

Sistema de Aproveitamento de Energia de Maré com Múltiplas Lagoas

Álvaro Diogo Martins Silva

Dissertação para obtenção do grau de Mestre em
Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Prof. Doutor José Fernando Alves da Silva

Prof. Doutor João José Esteves Santana

Júri

Presidente: Prof. Doutor Rui Manuel Gameiro de Castro

Orientador: Prof. Doutor José Fernando Alves da Silva

Vogal: Prof. Doutor Ricardo Jorge Ferreira Luís

Novembro de 2016

Agradecimentos

Depois de todo o esforço e dedicação durante este meu percurso pelo Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores chega assim o momento em que este percurso se finda. Ao longo de todo este período diversos foram aqueles que me apoiaram e fizeram com que não perdesse a motivação e continuasse o meu percurso até atingir os meus objetivos.

Assim os meus agradecimentos vão em especial para:

A todo o grupo de amigos que criei quando cheguei ao Instituto Superior Técnico e me integraram sem problemas fazendo com que me sentisse um deles rapidamente. A estes um muito obrigado por tudo.

Ao professor Doutor José Fernando Alves da Silva e ao professor Doutor João José Esteves Santana por terem aceite ser os meus orientadores e por todo o interesse e apoio que me proporcionaram.

A todos os meus amigos de sempre que me acompanharam ao longo de todo o meu percurso académico e de toda a minha vida.

E por fim agradecer aos meus pais por me terem proporcionado a oportunidade de prosseguir os meus estudos nesta instituição de renome e por me apoiarem sempre e incondicionalmente. Agradecer também à minha irmã por toda a ajuda e apoio em todo este percurso e por todos os conselhos que me deu.

Resumo

Com este trabalho pretende-se analisar aproveitamentos hídricos diferentes dos convencionais, nomeadamente o aproveitamento das marés no estuário do rio Tejo. O desenvolvimento deste trabalho visa assim analisar o comportamento de um sistema de múltiplas lagoas de maré. Estas compõem alguns moinhos de maré localizados no Barreiro. Por forma a elaborar este estudo desenvolveu-se um modelo que permitisse a simulação do comportamento deste sistema, e a partir do qual se pudesse estudar a utilização deste sistema de lagoas para a produção de energia através do aproveitamento da amplitude das marés, como já é utilizado em outros locais. Assim, através da utilização de um modelo de simulação de um sistema de reservatórios de água comunicantes estabeleceu-se um modelo para simular os comportamentos das lagoas e do estuário do rio. Com vista a simular a produção de energia neste aproveitamento, utilizaram-se dois tipos de cálculo – um cálculo através de equações teóricas para estimar a potência disponível num aproveitamento hidroelétrico, e um cálculo com recurso a equações que descrevem o comportamento das turbinas hídricas utilizadas neste tipo de aproveitamentos. Estabeleceram-se alguns cenários de simulação, para avaliar a viabilidade económica do aproveitamento energético simulando que a energia produzida seria vendida no mercado de energia.

Palavras-Chave:

Amplitude das Marés; Energia das Marés; Lagoas de Maré; Mercado de Energia; Turbinas Hídricas.

Abstract

With this work it is intended to analyze hydric resources that are different from the established conventional ones, in particular the tidal resources of the estuary of Tejo river. The development of this work aims to analyze the behavior of a system with multiple tidal lagoons. These ones make part of old tidal mills that was located in this estuary, more precisely in Barreiro, Lisbon. In order to make this study we develop a model from which we can simulate the behavior of the multiple lagoons system and also can analyze the energy production that we can do taking advantage of the tidal range in the system. So through a simulation model of communicant water tanks we can establish a simulation model of the tidal lagoons and the river estuary. To simulate the energy production in this system we used two calculation modes – one through the theoretical equations to predict the available power in a hydropower plant, and other using the equations that describes the water turbine, used in this cases, behavior in the power conversion. In the end we established a few simulation scenarios to analyze the economic viability of the system simulating he energy selling that the system provides in the Portugal energy market.

Keywords:

Energy Markets; Water Turbines; Tidal Energy; Tidal Lagoons; Tidal Range.

Índice

Agradecimentos.....	iii
Resumo	iv
Abstract	v
Lista de Figuras	viii
Lista de Tabelas	x
Lista de Abreviaturas.....	xi
Lista de Símbolos	xii
Capítulo 1	1
1.1. Introdução.....	1
1.2. Enquadramento	2
1.3. Objetivos da Dissertação	4
1.4. Estrutura do Trabalho.....	5
Capítulo 2	6
Introdução à Energia das Marés	6
2.1. Introdução.....	6
2.2. Princípio Físico da Energia das Marés.....	7
2.3. Estado da Arte.....	10
2.3.1. Histórico.....	10
2.3.2 Princípios de Conversão da Energia das Marés	11
2.3.3. Tecnologias de aproveitamento da amplitude das marés.....	12
2.3.3.1 Sistemas <i>Single Basin</i>	13
2.3.3.2 Sistemas de Múltiplas Lagoas (<i>Double-Basin</i>).....	16
2.3.3.3 Tipos de Turbinas Utilizados nas Centrais Existentes	17
2.3.3.4 Principais Centrais de Maré em Operação	18
2.3.3.5. Potencial do aproveitamento da amplitude das marés	21
2.3.4. Tecnologias de aproveitamento das correntes das marés	22
2.4. Aproveitamentos Hidroelétricos	26
2.5 Mercado de Energia	27
Capítulo 3	28
Apresentação e Modelação do Sistema	28
3.1. Introdução.....	28
3.2. – Calculo Energético num Aproveitamento Hidroelétrico	29

