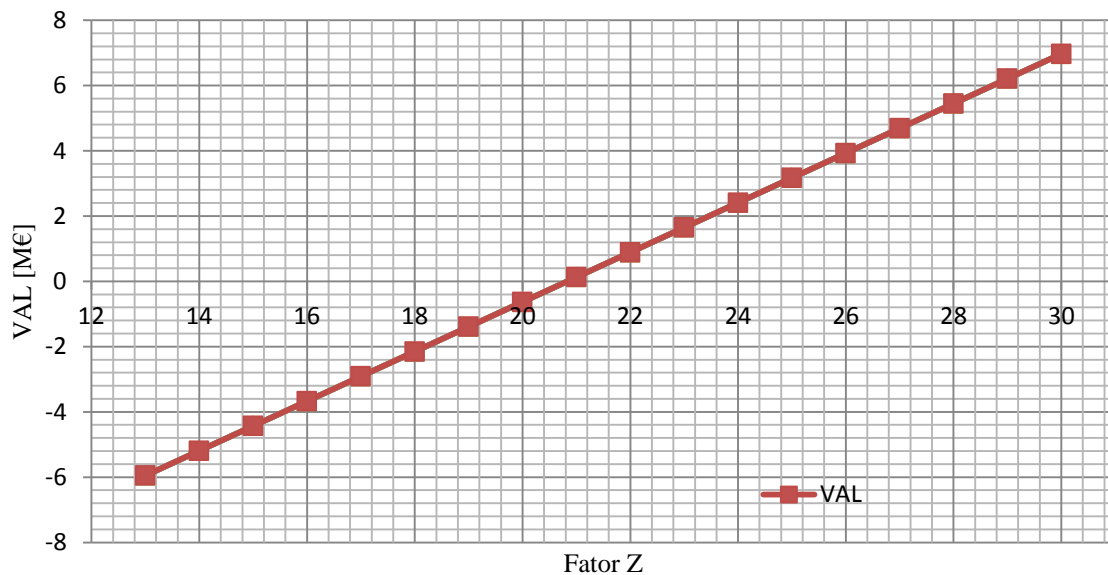


Figura 5-9: VAL em função dos vários valores do Fator Z

Tal como se pode observar na Figura 5-9, o valor a partir do qual o VAL se torna positivo é $Z = 21$. Ou seja, o valor adequado de Z para o cálculo da remuneração renovável de modo a que incentive o investimento neste tipo de energia é $Z > 21$.

Para analisar a influência do fator de carga no VAL, aumentou-se a velocidade das correntes marítimas em 5 e 10% e diminuiu-se em -5 e -10%, pelo que se chegou aos resultados da Tabela 5-9.

Tabela 5-9: Cenários considerados para avaliação da sensibilidade

| | 10 % | 5 % | Base | -5 % | -10 % |
|-----------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Ea [MWh] | 12799 | 12001 | 11161 | 10282 | 9359 |
| Ha[h] | 3555 | 3333 | 3100 | 2856 | 2599 |
| Fc [%] | 41% | 38% | 35% | 33% | 30% |
| VAL [M€] | -12,52 | -12,73 | -12,95 | -13,17 | -13,41 |

Pela Tabela 5-9, conclui-se que quanto maior a velocidade das correntes marítimas, maior a energia anualmente produzida, maior o número de horas de utilização, maior o fator de carga e maior o VAL obtido.

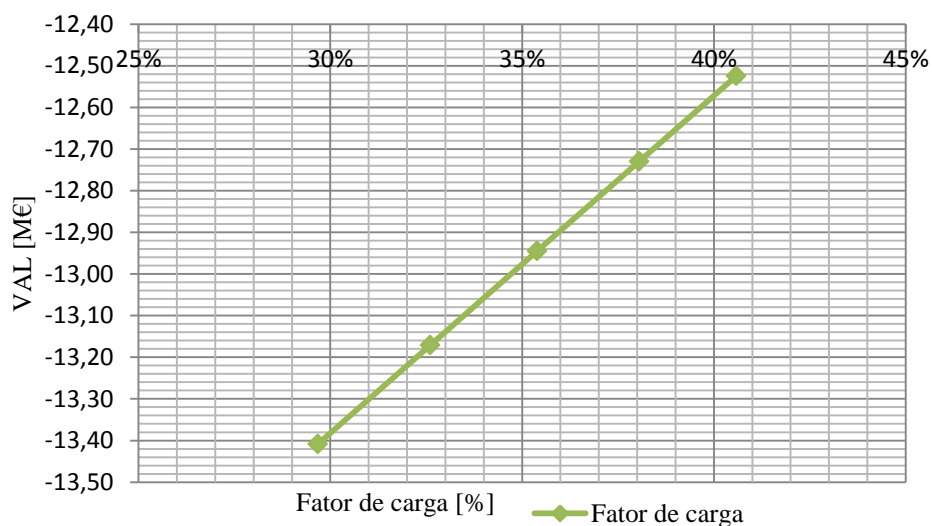


Figura 5-10: Sensibilidade do VAL em função do fator de carga

Ao analisar a Figura 5-10, conclui-se que o VAL aumenta com o aumento do fator de carga, ou seja, quanto maior for a energia anualmente produzida maior é o VAL.

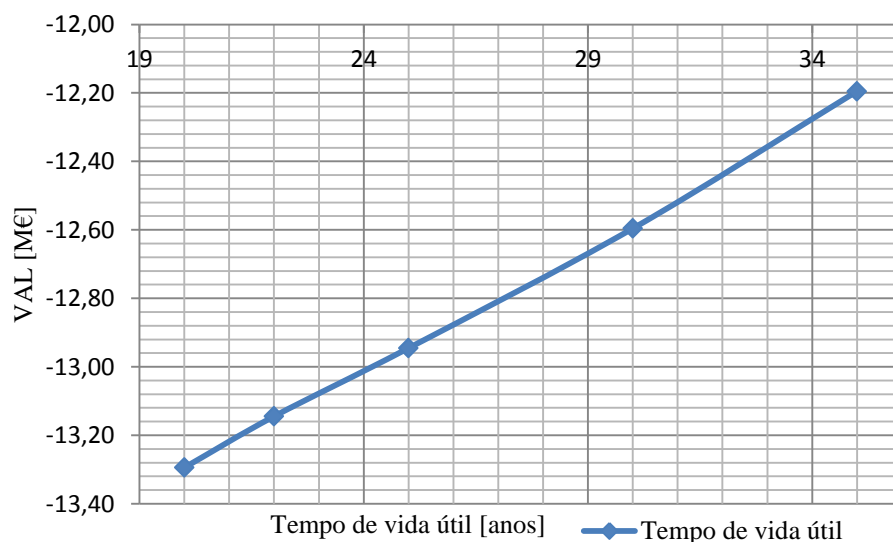


Figura 5-11: Sensibilidade do VAL em relação ao tempo de vida útil do projeto

Pela análise da Figura 5-11, conclui-se que quantos mais anos se considerar para o tempo de vida do projeto, maior será o VAL.

Tabela 5-10: Tabela resumo da análise de sensibilidade

| Análise | VAL | | | | |
|-------------------------|--------|-------|--------|--------|-------|
| | - 5 % | | Base | + 5 % | |
| | [M€] | % | [M€] | [M€] | % |
| Velocidade | -13,17 | 1,69 | -12,95 | -12,73 | 1,69 |
| Potência | -13,09 | 1,08 | | -12,81 | 1,08 |
| Preço de mercado | -13,09 | 1,08 | | -12,80 | 1,16 |
| Taxa de juro | -8,65 | 33,20 | | -18,08 | 39,61 |

Tabela 5-11: Tabela da análise de sensibilidade do tempo de vida útil

| Análise | VAL | | | | |
|---------------------------|----------|------|--------|----------|------|
| | - 5 anos | | Base | + 5 anos | |
| | [M€] | % | [M€] | [M€] | % |
| Tempo de vida útil | -13,29 | 2,62 | -12,95 | -12,60 | 2,70 |

Tabela 5-12: Tabela da análise de sensibilidade da tarifa bonificada

| Análise | VAL | | |
|--|----------------------|----------------------|--------|
| | Base | Com tarifa de Z = 21 | |
| | [M€] | [M€] | % |
| Tarifa Bonificada durante 12 anos | Sem tarifa -12,95 | -3,65 | 71,81 |
| Tarifa Bonificada durante 25 anos | Sem tarifa -12,95 | 0,49 | 103,72 |

Tal como se pode observar pela Tabela 5-10, é possível identificar a variação obtida no VAL ao aumentar e diminuir em 5 % a velocidade das correntes, a potência da central, o preço de mercado e a taxa de juro. Ao aumentar a velocidade e a potência em 5 % o aumento do VAL é pouco, pois o preço de mercado de energia é baixo. Verifica-se que o VAL é sensível em relação à taxa de juro, esta taxa influencia negativamente o VAL, aumentando o seu valor em 39,61 %.

Pela Tabela 5-11 verifica-se que ao aumentar ou diminuir 5 anos o tempo de vida da central, o VAL não vai variar muito, mais uma vez devido à central ter apenas como receitas a energia produzida.

Segundo a Tabela 5-12 confirma-se que a tarifa bonificada é a que mais influência o valor do VAL, visto que o preço de mercado é baixo em relação ao elevado investimento desta tecnologia, o retorno só é possível ao fim de muitos anos, com a integração da tarifa é possível ter o retorno mais cedo.

Capítulo 6

Conclusões

No presente capítulo são apresentadas as conclusões retiradas ao longo da dissertação. São ainda realizadas algumas sugestões para desenvolvimentos futuros do trabalho apresentado.

6.1. Conclusões

O mundo necessita de fontes de energia limpas, ou seja, renováveis sem grandes emissões de carbono. Os oceanos representam uma grande oportunidade para produção de energias renováveis. Há um grande potencial na geração de energia elétrica a partir de tecnologias de extração de energia de correntes marítimas.

A energia das correntes marítimas tem potencial no futuro das fontes de energia em muitos países do mundo. Esta fonte de energia tem várias características atrativas, tais como a sua previsibilidade.

O país com maior investimento neste tipo de tecnologia é o Reino Unido. O Canadá e os Estados Unidos têm potências localizações para o uso desta tecnologia. A Noruega também é um forte candidato para produção de energia através de correntes marítimas.

Tal como todas as tecnologias existentes, esta fonte de energia também tem alguns impactos ambientais embora sejam poucos.

Neste trabalho pode-se concluir que a energia das correntes marítimas ainda está em grande desenvolvimento. O desenvolvimento desta fonte de energia é imperativo, para que os seus custos diminuam e que esta seja economicamente viável.

O desenvolvimento do modelo proposto para o parque de centrais de correntes marítimas foi desenvolvido de acordo com conhecimentos expostos na literatura e bibliografia. A utilização do modelo permitiu simular a produção de energia anual, o fator de carga, as horas de utilização, assim como outros fatores.

Um parque de turbinas de correntes marinhas pode contribuir significativamente para a procura de energia renovável. Quanto mais turbinas existirem no parque e quanto maior for a velocidade das correntes marítimas maior será a energia produzida.

Com o modelo apresentado foi obtido para o Caso de Estudo1 um fator de carga de 35 %, uma Energia anualmente produzida de 11161,39 MWh, 3555 horas de utilização e para uma taxa de atualização de atualização de 10 % um VAL de -12,95 M€.

Quanto à análise da viabilidade económica de um parque hipoteticamente instalado em Sines conclui-se que as velocidades, o tempo de construção e o contrato de empréstimo realizado vão influenciar consideravelmente os resultados obtidos. De notar, que o VAL é negativo no fim do tempo de análise, ou seja, o projeto com estas condições não recupera o capital inicialmente investido durante este período de tempo.