3.2.1 – Turbinas Hídricas.....	31
3.2.1.1. Turbinas Hídricas Usadas em Aproveitamentos de Amplitude das Marés	34
3.3 Modelação de uma Turbina tipo Bulbo/Hélice	35
3.3.1 – Modelação da Turbina.....	35
3.3.2 – Controlo de Velocidade da Turbina	37
3.4. Sistema de Múltiplas Lagoas de Maré	39
3.4.1 – Modelação de um Reservatório de Água	40
3.4.3 – Modelação do Sistema de Múltiplas Lagoas de Maré.....	45
3.5. Modelo Completo	49
3.5.1 – Introdução da Turbina no Modelo de Reservatórios Comunicantes	49
3.5.2 – Execução do Processo de Bombagem de Água.....	50
Capítulo 4	52
Resultados da Simulação.....	52
4.1. Introdução.....	52
4.2. Enquadramento do Sistema Simulado.....	53
4.3. Simulações Realizadas	55
4.3.1. Cenário 1	55
4.3.2. Cenário 2	58
4.3.3. Cenário 3	61
4.3.4. Cenário 4	66
4.3.5. Análise Económica dos Cenários Simulados	69
Capítulo 5	74
Conclusões e Trabalhos Futuros	74
5.1. Introdução.....	74
5.2. Conclusões.....	75
5.3. Trabalhos Futuros	76
Referências	77
Anexos.....	80
Anexo 1 - Tabelas de Maré	81
Anexo 2 - Curvas de Utilização para Turbinas da Marca Ossberger.....	82
Anexo 3 – Tarifas de Acesso às Redes	83

Lista de Figuras

Figura 1- Quantidade de energia produzida por cada fonte no ano de 2014 [1].	2
Figura 2- Influência da Força Gravitacional da Lua. Adaptado de [4].	7
Figura 3- Influência da Força Centrífuga do sistema Terra-Lua. Adaptado de [4].	8
Figura 4- Influência da duas Forças. Adaptado de [4].	8
Figura 5- Comportamento periódico das marés.	9
Figura 6- Retrato histórico dos Moinhos de Maré do Barreiro. Adaptado de [7].	10
Figura 7- Modo de operação <i>Ebb</i> .	13
Figura 8- Modo de Operação <i>Flood</i> .	14
Figura 9- Modo de Operação Bidirecional.	15
Figura 10- Turbina Bulbo [39].	17
Figura 11- Turbina Straflo [39].	17
Figura 12- Central de Sihwa, Coreia do Sul. Adaptado de [8].	18
Figura 13- Central de La Rance, França. Adaptado de [11].	18
Figura 14- Central de Annapolis, Canada. Adaptado de [8].	19
Figura 15- Central de Jiangxia, China. Adaptado de [8].	19
Figura 16- Central de Kislaya Guba, Rússia. Adaptado de [14].	20
Figura 17- Amplitudes de maré no mundo [15].	21
Figura 18- (a) Turbinas de eixo horizontal [16]. (b) Turbinas de eixo vertical [16].	23
Figura 19- Turbina Seagen [19].	24
Figura 20- Plataforma Kobold [20].	25
Figura 21- Diagrama de carga e de produção de um dia em Portugal. Adaptado de [23].	27
Figura 22- Gráfico de gamas de utilização dos tipos de turbina [27].	31
Figura 23- Curvas típicas de rendimento das turbinas [27].	32
Figura 24- Figura da Esquerda: Turbina Bulbo/Hélice. Figura da direita: Turbina Straflo. Adaptado de [8].	34
Figura 25- Diagrama de velocidades numa pá de um rotor de uma turbina Kaplan. Adaptado de [28].	35
Figura 26- (A) Diagrama das componentes da velocidade de entrada. (B) Diagrama das componentes da velocidade de saída. Adaptado de [28].	36
Figura 27- Esquema Ilustrativo do sistema de 3 lagoas. Adaptado de [16].	39
Figura 28- Esquema ilustrativo da dinâmica de um tanque ou reservatório de água. Adaptado de [32].	40
Figura 29- Esquema ilustrativo das diferentes formas de Energia num reservatório. Adaptado de [32].	41
Figura 30- Esquema ilustrativo de um sistema de vasos comunicantes. Adaptado de [36].	43
Figura 31- Sistema de Múltiplas Lagoas de Maré. Adaptado de [16].	45
Figura 32- Esquema representativo da turbina inserida nas condutas de comunicação entre reservatórios.	49
Figura 33- Representação da execução do processo de bombagem.	50
Figura 34- Vista área do sistema de lagoas de maré no Barreiro.	53
Figura 35- Esquema A: Evolução da Maré e dos Níveis das Águas na Lagoa Caldeira Grande. Esquema B: Potência Gerada.	55
Figura 36- Esquema A: Evolução da Maré e dos Níveis das Águas na Lagoa Caldeira Grande.	

	Esquema B: Potência Gerada.	56
Figura 37-	Esquema A: Evolução da Maré e dos Níveis das Águas na Lagoa Caldeira Grande. Esquema B: Potência Gerada.	56
Figura 38-	Esquema A: Evolução da Maré e dos Níveis das Águas em ambas as Lagoas. Esquema B: Potência Gerada.	58
Figura 39-	Esquema A: Evolução da Maré e dos Níveis das Águas em ambas as Lagoas. Esquema B: Potência Gerada.	59
Figura 40-	Esquema A: Evolução da Maré e dos Níveis das Águas em ambas as Lagoas. Esquema B: Potência Gerada.	60
Figura 41-	Esquema A: Evolução da Maré e dos Níveis das Águas em ambas as Lagoas. Esquema B: Potência Gerada.	62
Figura 42-	Esquema A: Caudal afluyente da turbina. Esquema B: Potência Gerada.	63
Figura 43-	Esquema A: Velocidade de rotação, ω , da turbina. Esquema B: Potência Gerada.	63
Figura 44-	Esquema A: Pormenor da velocidade de rotação, ω , da turbina. Esquema B: Pormenor da potência gerada.	64
Figura 45-	Esquema A: Caudal afluyente da turbina. Esquema B: Potência Gerada.	65
Figura 46-	Esquema A: Evolução da Maré e dos Níveis das Águas em ambas as Lagoas. Esquema B: Potência Gerada.	67
Figura 47-	Esquema A: Evolução da Maré e dos Níveis das Águas em ambas as Lagoas. Esquema B: Potência Consumida.	68
Figura 48-	Preço médio de venda de energia no mercado no ano de 2015. Fonte: OMIP.	69