Visto que a velocidade das correntes marítimas são a grande influência da produção de energia, ao aumentar a velocidade em 10 % as horas de utilização aumentam, o fator de carga aumenta para 41 % e o VAL para -12,52 M€. Ao diminuir 10 % as horas de utilização diminuem, o fator de carga diminui para 30 % e o VAL para -13,41 M€. Ao aumentar a velocidades a energia anualmente produzida aumenta 7,5 % e o VAL apenas aumenta 1,69 %, isto e devido ao baixo

preço de mercado. Posto isto conclui-se que o parque deve ser instalado num local em que as velocidades das correntes marítimas sejam maiores. Ao aumentar o preço de mercado em 5 % o VAL aumenta 1,16 %.

É de salientar que a única fonte de receitas deste tipo de tecnologia é a energia produzida. Da análise do trabalho conclui-se que o valor adequado de Z para o cálculo da remuneração renovável de modo a que incentive o investimento neste tipo de energia é $Z \geq 21$. A tarifa bonificada é de 199,09 €/MWh, para $Z = 21$, o que se situa acima do preço de mercado, logo chega-se à conclusão que a sua influência no VAL é muito elevada, na ordem dos 71,81 %.

6.2. Desenvolvimentos Futuros

Como sugestão de desenvolvimentos futuros, poderia estudar outros tipos de dispositivos para a extração de energia das marés e eventualmente comparar com os obtidos na tecnologia estudada nesta tese. Poder-se-ia aprofundar o estudo realizando a análise de mais instalações em outros locais da costa portuguesa. Também poderia ser estudado a implementação destes dispositivos nos rios portugueses.

Referências

O presente capítulo inclui toda a bibliografia consultada para redação da presente dissertação.

Bibliografia

- [1] Quercus, “Quercus - Associação Nacional de Conservação da Natureza,” 1984. [Online]. Available: <http://www.quercus.pt/comunicados/2014/janeiro/3297-portugal-atingiu-valor-recorde-do-seculo-na-producao-de-eletricidade-renovavel-e-de-emissoes-de-co2-evitadas>. [Acedido em 27 Março 2014].
- [2] J. M. B. P. Cruz e A. J. N. A. Sarmiento, *Energia das Ondas: Introdução aos Aspectos Tecnológicos, Económicos e Ambientais*, Alfragide: Instituto do Ambiente, 2004.
- [3] P. L. Fraenkel, “Power from marine currents,” p. 14, 10 Abril 2001.
- [4] G. Hagerman e B. Polagye, “Methodology for Estimating Tidal Current Energy Resources and Power Production by Tidal In-Stream Energy Conversion (TISEC) Devices,” EPRI, North American, 2006.
- [5] F. L. Ponta e P. M. Jacovkis, “Marine-current power generation by diffuser-augmented floating hydro-turbines,” *Renewable Energy*, vol. 33, pp. 665-673, 2008.
- [6] M. G. U. Lundin e M. Leijon, “Ocean Energy,” Uppsala University, Sweden.
- [7] “Energias Alternativas,” [Online]. Available: <http://energiasalternativas.webnode.com.pt/energia-das-ondas/>. [Acedido em 27 Março 2014].
- [8] R. Pelc e R. M. Fujita, “Renewable energy from the ocean,” *Marine Policy, Elsevier*, vol. 26, pp. 471-479, 2002.
- [9] A. S. Bahaj e L. E. Myers, “Fundamentals applicable to the utilisation of marine current turbines for energy production,” *Renewable Energy*, vol. 28, pp. 2205-2211, 2003.
- [10] M. S. Guney, “Evaluation and measures to increase performance coefficient of hydrokinetic turbines,” *Elsevier*, vol. 15, n.º Renewable and Sustainable Energy Reviews, p. 3669–3675, 5 6 2011.
- [11] L. Chen, F. L. Ponta e L. I. Lago, “Advances and trends in hydrokinetic turbine systems,” *Elsevier*, vol. 14, n.º Energy for Sustainable Development, p. 287–296, 2010.
- [12] A. Westwood, “Ocean Power: Wave and tidal energy review,” *Elsevier*, vol. 5, n.º Refocus, pp. 50-55, 2004.
- [13] SI OCEAN, strategic initiative for ocean energy, “Ocean Energy: State of the Art,” Europa.
- [14] J. S. Jian, “Prediction and Analysis of Tides and Tidal Currents,” *International Hydrographic Review*, vol. IV, pp. 24-29, Agosto 2003.
- [15] Instituto Hidrográfico, “Hidrográfico marinha-portugal,” 2014. [Online]. Available: <http://www.hidrografico.pt/glossario-cientifico-mares.php>. [Acedido em 28 Fevereiro 2014].
- [16] A. Cardoso, “Gestão Costeira Integrada,” APRH, 2007. [Online]. Available: <http://www.aprh.pt/rgci/glossario/mare.html>. [Acedido em 7 Abril 2014].

- [17] “Portal do Astronomo,” [Online]. Available: http://www.portaldoastronomo.org/tema_pag.php?id=19&pag=4. [Acedido em 3 03 2014].
- [18] T. M. Letcher, *Future Energy Improved, Sustainable and Clean Options for our Planet*, London: Elsevier, 2014.
- [19] A. P. Trujillo e H. V. Thurman, *Essentials of Oceanography*, USA: Prentice Hall, 2011.
- [20] AQUARET: Aquatic renewable energy technologies, AquaRET E-learning Tool, AQUARET, 2006.
- [21] R. Vennell, “Exceeding the Betz limit with tidal turbines,” *Renewable Energy; Elsevier*, pp. 277-285, 14 Dezembro 2012.
- [22] G. I. Bryden, S. Naik, P. Fraenkel e C. R. Bullen, “MATCHING TIDAL CURRENT PLANTS TO LOCAL FLOW CONDITIONS,” *Elsevier Science*, vol. 23, n.º Energy, pp. 699-709, 1998.
- [23] P. L. Fraenkel, “Marine Current Turbines: an emerging technology,” *Renewable Energy*, n.º Hydraulic Applications, p. 10, 2004.
- [24] “EMEC: The European Marine Energy Centre LTD,” EMEC, [Online]. Available: <http://www.emec.org.uk/marine-energy/tidal-devices/>. [Acedido em 15 Fevereiro 2014].
- [25] F. O. Rourke, F. Boyle e A. Reynolds, “Tidal Energy update 2009,” *Elsevier*, vol. 87, n.º Applied energy, pp. 398-409, 2010.
- [26] European Marine Energy Centre Ltd (EMEC), “Assessment of Tidal Energy Resource,” British Library Cataloguing, London, 2009.
- [27] Wave Energy Centr, “Potencial e Estratégia de desenvolvimento da energia das ondas em Portugal,” 2004.
- [28] F. O. Rourke, F. Boyle e A. Reynolds, “Marine current energy devices: Current status and possible future applications in Ireland,” *Elsevier*, vol. 14, n.º Renewable and Sustainable Energy Reviews, p. 1026–1036, 2009.
- [29] J. MacEnri, M. Reed e T. Thiringer, “POWER QUALITY PERFORMANCE OF THE TIDAL ENERGY CONVERTER, SEAGEN,” *OMAE2011*, n.º International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering, p. 8, 2011.
- [30] J. B. Johnson e D. J. Pride, “River, Tidal, and Ocean current Hydrokinetic Energy Technologies: Status and Future Opportunities in Alaska,” Alaska, 2010.
- [31] Marine Current Turbines, “SeaGen Environmental Monitoring Programme,” Royal Haskoning, Reino Unido, 2011.
- [32] M. S. Güney e K. Kaygusuz, “Hydrokinetic energy conversion systems: A technology status review,” *Elsevier*, vol. 14, n.º Renewable and Sustainable Energy Reviews, p. 2996–3004, 2010.

- [33] S. E. B. Elghali, M. E. H. Benbouzid, T. Ahmed-Ali, J. F. Charpentier e F. Meckri, “High-Order Sliding Mode Control of DFIG-Based Marine Current Turbine,” *IEEE*, pp. 1228-1233, 2008.
- [34] “BPortugal,” Banco de Portugal, [Online]. Available: <http://www.bportugal.pt/Mobile/BPStat/Forms/SeriesEstatisticas.aspx?IndID=N0M9/Tombso=&SerID=DYWhC0ogjV8=&Show=dNgkeNvCR7g=&View=graph&SW=1263>. [Acedido em 8 Maio 2014].
- [35] Marine Current Turbine, “SeaGen-S,” MCT, 2013.
- [36] P. Fraenkel, *Marine Current Turbines: Pioneering Tidal Stream Technology*, Reino Unido: Marine Currents Turbines Ltd., 2008.
- [37] P. Lako, G. Simbolotti e G. Tosato, “Marine Energy,” IEA ETSAP, 2010.
- [38] Climate Change Capital, “Offshore Renewable Energy Installation Decommissioning Study,” UK, 2011.
- [39] E. Santos e E. d. Almeida, “Home Page Juridica,” 2007. [Online]. Available: http://www.homepagejuridica.net/attachments/article/4716/Tabela%20de%20Juros%20Comerciais%20-%20dl%2062_2013.pdf. [Acedido em 19 Abril 2014].
- [40] “OMIE,” 26 Dezembro 1997. [Online]. Available: <http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>. [Acedido em 15 Maio 2014].
- [41] Governo de Portugal, “IAPMEI Parcerias para o crescimento,” 2001. [Online]. Available: <http://www.iapmei.pt/iapmei-art-03.php?id=576>. [Acedido em 19 Junho 2014].
- [42] “Associação das energias renováveis,” APREN, Outubro 1988. [Online]. Available: <http://www.apren.pt/dadostecnicos/index.php?id=549&cat=266>. [Acedido em 7 Abril 2014].
- [43] “CW Composites world,” Gardner Business Media, [Online]. Available: <http://www.compositesworld.com/articles/composite-tidal-turbine-to-harness-ocean-energy>. [Acedido em 13 Abril 2014].
- [44] “Google Maps,” Google, 2014. [Online]. Available: <https://maps.google.pt/maps?q=37.937835,+8.886837&hl=pt-PT&ll=37.946567,-8.874121&spn=0.042438,0.077162&sll=39.285023,-8.405282&sspn=1.332883,2.469177&t=h&z=14>. [Acedido em 16 Maio 2014].
- [45] “Instituto Nacional de Estatísticas,” INE, 18 Maio 2014. [Online]. Available: http://www.ine.pt/xportal/xmain?xpid=INE&xpgid=ine_pesquisa&frm_acciao=PESQUISAR&frm_show_page_num=1&frm_modos_pesquisa=PESQUISA_SIMPLES&frm_modos_texto=MODO_TEXTO_ALL&frm_texto=indice+pre%C3%A7os+consumidor&frm_imgPesquisar=++.

Apêndices

Apêndice I – Alturas e velocidades das marés

| Horas [h] | h [m] | h(t)[m] | v(t)[m/s] | P.vazante [kW] | P.enchente [kW] | Potência [kW] |
|-----------|-------|---------|-----------|----------------|-----------------|---------------|
| 1 | 1,49 | 1,59 | | 259,76 | 1323,40 | 0,00 |
| 2 | 2,00 | 2,32 | | 259,76 | 1323,40 | 0,00 |
| 3 | 2,56 | 2,98 | | 259,76 | 1323,40 | 0,00 |
| 4 | 3,04 | 3,42 | | 259,76 | 1323,40 | 0,00 |
| 5 | 3,33 | 3,53 | | 259,76 | 1323,40 | 0,00 |
| 6 | 3,34 | 3,27 | | 259,76 | 1323,40 | 0,00 |
| 7 | 3,06 | 2,72 | | 259,76 | 1323,40 | 0,00 |
| 8 | 2,55 | 2,02 | 2,77 | 1930,17 | 1424,88 | 1200,00 |
| 9 | 1,95 | 1,35 | 1,82 | 562,01 | 508,98 | 562,01 |
| 10 | 1,40 | 0,86 | 0,43 | 59,61 | 455,52 | 0,00 |
| 11 | 1,04 | 0,68 | 0,00 | 259,76 | 1323,40 | 0,00 |
| 12 | 0,97 | 0,85 | 2,27 | 1105,07 | 963,24 | 1105,07 |
| 13 | 1,17 | 1,33 | 2,90 | 2201,00 | 1519,61 | 1200,00 |
| 14 | 1,59 | 1,99 | 2,81 | 2020,80 | 1459,56 | 1200,00 |
| 15 | 2,11 | 2,67 | 2,02 | 786,33 | 710,84 | 710,84 |
| 16 | 2,61 | 3,19 | 0,74 | 18,29 | 153,14 | 0,00 |
| 17 | 2,97 | 3,44 | 0,00 | 259,76 | 1323,40 | 0,00 |
| 18 | 3,08 | 3,35 | 1,98 | 736,11 | 667,30 | 667,30 |
| 19 | 2,91 | 2,94 | 2,74 | 1882,63 | 1405,47 | 1200,00 |
| 20 | 2,51 | 2,33 | 2,81 | 2017,74 | 1458,43 | 1200,00 |
| 21 | 1,99 | 1,67 | 2,18 | 988,73 | 875,98 | 988,73 |
| 22 | 1,48 | 1,11 | 1,02 | 56,43 | 70,55 | 56,43 |
| 23 | 1,12 | 0,81 | 0,00 | 259,76 | 1323,40 | 0,00 |
| 24 | 1,02 | 0,82 | 1,68 | 429,56 | 382,14 | 429,56 |
| 25 | 1,20 | 1,15 | 2,54 | 1528,30 | 1233,70 | 1200,00 |
| 26 | 1,59 | 1,71 | 2,76 | 1924,41 | 1422,57 | 1200,00 |
| 27 | 2,11 | 2,35 | 2,30 | 1146,21 | 992,75 | 992,75 |
| 28 | 2,63 | 2,92 | 1,27 | 148,98 | 118,18 | 118,18 |
| 29 | 3,03 | 3,28 | 0,07 | 217,63 | 1149,13 | 0,00 |
| 30 | 3,22 | 3,33 | 0,00 | 259,76 | 1323,40 | 0,00 |
| 31 | 3,13 | 3,08 | 2,31 | 1167,09 | 1007,45 | 1167,09 |
| 32 | 2,79 | 2,58 | 2,67 | 1752,60 | 1348,04 | 1200,00 |
| 33 | 2,27 | 1,97 | 2,36 | 1242,65 | 1059,18 | 1200,00 |
| 34 | 1,70 | 1,40 | 1,47 | 269,53 | 226,39 | 269,53 |
| 35 | 1,24 | 1,00 | 1,47 | 269,53 | 226,39 | 269,53 |
| 36 | 0,99 | 0,88 | 0,00 | 259,76 | 1323,40 | 0,00 |
| 37 | 1,03 | 1,06 | 2,06 | 826,51 | 744,96 | 744,96 |
| 38 | 1,30 | 1,49 | 2,54 | 1520,74 | 1229,50 | 1200,00 |
| 39 | 1,74 | 2,07 | 2,38 | 1269,90 | 1077,25 | 1077,25 |
| 40 | 2,24 | 2,63 | 1,63 | 393,01 | 346,51 | 346,51 |
| 41 | 2,69 | 3,05 | 0,50 | 43,08 | 367,99 | 0,00 |
| 42 | 2,96 | 3,23 | 0,00 | 259,76 | 1323,40 | 0,00 |
| 43 | 2,98 | 3,12 | 1,79 | 530,02 | 478,76 | 530,02 |

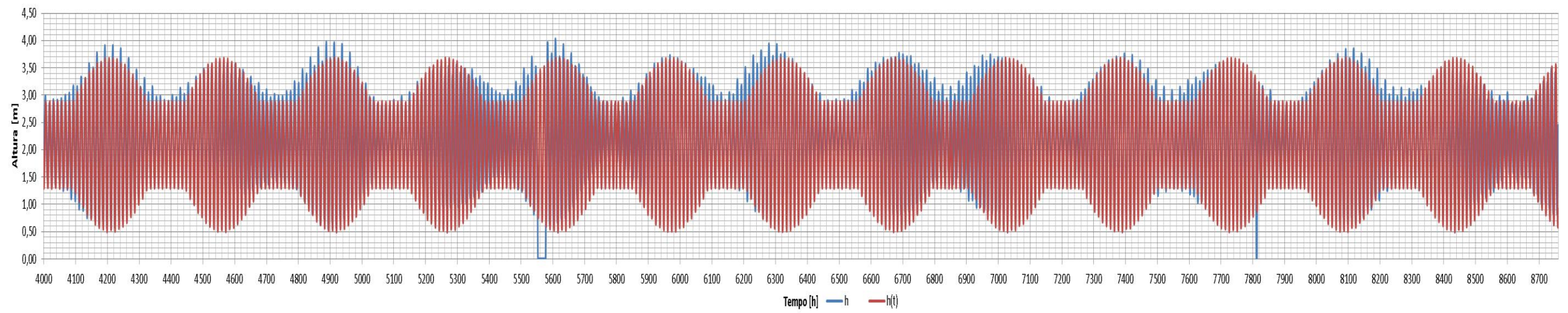
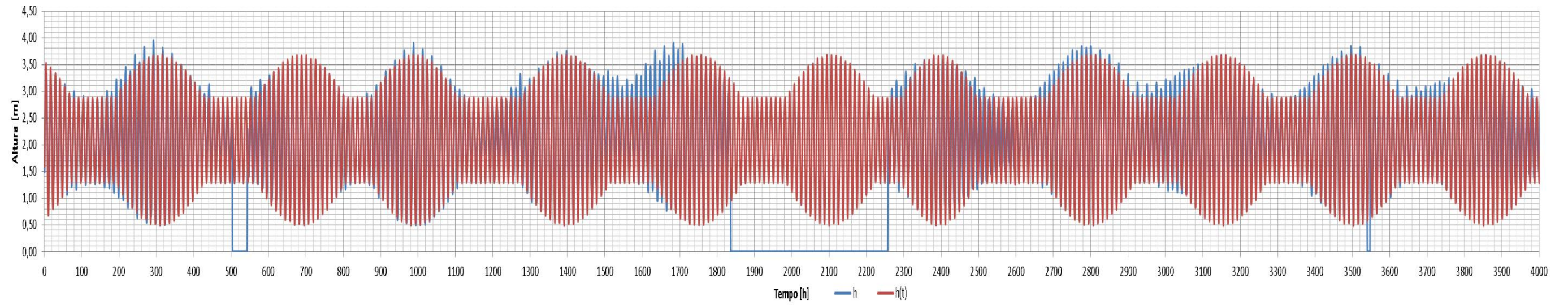
| | | | | | | |
|----|------|------|------|---------|---------|---------|
| 44 | 2,75 | 2,76 | 2,37 | 1251,62 | 1065,16 | 1200,00 |
| 45 | 2,33 | 2,24 | 2,35 | 1228,06 | 1049,37 | 1200,00 |
| 46 | 1,83 | 1,69 | 1,75 | 498,12 | 448,35 | 498,12 |
| 47 | 1,40 | 1,25 | 0,73 | 18,25 | 157,88 | 0,00 |
| 48 | 1,15 | 1,02 | 0,00 | 259,76 | 1323,40 | 0,00 |
| 49 | 1,14 | 1,07 | 1,51 | 294,93 | 250,84 | 250,84 |
| 50 | 1,37 | 1,36 | 2,17 | 969,77 | 861,23 | 861,23 |
| 51 | 1,77 | 1,83 | 2,28 | 1124,78 | 977,46 | 977,46 |
| 52 | 2,26 | 2,35 | 1,83 | 569,25 | 515,77 | 515,77 |
| 53 | 2,72 | 2,80 | 0,93 | 36,06 | 79,89 | 79,89 |
| 54 | 3,04 | 3,06 | 0,18 | 154,02 | 882,04 | 0,00 |
| 55 | 3,13 | 3,08 | 0,00 | 259,76 | 1323,40 | 0,00 |
| 56 | 2,98 | 2,85 | 1,95 | 698,81 | 634,31 | 698,81 |
| 57 | 2,60 | 2,44 | 2,17 | 973,78 | 864,36 | 973,78 |
| 58 | 2,09 | 1,95 | 1,85 | 597,54 | 542,16 | 597,54 |
| 59 | 1,58 | 1,50 | 1,08 | 75,34 | 73,29 | 75,34 |
| 60 | 1,22 | 1,21 | 0,06 | 220,50 | 1161,07 | 0,00 |
| 61 | 1,07 | 1,15 | 0,00 | 259,76 | 1323,40 | 0,00 |
| 62 | 1,16 | 1,32 | 1,71 | 459,05 | 410,73 | 410,73 |
| 63 | 1,45 | 1,67 | 2,03 | 792,88 | 716,45 | 716,45 |
| 64 | 1,87 | 2,12 | 1,84 | 581,17 | 526,92 | 526,92 |
| 65 | 2,32 | 2,55 | 1,20 | 117,82 | 95,27 | 95,27 |
| 66 | 2,69 | 2,85 | 0,28 | 112,08 | 700,18 | 0,00 |
| 67 | 2,89 | 2,96 | 0,00 | 259,76 | 1323,40 | 0,00 |
| 68 | 2,87 | 2,85 | 1,47 | 265,65 | 222,68 | 265,65 |
| 69 | 2,62 | 2,56 | 1,86 | 601,59 | 545,92 | 601,59 |
| 70 | 2,21 | 2,16 | 1,86 | 601,59 | 545,92 | 601,59 |
| 71 | 1,77 | 1,75 | 1,27 | 149,78 | 118,81 | 149,78 |
| 72 | 1,41 | 1,44 | 0,45 | 53,20 | 422,65 | 0,00 |
| 73 | 1,22 | 1,30 | 0,00 | 259,76 | 1323,40 | 0,00 |
| 74 | 1,25 | 1,34 | 1,22 | 127,44 | 101,93 | 101,93 |
| 75 | 1,48 | 1,57 | 1,67 | 418,79 | 371,66 | 371,66 |
| 76 | 1,86 | 1,93 | 1,69 | 438,39 | 390,71 | 390,71 |
| 77 | 2,30 | 2,33 | 1,29 | 163,07 | 129,60 | 129,60 |
| 78 | 2,69 | 2,67 | 0,59 | 27,05 | 266,66 | 0,00 |
| 79 | 2,95 | 2,86 | 0,19 | 151,69 | 872,09 | 0,00 |
| 80 | 2,99 | 2,86 | 0,96 | 42,47 | 74,69 | 42,47 |
| 81 | 2,81 | 2,67 | 1,49 | 285,28 | 241,53 | 285,28 |
| 82 | 2,44 | 2,33 | 1,66 | 410,03 | 363,12 | 410,03 |
| 83 | 1,99 | 1,93 | 1,40 | 225,33 | 184,68 | 225,33 |
| 84 | 1,56 | 1,57 | 0,80 | 20,56 | 120,37 | 20,56 |
| 85 | 1,26 | 1,34 | 0,00 | 259,76 | 1323,40 | 0,00 |
| 86 | 1,16 | 1,30 | 0,00 | 259,76 | 1323,40 | 0,00 |
| 87 | 1,27 | 1,45 | 1,40 | 225,33 | 184,68 | 184,68 |
| 88 | 1,55 | 1,76 | 1,66 | 410,03 | 363,12 | 363,12 |
| 89 | 1,94 | 2,15 | 1,49 | 285,28 | 241,53 | 241,53 |