Lista de Tabelas

Tabela 1- Resumo de algumas características das centrais de maré em operação	20
Tabela 2- Classificação das centrais mini-hídricas quanto à potencia instalada [21].....	26
Tabela 3- Classificação das centrais mini-hídricas quanto à altura de queda [21].....	26
Tabela 4 – Resumo de todas as equações do modelo.....	48
Tabela 5- Parâmetros transversais a todas as simulações.	54
Tabela 6- Resultados da energia produzida obtidos através da simulação do cenário 1.	57
Tabela 7- Resultados da energia produzida obtidos, para cada lagoa, através da simulação do cenário 2.	59
Tabela 8- Resultados da energia produzida obtidos através da simulação do cenário 2 para o sistema de lagoas em conjunto.	60
Tabela 9 - Parâmetros nominais da turbina.	61
Tabela 10 - Parâmetros de projecto da turbina.....	61
Tabela 11- Resultados da energia produzida obtidos através da simulação do cenário 2 e 3. .	62
Tabela 12- Parâmetros nominais da turbina.	66
Tabela 13- Parâmetros de projecto da Turbina.....	66
Tabela 14- Resultados da energia produzida obtidos através da simulação do cenário 2 e 3. .	68
Tabela 15- Resultados obtidos para a produção de energia nos diversos períodos definidos. .	70
Tabela 16- Resultados obtidos para o período de produção de energia depois de executado processo de bombagem.	71
Tabela 17 – Resultados obtidos para análise do período de bombagem.....	72
Tabela 18- Resultados para os cenários de produção e consumo mais favoráveis e menos favoráveis.....	73

Lista de Abreviaturas

ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EMEC	European Marine Energy Centre
OMIP	Organização Mercado Ibérico Portugal
h	Horas
m	Metros
m ²	Metros quadrados
m/s	Metros por segundo
m ³ /s	Metros cúbicos por segundo
Kg	Quilograma
Kg/m ³	Quilograma por metro cubico
kW	Kilowatt
kW.h	Kilowatt hora
MW	Megawatt
MW.h	Megawatt hora
rad/s	Radianos por segundo
s	Segundo
°	Grau

Lista de Símbolos

A	Área da secção de um reservatório de água
A_1	Área da secção do reservatório 1
A_2	Área da secção do reservatório 2
A_3	Área da secção do reservatório 3
A_m	Amplitude da maré
A_U	Amplitude do sinal do caudal de entrada no reservatório de água 1
a	Área da secção de uma conduta de saída de água de um reservatório
a_{12}	Área da secção da conduta de água que liga o reservatório 1 ao 2
a_{13}	Área da secção da conduta de água que liga o reservatório 1 ao 3
a_{23}	Área da secção da conduta de água que liga o reservatório 2 ao 3
C_p	Coefficiente de Potência de ma turbina....
C_1	Velocidade absoluta da água à entrada do rotor de uma turbina
C_2	Velocidade absoluta da água à saída do rotor de uma turbina
d	Distância entre dois corpos
E	Energia produzida
E_1	Energia do fluxo sem turbina no sistema
E_2	Energia do fluxo com turina no sistema
E_{cin}	Energia cinética
E_{cons}	Energia consumida no processo de bombagem
E_{disp}	Energia disponível
E_{pot}	Energia potencial
e_w	Erro/desvio entre a velocidade específica e a velocidade de rotação da turbina
F	Força de atração
G	Constante universal de gravitação
g	Aceleração gravítica
H	Altura bruta
H_u	Altura útil
h	Nível de água num reservatório
h_1	Nível de água no reservatório 1
h_2	Nível de água no reservatório 2
h_3	Nível de água no reservatório 3
h_c	Perdas de carga num circuito hidráulico
J	Constante de Inércia
k	Constante de tempo
L	Comprimento da conduta de escoamento de água de um reservatório
M	Massa da Lua/Sol
M_{sz}	Máximo passo de calculo
m	Massa de água
m_{in}	Massa à entrada de um sistema
m_{out}	Massa à saída de um sistema
P	Potência
P_N	Potência nominal da turbina

P_{efet}	Potência efetiva de um aproveitamento hidroelétrico
P_{disp}	Potência teórica disponível num aproveitamento hidroelétrico
P_{max}	Potência máxima que é possível extrair de um fluxo de água
P_T	Potência extraída por uma turbina
p_c^{max}	Valor máximo das perdas de carga em percentagem da altura bruta
Q	Caudal teórico de água
Q_N	Caudal nominal de água
Q_{min}	Caudal mínimo de exploração
Q_{max}	Caudal máximo
Q_{12}	Caudal de água trocado entre o reservatório 1 e 2
Q_{13}	Caudal de água trocado entre o reservatório 1 e 3
Q_{23}	Caudal de água trocado entre o reservatório 2 e 3
Q	Caudal de escoamento de um reservatório
r	Raio do rotor da turbina
r_1	Raio entre o centro do rotor e a entrada de água na pá móvel da turbina
r_2	Raio entre o centro do rotor e a saída de água da pá móvel da turbina
S_r	Secção do rotor da turbina
T	Período
T_m	Período da maré
T_{mec}	Binário mecânico
T_{em}	Binário eletromagnético
T_{emN}	Binário eletromagnético nominal da turbina
U	Caudal de entrada num reservatório
u	Velocidade linear da turbina
u_1	Velocidade linear na entrada da pá móvel do rotor de uma turbina
u_2	Velocidade linear na saída da pá móvel do rotor de uma turbina
V	Volume
v	Velocidade de escoamento de um reservatório
v_1	Velocidade de escoamento de um reservatório à entrada da turbina
v_2	Velocidade de escoamento de um reservatório à saída da turbina
v_t	Velocidade de escoamento numa conduta com uma turbina inserida
Z	Sinal sinusoidal que representa a maré
α	Parâmetro da equação geral do rendimento de uma turbina
α_1	Ângulo de incidência do fluido na pá móvel do rotor da turbina
α_2	Ângulo de saída do fluido na pá móvel do rotor da turbina
β	Parâmetro da equação geral do rendimento de uma turbina
β_1	Ângulo de entrada do fluido da pá móvel do rotor da turbina
β_2	Ângulo de saída do fluido da pá móvel do rotor da turbina
δ	Parâmetro da equação geral do rendimento de uma turbina
χ	Parâmetro da equação geral do rendimento de uma turbina
ρ	Densidade de um fluido
η_{turbina}	Rendimento da turbina
η_{bomb}	Rendimento do processo de bombagem
η_{sistema}	Rendimento do sistema
ω	Velocidade de rotação da turbina
ω_N	Velocidade nominal de rotação da turbina
ω_{ref}	Velocidade de referência
Δh	Variação do nível de água num reservatório

Δm
 Δt

Varição de massa
Intervalo de tempo

Capítulo 1

1.1. Introdução

Neste capítulo é feita uma pequena introdução de todo o trabalho. Inicialmente é feito um pequeno enquadramento deste trabalho no âmbito da cada vez mais forte aposta nas energias renováveis como base de produção de energia.

Apresenta-se também neste capítulo os objetivos que motivaram a realização deste trabalho, sendo por fim apresentada a estrutura deste.

1.2. Enquadramento

A grande evolução tecnológica, económica e social da humanidade nos últimos anos assentou, em grande parte, na utilização de combustíveis fósseis. No entanto estes, devido ao seu uso excessivo, têm levado a uma crescente degradação ambiental do nosso planeta.

A produção de energia elétrica é um dos principais motivos para a utilização dos combustíveis fósseis, uma vez que o Homem está cada vez mais dependente desta para realizar as suas atividades.

Devido ao grande impacto, que os gases emitidos pela utilização dos combustíveis fósseis, têm na atmosfera como são exemplo o aumento do efeito de estufa, o aquecimento global, entre outros, cada vez mais têm sido adotadas medidas em todo o mundo para reduzir a utilização destes combustíveis na produção de energia elétrica, reduzindo a emissão de gases nocivos para a atmosfera devido a esta atividade.

Assim, em todo o mundo as energias renováveis têm vindo a ser desenvolvidas e utilizadas em grande escala por forma a que estas possam em definitivo ser uma alternativa válida às energias não renováveis, diminuindo assim impacto destas no meio ambiente.

Em Portugal, devido ao facto de ser um país com escassos recursos energéticos próprios, tais como o carvão, petróleo e o gás, a introdução das energias renováveis no setor eletroprodutor tem vindo a aumentar ao longo dos anos, tendo já um grande impacto neste mesmo sector. Segundo [1] é possível perceber a evolução e o impacto que as energias renováveis têm vindo a ter no sector da produção de energia elétrica, tendo estas em 2014 representado cerca de 62% da produção bruta em Portugal.

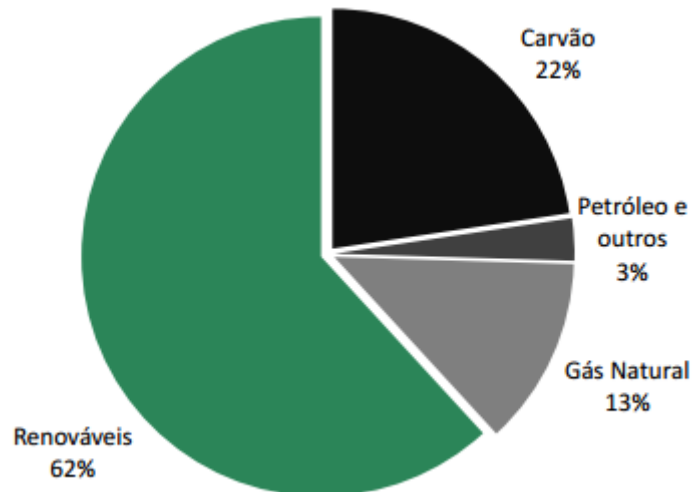


Figura 1- Quantidade de energia produzida por cada fonte no ano de 2014 [1].

No grupo das energias renováveis em Portugal, destacam-se a energia hídrica e a energia eólica, visto que são os dois recursos mais abundantes no nosso país e juntas representam cerca de 90.7% (41.8% Eólica e 48.9% Hídrica) da capacidade de produção de energia renovável instalada [1].

A energia elétrica produzida, em Portugal, a partir dos recursos hídricos é praticamente toda ela gerada através de barragens quer estas possuam armazenamento em Albufeira ou sejam de fio de água. Assim, as centrais hídricas portuguesas usam a diferença de altura que existe entre o nível a montante e o do rio a jusante da barragem, sendo este o método tradicional de aproveitamento dos recursos hídricos para a produção de energia elétrica.

Nos últimos anos, o método tradicional de aproveitamento dos recursos nas barragens, tem sido complementado com um sistema de bombagem. Este permite que em horas, denominadas de horas de vazio, onde exista excesso de energia na rede, essa mesma energia seja aproveitada para bombear água de volta para a albufeira da barragem, permitindo assim armazenar energia para utilizar em períodos de maior consumo. Algumas das centrais hidroelétricas nacionais, tais como a Central do Alqueva, possuem já essa capacidade, ou seja, podem já executar bombagem.

Os recursos hídricos podem ter outras formas de aproveitamento, de maneira a deles se extrair energia elétrica sendo que essas outras formas têm a ver com o aproveitamento da energia das ondas e das marés. Focando-nos na energia das marés esta pode ser obtida através de:

- Energia cinética, das correntes de deslocamento provocadas devido à maré.
- Energia potencial, através dos desníveis que se pode obter entre a maré alta e a maré baixa.