| | | | | | | |
|-----|------|------|------|--------|---------|--------|
| 90 | 2,35 | 2,53 | 0,96 | 42,47 | 74,69 | 74,69 |
| 91 | 2,68 | 2,80 | 0,19 | 151,69 | 872,09 | 0,00 |
| 92 | 2,84 | 2,89 | 0,00 | 259,76 | 1323,40 | 0,00 |
| 93 | 2,80 | 2,78 | 1,29 | 163,55 | 130,00 | 163,55 |
| 94 | 2,56 | 2,50 | 1,63 | 392,12 | 345,64 | 392,12 |
| 95 | 2,19 | 2,11 | 1,57 | 337,95 | 292,69 | 337,95 |
| 96 | 1,81 | 1,72 | 1,11 | 83,23 | 76,12 | 83,23 |
| 97 | 1,49 | 1,42 | 0,37 | 76,15 | 536,19 | 0,00 |
| 98 | 1,33 | 1,29 | 0,00 | 259,76 | 1323,40 | 0,00 |
| 99 | 1,36 | 1,36 | 1,17 | 105,90 | 87,70 | 87,70 |
| 100 | 1,58 | 1,60 | 1,59 | 357,78 | 312,07 | 312,07 |
| 101 | 1,92 | 1,97 | 1,62 | 378,74 | 332,57 | 332,57 |
| 102 | 2,31 | 2,37 | 1,24 | 137,05 | 108,97 | 108,97 |
| 103 | 2,65 | 2,70 | 0,55 | 32,41 | 303,92 | 0,00 |
| 104 | 2,87 | 2,87 | 0,00 | 259,76 | 1323,40 | 0,00 |
| 105 | 2,90 | 2,85 | 0,27 | 114,11 | 709,16 | 0,00 |
| 106 | 2,73 | 2,64 | 1,53 | 309,88 | 265,35 | 309,88 |
| 107 | 2,41 | 2,29 | 1,65 | 404,23 | 357,46 | 404,23 |
| 108 | 2,00 | 1,89 | 1,36 | 197,75 | 159,56 | 197,75 |
| 109 | 1,61 | 1,54 | 0,73 | 18,26 | 160,20 | 0,00 |
| 110 | 1,34 | 1,33 | 0,08 | 207,73 | 1108,00 | 0,00 |
| 111 | 1,25 | 1,30 | 0,00 | 259,76 | 1323,40 | 0,00 |
| 112 | 1,34 | 1,47 | 1,45 | 252,55 | 210,20 | 210,20 |
| 113 | 1,57 | 1,80 | 1,66 | 412,28 | 365,31 | 365,31 |
| 114 | 1,92 | 2,19 | 1,46 | 259,23 | 216,55 | 216,55 |
| 115 | 2,31 | 2,56 | 0,89 | 30,08 | 88,19 | 30,08 |
| 116 | 2,62 | 2,82 | 0,10 | 195,72 | 1057,89 | 0,00 |
| 117 | 2,78 | 2,89 | 0,00 | 259,76 | 1323,40 | 0,00 |
| 118 | 2,76 | 2,76 | 1,34 | 190,86 | 153,44 | 190,86 |
| 119 | 2,56 | 2,46 | 1,65 | 402,23 | 355,51 | 402,23 |
| 120 | 2,23 | 2,07 | 1,54 | 315,76 | 271,06 | 315,76 |
| 121 | 1,86 | 1,69 | 1,04 | 63,15 | 70,71 | 70,71 |
| 122 | 1,55 | 1,40 | 0,29 | 105,72 | 671,89 | 0,00 |
| 123 | 1,38 | 1,29 | 0,00 | 259,76 | 1323,40 | 0,00 |
| 124 | 1,38 | 1,37 | 1,23 | 130,61 | 104,21 | 104,21 |
| 125 | 1,55 | 1,64 | 1,61 | 374,91 | 328,83 | 328,83 |
| 126 | 1,84 | 2,01 | 1,60 | 362,33 | 316,52 | 316,52 |
| 127 | 2,21 | 2,41 | 1,18 | 111,91 | 91,42 | 111,91 |
| 128 | 2,55 | 2,72 | 0,47 | 48,03 | 395,26 | 0,00 |
| 129 | 2,78 | 2,88 | 0,00 | 259,76 | 1323,40 | 0,00 |
| 130 | 2,84 | 2,84 | 1,09 | 77,95 | 74,13 | 77,95 |
| 131 | 2,72 | 2,61 | 1,56 | 332,61 | 287,48 | 332,61 |
| 132 | 2,44 | 2,25 | 1,64 | 394,96 | 348,41 | 394,96 |
| 133 | 2,05 | 1,85 | 1,31 | 170,32 | 135,67 | 135,67 |
| 134 | 1,67 | 1,51 | 0,65 | 21,10 | 214,20 | 0,00 |
| 135 | 1,39 | 1,32 | 0,17 | 162,10 | 916,37 | 0,00 |

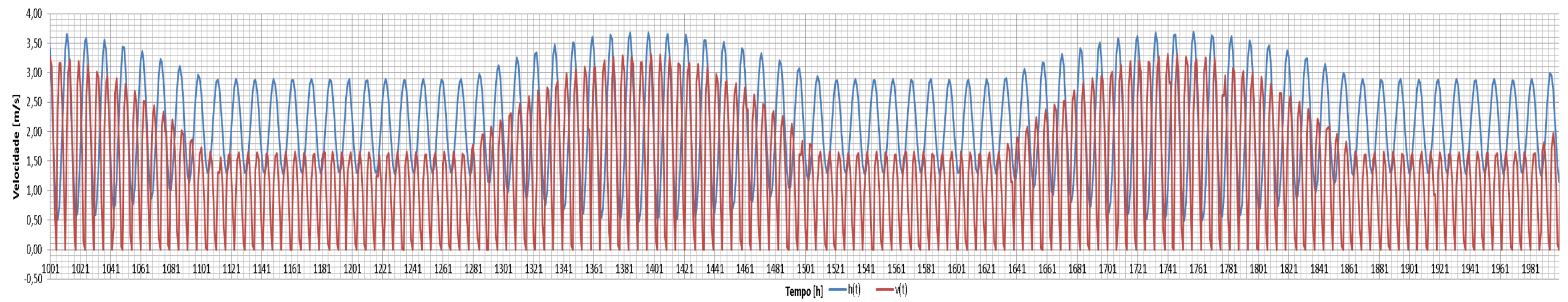
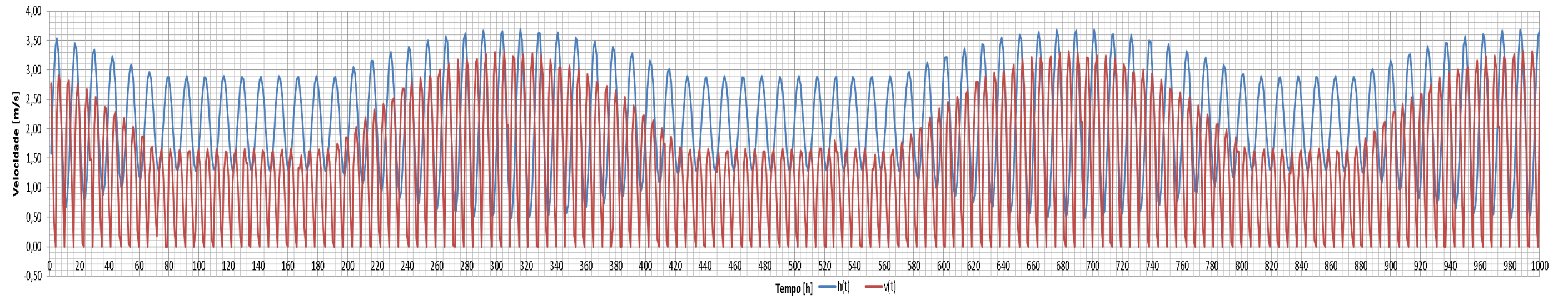
| | | | | | | |
|-----|------|------|------|--------|---------|--------|
| 136 | 1,27 | 1,31 | 0,00 | 259,76 | 1323,40 | 0,00 |
| 137 | 1,32 | 1,50 | 1,49 | 278,89 | 235,37 | 235,37 |
| 138 | 1,53 | 1,83 | 1,66 | 410,93 | 363,99 | 363,99 |
| 139 | 1,87 | 2,23 | 1,41 | 232,19 | 191,06 | 232,19 |
| 140 | 2,26 | 2,60 | 1,41 | 232,19 | 191,06 | 232,19 |
| 141 | 2,61 | 2,83 | 0,02 | 246,16 | 1267,29 | 0,00 |
| 142 | 2,82 | 2,88 | 0,00 | 259,76 | 1323,40 | 0,00 |
| 143 | 2,84 | 2,73 | 1,39 | 218,45 | 178,34 | 218,45 |
| 144 | 2,68 | 2,42 | 1,65 | 408,91 | 362,03 | 408,91 |
| 145 | 2,37 | 2,03 | 1,50 | 291,59 | 247,61 | 247,61 |
| 146 | 1,98 | 1,65 | 0,98 | 46,17 | 72,83 | 72,83 |
| 147 | 1,62 | 1,38 | 0,21 | 141,69 | 829,25 | 0,00 |
| 148 | 1,39 | 1,29 | 0,00 | 259,76 | 1323,40 | 0,00 |
| 149 | 1,33 | 1,39 | 1,28 | 156,82 | 124,47 | 124,47 |
| 150 | 1,45 | 1,67 | 1,63 | 389,07 | 342,66 | 342,66 |
| 151 | 1,73 | 2,05 | 1,57 | 343,14 | 297,77 | 343,14 |
| 152 | 2,10 | 2,44 | 1,12 | 88,68 | 78,48 | 88,68 |
| 153 | 2,49 | 2,75 | 0,39 | 69,74 | 505,51 | 0,00 |
| 154 | 2,77 | 2,88 | 0,00 | 259,76 | 1323,40 | 0,00 |
| 155 | 2,89 | 2,82 | 1,15 | 100,02 | 84,30 | 100,02 |
| 156 | 2,81 | 2,58 | 1,59 | 353,06 | 307,46 | 353,06 |
| 157 | 2,55 | 2,21 | 1,62 | 382,38 | 336,13 | 336,13 |
| 158 | 2,16 | 1,82 | 1,25 | 143,57 | 113,94 | 113,94 |
| 159 | 1,75 | 1,49 | 0,57 | 29,44 | 283,87 | 0,00 |
| 160 | 1,41 | 1,31 | 0,00 | 259,76 | 1323,40 | 0,00 |
| 161 | 1,22 | 1,32 | 1,01 | 54,24 | 70,74 | 70,74 |
| 162 | 1,22 | 1,53 | 1,52 | 303,89 | 259,53 | 259,53 |
| 163 | 1,43 | 1,87 | 1,65 | 406,01 | 359,19 | 406,01 |
| 164 | 1,80 | 2,27 | 1,37 | 204,66 | 165,76 | 204,66 |
| 165 | 2,24 | 2,63 | 0,75 | 18,37 | 148,97 | 0,00 |
| 166 | 2,65 | 2,84 | 0,06 | 220,15 | 1159,60 | 0,00 |
| 167 | 2,92 | 2,88 | 0,00 | 259,76 | 1323,40 | 0,00 |
| 168 | 3,00 | 2,71 | 1,44 | 245,81 | 203,83 | 245,81 |
| 169 | 2,84 | 2,39 | 1,66 | 412,05 | 365,09 | 365,09 |
| 170 | 2,50 | 1,99 | 1,47 | 265,86 | 222,87 | 222,87 |
| 171 | 2,05 | 1,62 | 0,91 | 32,80 | 83,87 | 83,87 |
| 172 | 1,62 | 1,36 | 0,13 | 184,11 | 1009,25 | 0,00 |
| 173 | 1,32 | 1,29 | 0,00 | 259,76 | 1323,40 | 0,00 |
| 174 | 1,19 | 1,41 | 1,33 | 183,98 | 147,40 | 147,40 |
| 175 | 1,28 | 1,71 | 1,33 | 183,98 | 147,40 | 183,98 |
| 176 | 1,56 | 2,09 | 1,54 | 321,50 | 276,66 | 321,50 |
| 177 | 1,98 | 2,48 | 1,06 | 67,90 | 71,41 | 67,90 |
| 178 | 2,43 | 2,77 | 0,31 | 97,73 | 635,98 | 0,00 |
| 179 | 2,79 | 2,89 | 0,00 | 259,76 | 1323,40 | 0,00 |
| 180 | 2,98 | 2,81 | 1,21 | 124,27 | 99,69 | 124,27 |

| | | | | | | |
|------------|------|------|------|---------|---------|---------|
| 181 | 2,94 | 2,55 | 1,61 | 370,90 | 324,90 | 324,90 |
| 182 | 2,68 | 2,17 | 1,60 | 366,70 | 320,80 | 320,80 |
| 183 | 2,25 | 1,78 | 1,20 | 118,04 | 95,42 | 95,42 |
| 184 | 1,77 | 1,46 | 0,49 | 43,56 | 370,71 | 0,00 |
| 185 | 1,36 | 1,30 | 0,00 | 259,76 | 1323,40 | 0,00 |
| 186 | 1,12 | 1,33 | 1,08 | 72,84 | 72,56 | 72,56 |
| 187 | 1,11 | 1,56 | 1,55 | 327,12 | 282,13 | 327,12 |
| 188 | 1,34 | 1,91 | 1,64 | 397,59 | 350,98 | 397,59 |
| 189 | 1,77 | 2,31 | 1,32 | 177,13 | 141,48 | 177,13 |
| 190 | 2,29 | 2,66 | 0,67 | 19,89 | 199,29 | 0,00 |
| 191 | 2,78 | 2,86 | 0,15 | 172,90 | 962,08 | 0,00 |
| 192 | 3,12 | 2,88 | 0,00 | 259,76 | 1323,40 | 0,00 |
| 193 | 3,22 | 2,70 | 1,48 | 272,41 | 229,15 | 229,15 |
| 194 | 3,04 | 2,36 | 1,66 | 411,60 | 364,65 | 364,65 |
| 195 | 2,63 | 1,94 | 1,43 | 239,02 | 197,44 | 197,44 |
| 196 | 2,09 | 1,55 | 0,84 | 23,52 | 105,30 | 105,30 |
| 197 | 1,57 | 1,28 | 0,09 | 203,21 | 1089,13 | 0,00 |
| 198 | 1,18 | 1,21 | 0,00 | 259,76 | 1323,40 | 0,00 |
| 199 | 1,01 | 1,36 | 1,41 | 227,18 | 186,39 | 227,18 |
| 200 | 1,11 | 1,69 | 1,74 | 482,11 | 432,97 | 482,11 |
| 201 | 1,45 | 2,14 | 1,64 | 393,13 | 346,63 | 393,13 |
| 202 | 1,96 | 2,58 | 1,12 | 86,07 | 77,31 | 86,07 |
| 203 | 2,51 | 2,91 | 0,30 | 102,65 | 658,15 | 0,00 |
| 204 | 2,97 | 3,04 | 0,00 | 259,76 | 1323,40 | 0,00 |
| 205 | 3,21 | 2,93 | 1,40 | 222,81 | 182,35 | 182,35 |
| 206 | 3,16 | 2,61 | 1,85 | 591,78 | 536,81 | 536,81 |
| 207 | 2,85 | 2,14 | 1,84 | 584,13 | 529,68 | 529,68 |
| 208 | 2,34 | 1,65 | 1,37 | 203,59 | 164,80 | 164,80 |
| 209 | 1,77 | 1,26 | 0,54 | 35,56 | 323,86 | 0,00 |
| 210 | 1,27 | 1,07 | 0,00 | 259,76 | 1323,40 | 0,00 |
| 211 | 0,98 | 1,13 | 1,35 | 193,28 | 155,58 | 193,28 |
| 212 | 0,98 | 1,44 | 1,93 | 674,04 | 612,12 | 674,04 |
| 213 | 1,26 | 1,91 | 2,03 | 792,24 | 715,90 | 792,24 |
| 214 | 1,77 | 2,44 | 1,62 | 381,30 | 335,07 | 381,30 |
| 215 | 2,39 | 2,89 | 0,79 | 20,11 | 123,77 | 0,00 |
| 216 | 2,97 | 3,15 | 0,00 | 259,76 | 1323,40 | 0,00 |
| 217 | 3,36 | 3,14 | 1,26 | 144,05 | 114,32 | 114,32 |
| 218 | 3,45 | 2,87 | 1,96 | 716,30 | 649,84 | 649,84 |
| 219 | 3,21 | 2,40 | 2,19 | 998,71 | 883,69 | 883,69 |
| 220 | 2,71 | 1,84 | 1,87 | 613,35 | 556,79 | 556,79 |
| 221 | 2,07 | 1,33 | 1,07 | 70,81 | 72,04 | 72,04 |
| 222 | 1,45 | 1,01 | 0,02 | 249,79 | 1282,28 | 0,00 |
| 223 | 1,01 | 0,95 | 0,00 | 259,76 | 1323,40 | 0,00 |
| 224 | 0,82 | 1,17 | 1,96 | 710,56 | 644,76 | 710,56 |
| 225 | 0,94 | 1,63 | 2,32 | 1183,03 | 1018,57 | 1200,00 |
| 226 | 1,35 | 2,21 | 2,11 | 887,08 | 795,14 | 887,08 |

Apêndice II – Curva das alturas das marés de Sines e a Curva aproximada da altura das marés



Apêndice III – Curva da altura das marés e da velocidade das correntes marítimas



Apêndice IV – Avaliação económica Caso 1

| Mapa de investimento | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-----------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|
| Ano | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 |
| Custos construção [€] | -8,06 | -8,06 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Capital próprio [€] | 0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Capital alheio [€] | 8,5 | 8,5 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Mapa de Financiamento | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Ano | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 |
| Empréstimo [€] | 8,5 | 8,5 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Capital em Dívida [€] | 8,5 | 17 | 17,00 | 16,69 | 16,36 | 16,01 | 15,63 | 15,22 | 14,78 | 14,31 | 13,81 | 13,27 | 12,69 | 12,07 | 11,41 | 10,70 | 9,93 | 9,11 | 8,23 | 7,29 | 6,27 | 5,19 | 4,02 | 2,78 | 1,44 |
| Anuidade [€] | | | 1,54 | 1,54 | 1,54 | 1,54 | 1,54 | 1,54 | 1,54 | 1,54 | 1,54 | 1,54 | 1,54 | 1,54 | 1,54 | 1,54 | 1,54 | 1,54 | 1,54 | 1,54 | 1,54 | 1,54 | 1,54 | 1,54 | 1,54 |
| Reembolsos [€] | | | 0,31 | 0,33 | 0,35 | 0,38 | 0,41 | 0,44 | 0,47 | 0,50 | 0,54 | 0,58 | 0,62 | 0,67 | 0,71 | 0,77 | 0,82 | 0,88 | 0,94 | 1,01 | 1,09 | 1,16 | 1,25 | 1,34 | 1,44 |
| Juros [€] | 0,62 | 1,23 | 1,23 | 1,21 | 1,19 | 1,16 | 1,13 | 1,10 | 1,07 | 1,04 | 1,00 | 0,96 | 0,92 | 0,88 | 0,83 | 0,78 | 0,72 | 0,66 | 0,60 | 0,53 | 0,45 | 0,38 | 0,29 | 0,20 | 0,10 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Mapa de exploração | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Ano | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 |
| Receita Bruta [€] | | | 0,391 | 0,391 | 0,391 | 0,391 | 0,391 | 0,391 | 0,391 | 0,391 | 0,391 | 0,391 | 0,391 | 0,391 | 0,391 | 0,391 | 0,391 | 0,391 | 0,391 | 0,391 | 0,391 | 0,391 | 0,391 | 0,391 | 0,391 |
| Custos O&M [€] | | | -0,39 | -0,39 | -0,39 | -0,39 | -0,39 | -0,39 | -0,39 | -0,39 | -0,39 | -0,39 | -0,39 | -0,39 | -0,39 | -0,39 | -0,39 | -0,39 | -0,39 | -0,39 | -0,39 | -0,39 | -0,39 | -0,39 | -0,39 |
| Custos Desmantelamento [€] | | | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | 0 |
| RAJI [€] | | | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,003 |
| Juros [€] | -0,62 | -1,23 | -1,23 | -1,21 | -1,19 | -1,16 | -1,13 | -1,10 | -1,07 | -1,04 | -1,00 | -0,96 | -0,92 | -0,88 | -0,83 | -0,78 | -0,72 | -0,66 | -0,60 | -0,53 | -0,45 | -0,38 | -0,29 | -0,20 | -0,10 |
| Resultado Líquido [€] | -0,62 | -1,23 | -1,24 | -1,22 | -1,19 | -1,17 | -1,14 | -1,11 | -1,08 | -1,05 | -1,01 | -0,97 | -0,93 | -0,88 | -0,83 | -0,78 | -0,73 | -0,67 | -0,60 | -0,54 | -0,46 | -0,38 | -0,30 | -0,21 | -0,11 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Mapa de cash-flow | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Ano | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 |
| Investimento [€] | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Reembolsos [€] | | | -0,31 | -0,33 | -0,35 | -0,38 | -0,41 | -0,44 | -0,47 | -0,50 | -0,54 | -0,58 | -0,62 | -0,67 | -0,71 | -0,77 | -0,82 | -0,88 | -0,94 | -1,01 | -1,09 | -1,16 | -1,25 | -1,34 | -1,44 |
| Resultado Líquido [€] | -0,62 | -1,23 | -1,24 | -1,22 | -1,19 | -1,17 | -1,14 | -1,11 | -1,08 | -1,05 | -1,01 | -0,97 | -0,93 | -0,88 | -0,83 | -0,78 | -0,73 | -0,67 | -0,60 | -0,54 | -0,46 | -0,38 | -0,30 | -0,21 | -0,11 |
| Cash-flow [€] | -0,62 | -1,23 | -1,55 | -1,55 | -1,55 | -1,55 | -1,55 | -1,55 | -1,55 | -1,55 | -1,55 | -1,55 | -1,55 | -1,55 | -1,55 | -1,55 | -1,55 | -1,55 | -1,55 | -1,55 | -1,55 | -1,55 | -1,55 | -1,55 | -1,54 |
| Cash-flow act [€] | -0,56 | -1,02 | -1,16 | -1,06 | -0,96 | -0,87 | -0,79 | -0,72 | -0,66 | -0,60 | -0,54 | -0,49 | -0,45 | -0,41 | -0,37 | -0,34 | -0,31 | -0,28 | -0,25 | -0,23 | -0,21 | -0,19 | -0,17 | -0,16 | -0,14 |
| Cash-flow act acumulado [€] | -0,56 | -1,58 | -2,74 | -3,80 | -4,76 | -5,63 | -6,43 | -7,15 | -7,81 | -8,41 | -8,95 | -9,44 | -9,89 | -10,3 | -10,7 | -11,1 | -11,3 | -11,6 | -11,8 | -12,1 | -12,3 | -12,5 | -12,7 | -12,8 | -12,95 |