A energia das marés começou desde cedo a ser aproveitada através dos moinhos de maré, que antigamente serviam para a moagem de cereais, sendo esta aproveitada através da extração de energia das marés para fazer com que as mós, que equipavam os moinhos, se movimentassem e assim moessem os cereais.

Com o desenvolvimento da tecnologia, em alguns pontos do mundo a energia das marés começou a ser usada para a produção de energia elétrica. Um exemplo de sucesso é a Central de La Rance, França, inaugurada em 1966 e que possui cerca de 240 MW de potência instalada produzindo anualmente cerca de 540GWh. Este tipo de aproveitamento de energia é em tudo idêntico ao aproveitamento feito através das barragens (energia potencial), uma vez que utiliza o desnível entre dois pontos para produzir energia elétrica. Neste caso o desnível entre dois pontos é obtido através do aproveitamento da maré alta para armazenar água num reservatório (albufeira), esperando-se que a maré desça o seu nível, e assim, seja criado um desnível por forma a ser possível aproveitar a energia potencial criada por esse desnível criado.

Para além das centrais hidroelétricas convencionais em Portugal, de momento existe apenas uma central de cerca de 400kW de potência instalada que aproveita a energia das ondas. Esta central localiza-se na Ilha do Pico nos Açores.

Em Portugal, existem diversos locais onde é possível aproveitar as marés para a produção de energia. Assim surge a ideia desta dissertação, de desenvolver um modelo que simule o aproveitamento das marés através de um sistema de múltiplas lagoas de maré. O modelo desenvolvido vai servir então para analisar e estudar o potencial do estuário do rio Tejo e de algumas lagoas de maré que nele existem.

1.3. Objetivos da Dissertação

Com o objetivo de rentabilizar um espaço natural e promover o aproveitamento de energia das marés, pretende-se assim analisar a hidrodinâmica de um espaço no estuário do Tejo, composto por múltiplas lagoas, por forma a avaliar a capacidade de no mesmo espaço pode vir a ser projetada, futuramente, uma central de produção de energia elétrica através das marés, aproveitando a amplitude das mesmas.

Assim, pretende desenvolver-se um modelo de simulação que represente a variação das marés no local, para que seja possível estimar a energia que pode ser produzida. Este modelo vai ter por base um modelo de reservatórios de água comunicantes, que mais à frente será especificado.

Por forma a que estimativa de energia produzida seja o mais próximo possível da realidade pretende-se também modelar a turbina a ser colocada no local por forma a que esta seja reversível, ou seja, possa executar a função de turbina produzindo energia e a função de bomba armazenando água nas lagoas quando possível. Com este modelo executado pretende-se incluí-lo no modelo que representa as lagoas e a variação das marés (modelo dos reservatórios comunicantes) e assim obter os resultados referentes à produção de energia.

No modelo da turbina pretende-se também estabelecer alguns controlos para que a turbina possa extrair a máxima potência do sistema e assim obter máxima eficiência.

Por fim depois de desenvolvido todo o modelo de simulação pretende-se analisar a viabilidade económica da central modelada e concluir perante os resultados obtidos acerca da mesma, criando-se diversos cenários de produção de energia e avaliando-se os prós e contras dos mesmos.

1.4. Estrutura do Trabalho

O presente trabalho encontra-se dividido em 5 capítulos e 3 anexos.

No primeiro capítulo introdutório (Capítulo 1), é feito um enquadramento inicial do trabalho no âmbito das energias renováveis e são apresentados os objetivos e a estrutura do presente trabalho.

No segundo capítulo (Capítulo 2), efetua-se uma revisão bibliográfica dos temas abordados, e que estão na base de todo o trabalho, apresentando-se ainda o estado da arte.

O terceiro capítulo (Capítulo 3), é dedicado à descrição de todos os fundamentos teóricos aplicados no desenvolvimento do modelo de simulação bem como a descrição das turbinas utilizadas nos aproveitamentos hídricos, com principal incidência para as turbinas do tipo Bulbo ou Hélice que é o tipo escolhido para aplicar no sistema. Neste capítulo apresenta-se ainda uma descrição dos modelos criados.

No quarto capítulo (Capítulo 4), é feita uma breve apresentação dos cenários simulados e serão apresentados os resultados obtidos através da simulação dos mesmos, sendo também aqui feita uma análise dos mesmos.

Por fim o quinto capítulo (Capítulo 5) apresenta as conclusões gerais do estudo, bem como algumas ideias para trabalhos futuros.

Capítulo 2

Introdução à Energia das Marés

2.1. Introdução

Neste capítulo será feita uma breve introdução sobre os conteúdos abordados neste trabalho.

Inicialmente é feita uma apresentação relativa à teoria que descreve os fenômenos das marés nos oceanos do nosso planeta.

Por forma a melhor se entender a evolução do aproveitamento das marés no nosso planeta é feita também aqui uma descrição da evolução tecnológica deste tipo de aproveitamentos, que aplicações existem e que estudos têm vindo a ser desenvolvidos, apresentando-se assim um estado da arte.

2.2. Princípio Físico da Energia das Marés

A energia das marés é o trabalho associado às forças e movimento das águas afetadas pelos efeitos de maré. A origem da maré está nas forças gravitacionais de atração que existem, e se estabelecem, entre a Terra, a Lua e o Sol [2]. Estas forças criam então um movimento cíclico da massa de água dos oceanos que faz a superfície oceânica subir numas regiões e descer noutras, originando assim as marés.