Apêndice V – Avaliação económica Caso 2

| Mapa de investimento | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|
| Ano | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 |
| Custos construção [M€] | -5,37 | -5,37 | -5,37 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Capital Próprio [M€] | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Capital Alheio [M€] | 5,67 | 5,67 | 5,67 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Mapa de Financiamento | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Ano | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 |
| Empréstimo [M€] | 5,67 | 5,67 | 5,67 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Capital em Dívida [M€] | 5,67 | 11,33 | 17,00 | 17,00 | 16,73 | 16,44 | 16,12 | 15,78 | 15,41 | 15,01 | 14,57 | 14,10 | 13,59 | 13,04 | 12,44 | 11,80 | 11,10 | 10,34 | 9,52 | 8,63 | 13,22 | 21,13 | 34,78 | 58,33 | 98,95 |
| Anuidade [M€] | | | | 1,67 | 1,67 | 1,67 | 1,67 | 1,67 | 1,67 | 1,67 | 1,67 | 1,67 | 1,67 | 1,67 | 1,67 | 1,67 | 1,67 | 1,67 | 1,67 | 1,67 | 1,67 | 1,67 | 1,67 | 1,67 | 1,67 |
| Reembolsos [M€] | | | | 0,27 | 0,29 | 0,32 | 0,34 | 0,37 | 0,40 | 0,43 | 0,47 | 0,51 | 0,55 | 0,60 | 0,65 | 0,70 | 0,76 | 0,82 | 0,89 | -4,59 | -7,91 | -13,65 | -23,55 | -40,62 | -70,06 |
| Juros [M€] | 0,47 | 0,94 | 1,40 | 1,40 | 1,38 | 1,36 | 1,33 | 1,30 | 1,27 | 1,24 | 1,20 | 1,16 | 1,12 | 1,08 | 1,03 | 0,97 | 0,92 | 0,85 | 0,79 | 6,26 | 9,59 | 15,32 | 25,22 | 42,29 | 71,74 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Mapa de exploração | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Ano | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 |
| Receita Bruta [M€] | | | | 0,27 | 0,27 | 0,27 | 0,27 | 0,27 | 0,27 | 0,27 | 0,27 | 0,27 | 0,27 | 0,27 | 0,27 | 0,27 | 0,27 | 0,27 | 0,27 | 0,27 | 0,27 | 0,27 | 0,27 | 0,27 | 0,27 |
| Custos O&M [M€] | | | | -0,39 | -0,39 | -0,39 | -0,39 | -0,39 | -0,39 | -0,39 | -0,39 | -0,39 | -0,39 | -0,39 | -0,39 | -0,39 | -0,39 | -0,39 | -0,39 | -0,39 | -0,39 | -0,39 | -0,39 | -0,39 | -0,39 |
| Custos Desmantelamento [M€] | | | | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 |
| RAJI [M€] | | | | -0,13 | -0,13 | -0,13 | -0,13 | -0,13 | -0,13 | -0,13 | -0,13 | -0,13 | -0,13 | -0,13 | -0,13 | -0,13 | -0,13 | -0,13 | -0,13 | -0,13 | -0,13 | -0,13 | -0,13 | -0,13 | -0,13 |
| Juros [M€] | -0,47 | -0,94 | -1,40 | -1,40 | -1,38 | -1,36 | -1,33 | -1,30 | -1,27 | -1,24 | -1,20 | -1,16 | -1,12 | -1,08 | -1,03 | -0,97 | -0,92 | -0,85 | -0,79 | -6,26 | -9,59 | -15,32 | -25,22 | -42,29 | -71,74 |
| Resultado Líquido [M€] | -0,47 | -0,94 | -1,40 | -1,53 | -1,51 | -1,49 | -1,46 | -1,43 | -1,40 | -1,37 | -1,33 | -1,29 | -1,25 | -1,21 | -1,16 | -1,10 | -1,05 | -0,98 | -0,92 | -6,39 | -9,72 | -15,45 | -25,35 | -42,42 | -71,87 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Mapa de cash-flow | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Ano | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 |
| Investimento [M€] | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Reembolsos [M€] | | | | -0,27 | -0,29 | -0,32 | -0,34 | -0,37 | -0,40 | -0,43 | -0,47 | -0,51 | -0,55 | -0,60 | -0,65 | -0,70 | -0,76 | -0,82 | -0,89 | 4,59 | 7,91 | 13,65 | 23,55 | 40,62 | 70,06 |
| Resultado Líquido [M€] | -0,47 | -0,94 | -1,40 | -1,53 | -1,51 | -1,49 | -1,46 | -1,43 | -1,40 | -1,37 | -1,33 | -1,29 | -1,25 | -1,21 | -1,16 | -1,10 | -1,05 | -0,98 | -0,92 | -6,39 | -9,72 | - | - | - | -71,87 |
| Cash-flow [M€] | -0,47 | -0,94 | -1,40 | -1,80 | -1,80 | -1,80 | -1,80 | -1,80 | -1,80 | -1,80 | -1,80 | -1,80 | -1,80 | -1,80 | -1,80 | -1,80 | -1,80 | -1,80 | -1,80 | -1,80 | -1,80 | -1,80 | -1,80 | -1,80 | -1,80 |
| Cash-flow act [M€] | -0,43 | -0,77 | -1,05 | -1,23 | -1,12 | -1,02 | -0,93 | -0,84 | -0,76 | -0,70 | -0,63 | -0,57 | -0,52 | -0,47 | -0,43 | -0,39 | -0,36 | -0,32 | -0,29 | -0,27 | -0,29 | -0,27 | -0,29 | -0,27 | -0,29 |
| Cash-flow act acumulado [M€] | -0,43 | -1,20 | -2,25 | -3,48 | -4,60 | -5,62 | -6,55 | -7,39 | -8,15 | -8,85 | -9,48 | -10,1 | -10,6 | -11,1 | -11,5 | -11,9 | -12,2 | -12,6 | -12,9 | -13,1 | -13,4 | -13,7 | -13,9 | -14,2 | -14,54 |

Apêndice VI – Technical and economic assessment of energy from Tidal Currents



Technical and economic assessment of energy from Tidal Currents

Isabel Páscoa¹, C. Camus¹ and E. Eusébio¹

¹Department of Power Systems Engineering and Automation, I.S.E.L, Instituto Politécnico de Lisboa
Rua Conselheiro Emídio Navarro nº1, 1959-007 Lisboa (Portugal)

Phone: +351 218317000, e-mail: 33360@alunos.isel.pt, ccamus@deea.isel.ipl.pt,
caeusebio@deea.isel.ipl.pt

Abstract. The present work aims to study the feasibility of deploying a farm of sea current turbines for electricity generation in Portugal. An approach to the tides, which are they, how they are formed, its prediction, is held. It is also conducted a study about the energy of sea currents and it is presented some technology about ocean currents too. A model of tidal height and velocity of the currents it is also developed. The energy produced by a hypothetical park, built in Sines (Portugal), is calculated and afterwards, an economical assessment is performed for two possible scenarios and a sensitivity analysis of NVP (Net Present Value) and LCOE (Levelized Cost of Energy) is figured. The conclusions about the feasibility of the projects are also presented. Despite being desired due to its predictability, this energy source is not yet economically viable as it is in an initial state of development. To push investment in this technology a feed-in tariff of, at least €200/MWh, should be considered.

Key words

Energy, Renewable, Tidal Energy, Economic Assessment.

1. Introduction

Regarding to renewable energy sources in Portugal, there is an enormous potential to explore, not only to reduce carbon emissions but also to diminish the import of fossil fuels. In 2013 in Portugal, 58% of the electricity produced came from renewable sources, only 37% came from fossil fuels and 5% was imported. The renewable energies with bigger impact were hydro power - 26% of production from a renewable source and wind power with 23%, despite the increasing evolution of solar energy [1].

With the growing demand for renewable energy, resources coming from the sea become an emerging form of energy source. The oceans are the largest of all natural resources, thus its potential energy can contribute to the growing needs of energy. In the oceans as the main sources of energy we have waves, sea currents and ocean thermal energy. The energy is stored in the oceans, in part as heat energy, partly as kinetic energy (waves and currents) and also in chemical and biological products.

Only a fraction of the global ocean energy resource can be found in economically viable places to explore with the

available technology. However, this can significantly contribute to the European Energy supply, and the marine renewable energy sector is currently the focus of much industrial and academic research worldwide. Among the extracted energy resources of the oceans, waves and ocean currents are emerging as the most promising option of mass power generation. Portugal has a great potential for harvesting energy from ocean currents, it has a large coastal area. Nevertheless, in Portugal a single central to capture energy from waves on the island of Pico in the Azores.

The electrical power from ocean currents is a fairly predictable source. This source offers a vast and reliable source of energy [2].

2. Tidal Energy

For the conversion of energy from sea currents, turbines which convert the kinetic energy of the fluid in which they are immersed, into mechanical energy, are used. These turbines are then coupled to a generator to produce electrical energy. This type of exploitation corresponds essentially to exploit the kinetic energy associated with the flow of water moved by sea currents. The technique follows the same basic principles of operation of wind turbines with the difference that they use water to be moved and that the density of water passing through the turbine is about 800 times higher than air. Some aspects must be taken into account: it requires a minimum current velocity; restricted to areas with strong currents, usually in shallow depths; robust structure that requires little maintenance. These turbines reach their maximum efficiency when they are situated in an area with swift currents with natural flows between rocky points, headlands, between islands, entry bays, rivers or other rock masses. When they feel the funnel effect (recesses with gradual narrowing) or resonance (when there is an indentation on the coast that reflects the current in the background and its mouth).

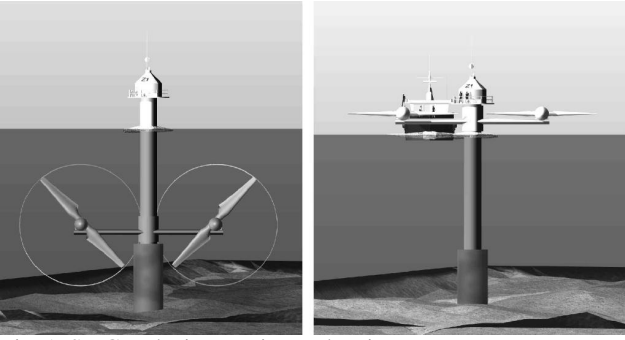


Fig. 1. SeaGen device moving and maintenance [9]

A. What are tides

Tides are developed by the movement of sea water due to changes in the attraction between the Moon and the Sun on the Earth's rotation forces. There are also ocean currents caused by the Coriolis force due to the rotation of the Earth acting on the waters of the oceans forces. Currents can also be generated by density differences resulting from variations in the level of salinity and temperature in different sea areas. The rise and fall of the tides accompanied by a horizontal movement of water called the sea [3] currents. The Moon is the main influencer of the formation of tides because the moon is 389.1 times closer than the sun. Mathematically the tide is a sum of sinusoids (constituent waves) whose frequency is known and depends solely on astronomical factors.