As forças de atração estabelecidas entre uma massa de água na Terra e a lua, e entre uma massa de água na Terra e o sol, são descritas pela lei universal da gravitação de Newton:

$$F = G \frac{M \cdot m}{d^2} \quad [2.1]$$

Onde:

F- Força de atração

G- Constante Universal da Gravitação

M- Massa da lua/sol

m- Massa de água na terra

d- Distancia entre os dois corpos

Como já foi referido, tanto as forças gravitacionais do sol como a da lua causam o aparecimento das marés, no entanto devido à distância entre a Lua e a Terra ser menor que a distância entre o Sol e a Terra leva a que a força gravitacional de atração exercida pela Lua seja superior à exercida pelo Sol, cerca de 2.17 vezes superior, porque a força é inversamente proporcional ao quadrado da distância [3]. Este fenómeno leva a que no lado da Terra onde a lua se encontra mais próxima exista uma maior concentração de água, como é representado na figura 2.

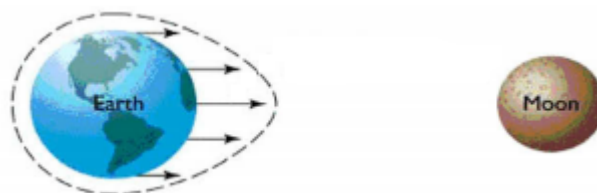


Figura 2- Influência da Força Gravitacional da Lua. Adaptado de [4].

Para equilibrar a força centrífuga associada ao movimento de rotação, origina-se também uma grande acumulação de água no extremo mais distante da lua, tal como é representado na figura 3.

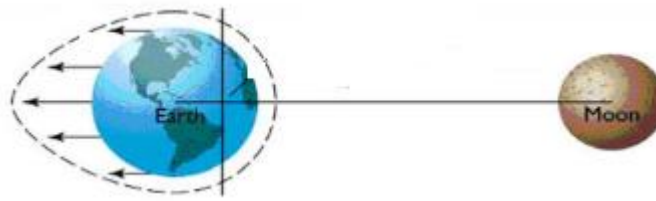


Figura 3- Influência da Força Centrífuga do sistema Terra-Lua. Adaptado de [4].

Assim, devido a este fenómeno podemos então afirmar que vão existir ao mesmo tempo na Terra locais onde existe uma maior concentração de água, que leva a um aumento do nível da superfície oceânica, e locais onde a concentração de água é mais reduzida, que leva a que nestes o nível da superfície oceânica seja menor, como está representado na figura 4.



Figura 4- Influência da duas Forças. Adaptado de [4].

Podemos então afirmar que vão existir dois níveis diferentes de marés ao mesmo tempo no planeta, que se distinguem consoante o nível da superfície oceânica aumenta ou diminui relativamente à superfície terrestre ou ao nível do mar, sendo esses dois níveis denominados de preia-mar e baixa-mar. Assim pode definir-se como:

- **Preia-mar:** quando a maré atinge o nível máximo das águas, no final do movimento da enchente da maré.
- **Baixa-mar:** quando a maré atinge o nível mínimo das águas, no final do movimento vazante da maré.

As marés são fenómenos que ocorrem em zonas costeiras e em zonas onde exista conexão com os oceanos, por exemplo nos estuários dos rios onde o movimento das massas de água dos oceanos influencia o nível dos rios nesse local. Este fenómeno da ocorrência das marés é um fenómeno periódico, sendo que este período varia devido aos movimentos da lua e do sol, aos efeitos gravitacionais que estes provocam e a algumas características geográficas. Assim, definem-se três tipos de maré:

Em geral, as marés são fundamentalmente influenciadas pelo comportamento lunar e apresentam um período de 12h e 25min [5], que coincide com o período lunar. A amplitude varia consoante o mês lunar, cerca de 29.5 dias [5], sendo que as marés com maior amplitude se registam quando a lua se encontra na fase de lua cheia ou lua nova e as de menor amplitude quando estamos no intermédio destas fases. Devido ao seu período ser de 12h e 25min estas variam de dia para dia, uma vez que, em média atrasam 50min por dia. Em cada período é possível atingir assim uma preia-

mar e uma baixa-mar, sendo que em pouco mais de 24h podemos obter dois períodos de maré. Estas assumem assim um comportamento que se pode aproximar de uma senoide, tal como é apresentado na figura 5.

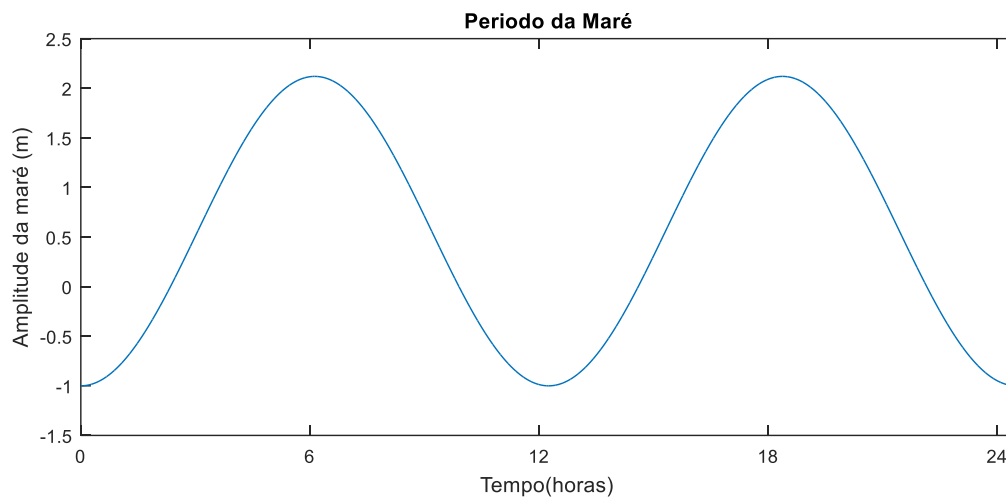


Figura 5- Comportamento periódico das marés.

Este comportamento apresentado é o mais habitual definindo-se que estas marés como marés semidiurnas, no entanto em algumas partes do planeta as marés não apresentam este tipo de comportamento. No Mar da China ou Taiti é possível encontrar um outro tipo de marés, denominadas de marés diurnas, em que o seu período corresponde a uma rotação completa da lua relativamente à terra, cerca de 24h e 50min. Existe ainda um terceiro tipo de marés que se ocorrem no Mar Mediterrâneo e em Saigon (Vietname), denominado de marés mistas, e que tem características dos outros dois tipos de marés já descritos sendo assim um misto dos dois.

Às marés estão associadas correntes de água que podem tomar duas direções diferentes consoante o período em que a maré se encontra. Assim, podemos ter correntes em direção à superfície terrestre, zona costeira, que é denominada de *flood* e correntes em direção inversa denominadas de *ebb*. Estas correntes apresentam velocidades diferentes que pode ir de zero até um valor máximo que varia de região para região. Os períodos em que as correntes das marés apresentam velocidades nulas são os períodos de repouso, que ocorrem nas transições do sentido das correntes.

Qualquer um dos períodos de vazante (*ebb*) ou enchente da maré (*flood*) pode ser aproveitado para a produção de energia elétrica como mais à frente será a apresentado e descrito.

2.3. Estado da Arte

2.3.1. Histórico

A energia das marés começou desde cedo a ser usada pelo Homem. Os primeiros registos de sistemas hidráulicos de aproveitamento das marés datam da idade média e podem ser encontrados por todo o mundo [6]. Estes tinham diversas aplicações desde a bombagem de água, moagem de cereais entre outras aplicações. Alguns exemplos são a utilização de grandes rodas hidráulicas que aproveitavam as marés para fazer a bombagem dos esgotos na cidade de Hamburgo, Alemanha, e que foram usadas até perto do século XIX e na cidade de Londres existiam também estas rodas hidráulicas por forma a fornecer à cidade água potável.

Em Portugal é também possível encontrar registos deste tipo de aproveitamentos de energia das marés, destacando aqui os moinhos de maré existentes no Barreiro. Nestes a energia das marés era aproveitada para fazer mover as mós, com que estavam equipados, moendo assim os cereais necessários para a alimentação da população. Estes moinhos continham uma lagoa (caldeira) que servia como reservatório de água, onde esta era acumulada durante a maré enchente. Posteriormente, aproveitando o desnível provocado pela dinâmica das marés, a água acumulada nessas caldeiras era aproveitada para fazer girar os moinhos que movimentavam as mós.



Figura 6- Retrato histórico dos Moinhos de Maré do Barreiro. Adaptado de [7].

Apesar dos registos bastante antigos de aproveitamento deste tipo de energia, os estudos e projeto de centrais de produção de energia elétrica aproveitando esta fonte, em dimensão industrial, só começaram a ser desenvolvidos no século XX.

O crescimento da indústria de produção de energia elétrica aliada ao desenvolvimento das sociedades levou também ao desenvolvimento de diversos tipos de equipamentos a partir dos quais se tornava possível aproveitar fontes naturais de energia e convertê-la em energia elétrica. Devido ao grande impacto ambiental que as fontes de energia convencionais tinham para com o ambiente, a comunidade científica começou então a interessar-se pelas fontes renováveis de energia aproveitando-as para a produção de energia elétrica.

Assim, os primeiros aproveitamentos da energia das marés para a produção de energia elétrica foram construídos e começaram a ser explorados depois da segunda guerra mundial, sendo exemplos desses aproveitamentos:

- La Rance, França (1966);
- Kislaya Guba, Rússia (1968);
- Annapolis, Canadá (1984);
- Jiangxia Creek, China (1985).

Posteriormente à implementação destes aproveitamentos, e devido à maior utilização da energia nuclear, o desenvolvimento deste tipo de aproveitamentos foi quase que abandonado pois um número muito reduzido de centrais foram construídas e de entre estas na sua maioria foram centrais de pequeno aproveitamento.

No entanto, em 2011 tornou-se operacional a maior e mais recente central de maré do mundo localizada em Sihwa, Coreia do Sul.

2.3.2 Princípios de Conversão da Energia das Marés

As marés devido às suas características físicas contêm componentes cinéticos e potenciais, devidos à subida e descida dos seus níveis e às correntes de maré. Podem então ser definidos dois tipos diferentes de tecnologias de aproveitamento da energia das marés:

- **Tecnologias de aproveitamento da amplitude das marés-** Este tipo de tecnologias aproveita a diferença de alturas existente entre as duas marés, entre a maré enchente (*flood*) e a maré vazante (*ebb*). Este tipo de aproveitamentos pode ser feito em locais como baías ou estuários onde exista movimento de grandes massas de água e a criação de altura entre as marés é feita através da construção de uma barragem tal como acontece nos rios. A energia é gerada através da utilização de turbinas de maré instaladas nas barragens;
- **Tecnologias de aproveitamento das correntes das marés-** utilizam a energia cinética presente nas correntes das marés, à semelhança do que é feito com o aproveitamento da energia do vento. Estas tecnologias têm sofrido um grande desenvolvimento nos últimos anos, no entanto ainda não existe nenhuma central de produção a grande escala que utilize este tipo de tecnologia.

2.3.3. Tecnologias de aproveitamento da amplitude das marés

As tecnologias utilizadas para extrair energia das marés através do aproveitamento da sua amplitude são em tudo idênticas às utilizadas nas tradicionais centrais hidroelétricas fazendo assim uso da energia potencial das marés. A potência disponível é descrita pela seguinte equação:

$$P_{disp} = \rho g Q H \quad [2.2]$$

Então, o ρ (em Kg/m^3) é a massa específica da água ou densidade da água, Q (em m^3/s) é o caudal volúmico de água, H (em m) é a altura bruta medida entre o nível de água a montante da barragem e o nível de água a jusante da mesma. A energia disponível depende assim da potência disponível no aproveitamento que é possível extrair e da duração do intervalo de tempo em que é extraída essa potência, uma vez que:

$$E_{disp} = \int_0^T P_{disp} dt \quad [2.3]$$

A principal diferença entre o mecanismo de aproveitamento tradicional e o mecanismo de aproveitamento de energia através da amplitude das marés, têm a ver com o facto de neste tipo de centrais o fluxo de água ser em ambos os sentidos, ou seja, bidirecional devido às correntes criadas pelas oscilações da maré. Este facto provoca uma constante alteração do lado da barragem onde é retida a água, para criar o desnível ao contrário do mecanismo tradicional, onde a água é retida permanentemente no mesmo lado e temos uma altura de queda que tende a ser constante. Outras das principais diferenças prende-se com a localização das centrais, uma vez que para o aproveitamento das marés as barragens são contruídas ao longo de baías ou estuários de rios, pois são locais onde o movimento das águas é influenciado pelas marés.