B. Technologies

Like other renewable energies, also for the energy of sea currents, it is possible to find a wide variety of power converters. The various types are available:

- Horizontal axis turbine;
- Vertical axis turbine;
- Oscillating Hydrofoil;
- Venturi effect devices;
- Helical Screw;
- Tidal Kite;
- Tidal dams.

In addition to the various types of power converters there are also several fixation options, as shown in Fig.2.

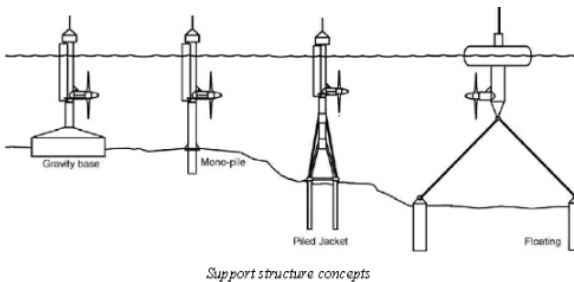


Fig. 2. Types of fixation for power converters [4]

Turbines are mounted on a support structure that is a key of tidal currents devices being a requirement to keep them operating on a severe marine environment. The choice depends mainly on the basis of geographical conditions

such as water depth, sea bottom conditions, rivers and the type of turbine to be installed. Moreover, it is an important aspect of the viability and profitability of the devices [4].

C. Characteristics of installation

Generic features that should be taken to account when installing a parking turbine marine currents are mentioned below:

- Maximum diameter: a reasonable diameter to consider depends on the state of the art. It is believed that the diameter is limited to 20-25 m to a horizontal axis turbine;
- Upper Clearance: Must be considered a superior clearance for the capture area of the rotor. The minimum distance of 5 m from the top is usually recommended to allow recreational activities (small boats, swimming, etc.), and to minimize the effects of turbulence and wave on the turbine as well as damage from floating materials;
- Bottom Clearance: It is recommended that a bottom clearance of 25% of water depth or 5 m, whichever is greater, should be considered a minimum to allow materials that are potentially moved along the seabed by currents not impair the turbine and to minimize the turbulence and the deformation of the bottom boundary layer;
- Spacing: The lateral spacing between the devices (the wheelbase) should be two half rotor diameter (2,5xd), the spacing should be downstream (10xd) and times. The devices must be positioned in an alternating arrangement downstream [5].

D. Methodology conversion

The sea current systems employ the kinetic energy of the moving water to power turbines the same way as wind turbines use air movement. Thus the power available from the water flow is given by equation (1):

$$P = \frac{1}{2} \rho A V^3 \quad (17)$$

Where ρ is the water density, A is the cross sectional area of the rotor, and V is the velocity of the stream. This cubic relationship between speed and power is justified as the same power curves of wind turbines, and as wind power, there are practical limits to the amount of energy that can be extracted from tidal currents, so the energy generation is very sensitive to the stream speed. Some of these limits relate to the design of tidal currents devices. The kinetic energy of the stream that can be converted into mechanical energy in a usable form is limited by the performance of the device, as shown in the following equation (2):

$$P_T = \frac{1}{2} \rho C_p A V^3 \quad (18)$$

Where C_p is the power coefficient, its value for a turbine flow of incompressible fluid is limited to a theoretical maximum of Betz Limit. The Betz limit is a theoretical upper limit on the power output of a turbine whose blades sweep an area. Which is expressed as a maximum power coefficient rotor $C_p = 16/27$, which is 59% [8].

D.1. Methodology

To calculate the height of the tide is necessary to develop a harmonic analysis. It is named of harmonic analysis the mathematical process by which the tide observed at a given site is separated into simple harmonic components. Its purpose is to determine the amplitude H (in m) and g the phase (degrees) of the different harmonic components of the tide, from the recorded number of tide measurements. The phase of a harmonic tidal constituent is delayed with respect to the tide called equilibrium. In practice, the tide height $h(t)$ will be calculated as the parameters of the following harmonic formula that best fit time series:

$$h(t) = A_0 + \sum_t^n f_i H_i \cos[w_i t + (v_o + u)_i - g_i] \quad (19)$$

where $h(t)$ is the height of water at time t , is the period of g_i constituent f_i is the factor node (that reduces the average amplitude H_i per year of forecast), H_i is the average amplitude, the values w_i represent the angular velocities of the constituent waves, v_o+u is your initial argument, the argument is that the tide of balance for the initial time series data and A_0 is the average level of the port. The importance of applying the harmonic formula due to its universality that is suitable for any type of tidal [6].

For the calculation of stream velocity it is known that the tidal cycle can be approximated by a double sinusoid; with a period of 12.4 h representing the diurnal tide ebb and flow of the cycle and the other with a period of 353 hours representing the period of bi spring tides. The following equation provides a reasonable model for predicting the speed V of a tidal stream:

$$V = \left[K_0 + K_1 \cos\left(\frac{2\pi t}{T_1}\right) \right] \cos\left(\frac{2\pi t}{T_0}\right) \quad (20)$$

Where K_0 and K_1 are constants derived from the peak to average ratio between the spring and the spring average peak and the average peak current dead. T_1 is usually 353 hours and Tide is the length of the spring. T_0 is the period of semi-diurnal tides and is 12.4 hours. Other factors, which could cause a significant influence on the speed of the tidal stream, like ripples on the surface, the residual force, navy global ocean circulation, changes in density and variation in water velocity as a function of the depth of flow in a open channel, have to be considered and need to be reflected in the prediction equations for the speed of tidal currents.

As in the case of wind turbines, marine turbine efficiency varies with the speed of the water flow. A batch outlet of the turbine as a function of the flow velocity consists of three regions:

- IV. Zero to cut-in speed
- V. Cut-in speed to rated speed
- VI. Greater than rated speed

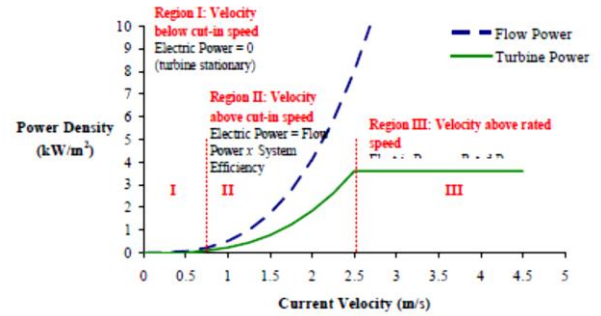


Fig. 3. Typical output power versus flow of the turbine speed [7]

In region I, at speeds below the speed of driving, the turbine cannot rotate and therefore does not generate energy. In region III, when the current speed exceeds the rated speed of the turbine, the power will be constant, usually the rated power of the turbine, regardless of the stream speed. The rated output power is maintained by either applying a braking force to the rotor axis or by changing the pitch angle of the turbine blades, to produce less torque. There is no cut-out rate for a tidal flow turbine, since even the most extreme storm currents produced by creating the highest tides are not much larger than the current maximum monthly spring. Unlike wind turbines, which must be designed to cope with the peak wind speed, which is several times higher than the typical speed of wind maximum monthly [7].

D.3. Economic Evaluation

The NPV (Net Present Value) aims to assess the feasibility of an investment by calculating the present value of all its cash flows. The cash flow in each year represents the net revenue expected to get in the future. Like any investment, you only get return in the future, so it is necessary to update the value of each cash flow and compare them with the value of the investment. In case the value of the investment is less than the present value of cash flows, the NPV is positive which means that the project has a positive yield.

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+i)^t} \quad (21)$$

NPV - Net Present Value

n - Lifetime;

t - Year of the cash flow;

CF_t - Cash flow for the year t ;

i - Discount rate.

The LCOE (levelized Cost Of Energy) is the sum of capital and operating and maintenance costs during the life span divided by generation of electricity during the lifetime. The LCOE is an economic assessment of the cost of the power generation system, including all the costs over its lifetime: initial investment, operations and maintenance, cost of fuel, cost of capital. However, it is a

complex indicator to determine as it depends on many factors. Some of them rely heavily on the central location, the capacity and costs of O&M factor, while the discount rate is dependent on the investor's decision. The following equation shows how the LCOE was calculated.

$$LCOE = \frac{\text{Total updated costs}}{\text{total updated energy}} = \frac{I + Com * k_a}{E_a * k_a} \quad (22)$$

$$K_a = \frac{1}{i} - \frac{1}{i(1+i)^n} \quad (23)$$

I - Investment

Com – Operation and maintenance costs

k_a - is the annuity factor which reflects the sum of the series that defines the update

3. Case study

A. Local

It was considered the implementation of a marine energy park in Sines, with three turbines of 1.2 MW each, with a total of 3.6 MW. From the one year hourly tidal data, an example of a 48 hours of tidal height in Sines is depicted in Fig. 4.

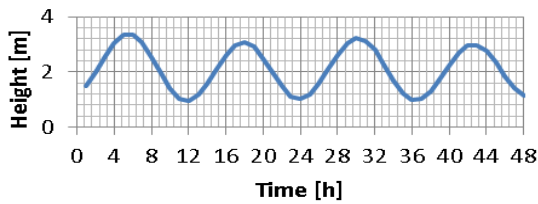


Fig. 4. Curve of the height of the tides in Sines 48 h period

B. Approximate velocity curve

Two sinusoidal curves were calculated, as there are spring tides which have high amplitudes and neap tides with smaller ones. To perform this calculation the following sinusoidal function was used

$$C = A_0 \cos\left(\frac{2\pi}{P} \times (t - \alpha)\right) \quad (24)$$

The value of A_0 is related to the average height of tides in Sines in 2013, ie for C_1 function (9) this value corresponds to the average for the neap tides and for the C_2 function (10) it is the average value for spring tides. For C_1 function, which corresponds to the neap tides, it was considered for the value of $A_0 = 0.8$ for the period $P=12.45$ hours and $\alpha = 4.8$ hours. For C_2 function, which corresponds to the spring tide, it was considered for the value of $A_0= 2$, for the period $P=708$ and $\alpha = -45$. It is known that the period of the wave is not always the same, since both the sun and the moon will influence the tides so that the periods change, and different times were used so as to equation (9) to (10).

$$C_1 = 0,8 \cos\left(\frac{2\pi}{12,45} \times (t - 4,8)\right) \quad (25)$$

$$C_2 = 2 \cos\left(\frac{2\pi}{708} \times (t + 45)\right) \quad (26)$$

To achieve at the approximate curve the mean value of the height, to which is added one of two options is calculated: if the C_2 is greater than 1, multiplies the C_1 by C_2 , otherwise if C_2 is smaller than -1 is multiply $(-C_1)$ by C_2 otherwise C_1 , ie:

$$h(t) = \bar{h} + \begin{cases} C_2 > 1, \text{ then } C_2 \times C_1 \\ C_2 < -1, \text{ then } -C_1 \times C_2 \\ -1 \geq C_2 \geq 1, \text{ then } C_1 \end{cases} \quad (27)$$

where:

$h(t)$ - approximate curve heights of tides.

\bar{h} - Average real heights.

C_1 - Corresponding to neap tides curve.

C_2 - Curve corresponding to spring tides.

Thus, it was possible to approximate the real data by the function $h(t)$ as shown in Fig. 5.

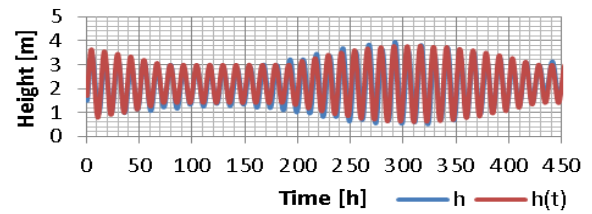


Fig. 5. Height versus time for Sines and the tidal waveform approximated

As there are no data speeds of marine currents in Portugal it was necessary to calculate them by extrapolating the data from other places where both tidal and currents data was available. Data from the USA of both annual tide heights and stream currents for the same site was found at the NOAA (National Oceanic and Atmospheric Administration [10]. For instance, the variation of the speed and height of sea currents in Tampa Florida, is represented in Fig. 6, as an example. The stream velocity is zero when the height is a maximum or a minimum and when it is not in the maximum points is the absolute value of the difference in heights multiplied by a multiplicative factor.

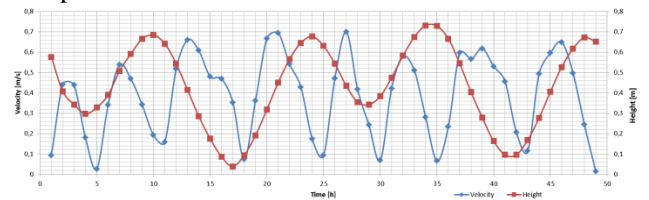


Fig. 6. Varying the speed and height of sea currents in Tampa Florida

To find the velocities of ocean currents to the tides of Sines we took into account the relationship between tidal heights and velocities of America, of which data from four different seasons, all with the same kind of tide of Portugal were analyzed. To determine the relationship between the heights and speeds it was defined a function that determines at each instant the current value from the height of the tide in order to find this relationship and considers it a multiplicative factor. To that, it was

minimized the sum of the difference of the actual speed value minus the calculated squared value with a change of the multiplicative factor, as can be seen in Equation (12). This solution of the multiplicative factor was performed for the four different stations (Florida, Cape Henry, New London and Thimble Shoal), the solution chosen was the one that gave lower multiplicative value, because these values are approximate values and by choosing a larger value currents will be larger and the error will be greater.

$$\begin{aligned} \min \sum (V_i - V_h)^2 \\ \text{s. a} \\ fm \geq 1 \\ fm \leq 7 \end{aligned} \quad (28)$$

$$V(t) = \begin{cases} 0, & \text{if was maximum or minimum} \\ (h_i - h_{i+1}) \times fm & \end{cases}$$

Where:

- V_i – Speed value of the current in real time i
- $V(t)$ – Function of the approximate speed of the current
- fm – Multiplicative factor
- h_i – Height of the tide in real time i
- h_{i+1} – Height of the tide in real time $i + 1$.

Thus the approximate curve of current velocities is given

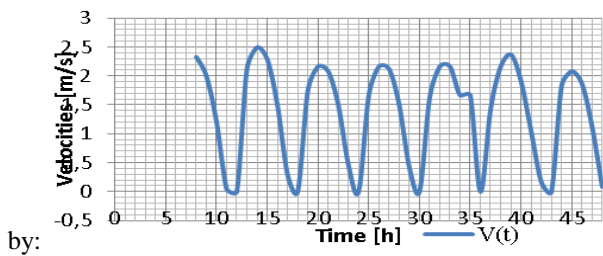


Fig. 7. Approximate curve for velocities of currents

3.3. Expected annual energy production

An estimation of the annual energy produced with 3 horizontal axis turbines was conducted with the hourly expected values of the stream currents in Sines and the turbines' output power given by its power curve in Fig. 8.

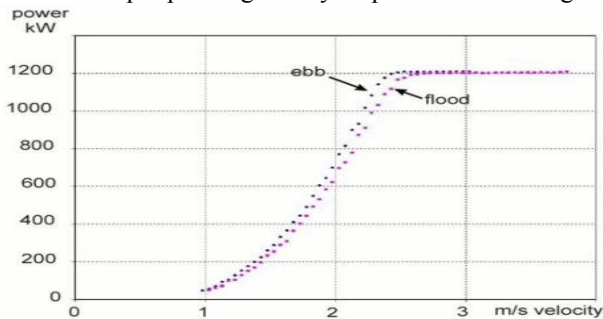


Fig. 8. Power curve SeaGen 1,2 MW

With the power curve was found a tendency line polynomial 3rd order for the flood and ebb. Knowing that the flood and ebb they last each one about 6 hours, the power for each hour was calculate by Equation (13):

$$\begin{cases} \text{If } u < 0,8, \text{ then } P = 0 \\ \text{If } 0,8 < u < 2,52 \text{ and flood, then} \\ P = -266,29x^3 + 1732,8x^2 - 2718,7x + 1323,4 \\ \text{If } 0,8 < u < 2,32 \text{ and ebb, then} \\ P = 3,2645x^3 + 447,96x^2 - 659,58x + 259,76 \\ \text{If } u \geq 2,52 \text{ and flood or } u \geq 2,32 \text{ and ebb,} \\ \text{then } P = P_n \end{cases} \quad (13)$$

Thus, Anually Energy Produced is calculated by:

$$E_a = \sum P_h \cdot \text{Number of Turbines} \quad (14)$$

Where:

- E_a – Annual Energy Produced
- P_h – Power per hour.

3.4. Profitability

Cash flows were calculated annually, taking into account duration of the project, considered the life of the turbines 25 years. Determined according to the following cases:

Case 1:

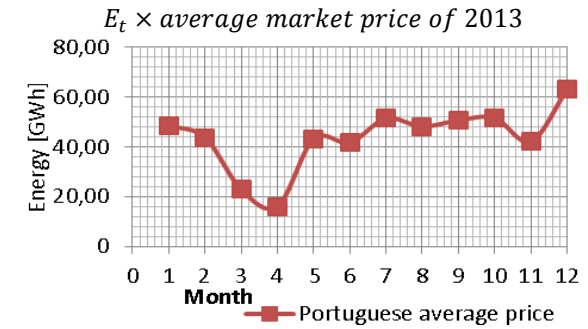


Fig. 9. Average market Price of Portugal in the year of 2013

Case 2:

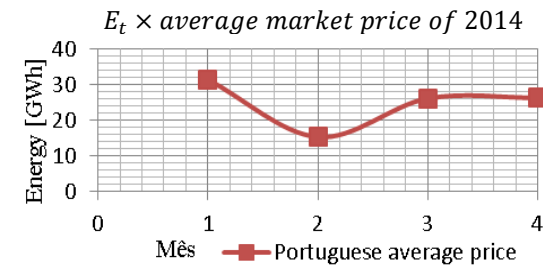


Fig. 10. Average market Price of Portugal in the year of 2014

Table I. Results Summary

| Results | Case 1 | Case 2 |
|-----------------|--------|--------|
| VAL [M€] | -12,95 | -14,54 |
| Payback [years] | - | - |
| LCOE [€/MWh] | 197,8 | 197,8 |

3.5. Project Sensibility

A. Sensitivity NPV relative to the load factor

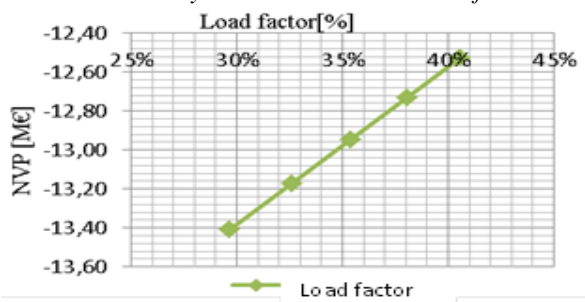


Fig. 11. Sensitivity NPV relative to the load factor

As seen in Fig. 11, NVP is very sensitive to the load factor. A 5% increase in the load factor leads to an increase of 3.6% in the NVP.

B. Sensitivity Analysis

Table II. Summary sensitivities

| Analysis | NVP | | | | |
|---------------------|--------|------|--------|--------|------|
| | - 5 % | | Base | + 5 % | |
| | [M€] | % | [M€] | [M€] | % |
| Speed | -13,17 | 1,69 | -12,95 | -12,73 | 1,69 |
| Power | -13,09 | 1,08 | | -12,81 | 1,08 |
| Market Price | -13,09 | 1,08 | | -12,80 | 1,16 |

As the speed of ocean currents is the major influence of energy production, increasing the speed by 5%, the hours of use increase, the load factor increases and the NPV increases by 1.69%. By decreasing 5% decrease the hours of use, load factor and decreases the NPV. By increasing the speed increases the energy produced annually, and the NPV increases only 1.69%, that is due to the low market price. Having said this it is concluded that the park should be installed in a location where the velocities of ocean currents are larger.

To be economically viable, the price of energy sold to the grid should be at least € 197.8 / MWh and this could only be possible with Government incentives such as feed-in tariffs.

4. Conclusion

The world requires clean energy sources, ie, renewable sources without large carbon emissions. The oceans provide a major opportunity to the production of renewable energy. There is a huge potential in generating electric energy from technologies of extraction of energy from sea currents. The energy of these currents has great potential in the future of energy sources in many world countries. This energy source has several attractive features as its predictability. This work allows the conclusion that there is a great room for the development in the area of energy from sea currents. To diminish costs and guarantee the economical viability of this energy it is of great importance the development of related technologies and studies about this matter. It is possible to

conclude that it is vital to have data on sea currents so that case studies can be analysed. It is also shown that height and velocity of sea currents have great influence in the energy production. In the case studies analyzed, the NPV is not positive, then the project is not feasible, this is due to the high cost of technology and the low power market prices. In this first phase it is necessary to give incentives for the deployment of this technology that could be, like other renewable energies, the feed-in tariffs and in this case, the feed-in tariff should exceed €200/MWh.

If this technology matures as wind power did and becomes competitive to sell on the spot electricity market then, the predictability of this source of power, is clearly an advantage when compared with other renewable like wind, waves or the solar resource.

Acknowledgement

A thank the Center for technical data of the Hydrographic Institute and a special recognition Nuno Pereira da Costa for having provided data from the heights of the currents of Sines.

Bibliography

- [1] APREN, "Associação das energias renováveis," [Online]. Available: <http://www.apren.pt/dadostecnicos/index.php?id=549&cat=266>. [Acedido em 2014 Abril 7].
- [2] F. O. Rourke, F. Boyle e A. Reynolds, "Tidal energy update 2009," *Elsevier*, vol. 87, n.º Applied Energy, pp. 398-409, 2010.
- [3] SI OCEAN, strategic initiative for ocean energy, "Ocean Energy: State of the Art," Europa.
- [4] AQUARET: Aquatic renewable energy technologies, AQUARET E-learning Tool, AQUARET, 2006.
- [5] EMEC, "Assessment of Tidal Energy Resource," London, 2009.
- [6] J. S. Jian, "Prediction and Analysis of Tides and Tidal Currents," *International Hydrographic Review*, vol. IV, pp. 24-29, Agosto 2003.
- [7] G. Hagerman and B. Polagye, "Methodology for Estimating Tidal Current Energy Resources and Power Production by Tidal In-Stream Energy Conversion (TISEC) Devices," EPRI, North American, 2006.
- [8] A.S. Bahaj and L. E. Myers, "Fundamentals applicable to the utilisation of marine current turbines for energy production" *Elsevier*, vol. 28, Renewable Energy, pp2205-2211, 2003.
- [9] P. L. Fraenkel, "Power from marine currents," p. 14, 10 Abril 2001
- [10] NOAA (National Oceanic and Atmospheric Administration, available at <http://www.noaa.gov/>