Assim, podemos definir dois tipos de estruturas diferentes por forma a aplicar este tipo de tecnologias, as barragens de maré e as lagoas. As barragens de maré consistem na construção de uma barragem num estuário de um rio ou numa baía que cria bloqueio total e permanente de uma determinada área. As lagoas de maré apesar de bloquearem uma determinada massa de água numa determinada área não servem de barreira por completo dessa mesma área.

Consoante os tipos de estrutura utilizada podem existir características que são acrescentadas aos sistemas por forma a torná-los mais rentáveis do ponto de vista da produção de energia. Estas passam pela utilização de sistemas de bombagem ou a utilização de múltiplas lagoas por forma a aumentar a capacidade de armazenamento permitindo assim produzir uma maior quantidade de energia. Podem então assim, em alguns casos, existir diferenças relativamente às formas de aproveitamento, pois estas podem ser feitas com recurso a apenas uma lagoa de armazenamento (*single basin*) ou com recurso a múltiplas lagoas (*double basin*), que geralmente não são mais do que duas [5].

Definindo-se se o sistema apresenta apenas uma lagoa de armazenamento ou múltiplas, podem também definir-se os modos de operação que vão ser utilizados para gerar energia elétrica.

2.3.3.1 Sistemas *Single Basin*

Nos sistemas de tradicionais onde apenas existe uma lagoa para armazenamento, tal como nas barragens tradicionais, existem três principais modos de operação o modo *ebb*, o modo *flood* e o modo bidirecional. A existência destes três modos deve-se como já foi referido anteriormente às constantes alterações que as marés sofrem devido aos princípios físicos que lhes dão origem.

Os princípios básicos em que estes modos assentam são:

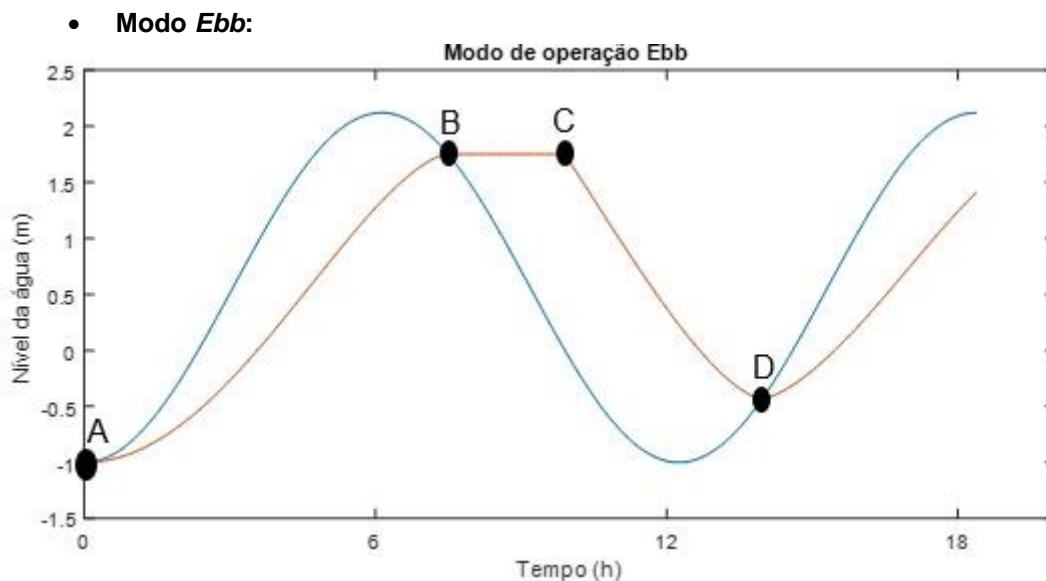


Figura 7- Modo de operação *Ebb*.

Neste modo de operação o reservatório vai armazenando água, uma vez que as comportas se encontram abertas aproveitando para isso a maré enchente (*flood*). Tal como é possível observar pelo esquema da figura 7, onde a curva a azul representa o nível do mar e a curva a vermelho simboliza o nível de água no reservatório, esta fase acontece entre os pontos A e B da figura. Quando se atinge o ponto em que o reservatório e o mar estão com o mesmo nível as comportas são fechadas seguindo-se um período de espera até estas voltarem a abrir, representado na figura 7 pelo período entre os pontos B e C. Durante este período pode ser adicionada água extra para o reservatório executando um processo de bombagem nos períodos onde exista baixo consumo de energia, levando a que esta seja mais barata. As comportas vão manter-se fechadas até que a maré do lado do mar vaze o suficiente para criar uma diferença de alturas apreciável entre os dois lados da central. Quando se atinge uma diferença adequada as comportas são abertas fazendo o fluxo de água passar pelas turbinas por forma a ser produzida energia elétrica, as comportas vão permanecer abertas até que se atinja a altura mínima para as turbinas consigam produzir energia com eficiência, representado na figura 7 pelo período entre os pontos C e D. A partir do ponto D o processo volta ao início repetindo-se ciclicamente.

Este é o modo mais utilizado, sendo aquele que consegue extrair mais energia por ciclo de

maré. No entanto quando existe este modo de funcionamento o fator de utilização da central é mais baixo uma vez que esta só produz energia durante cerca 2/3 horas por cada ciclo, ou seja, no máximo a central pode produzir energia duas vezes num só dia.

- **Modo Flood:**

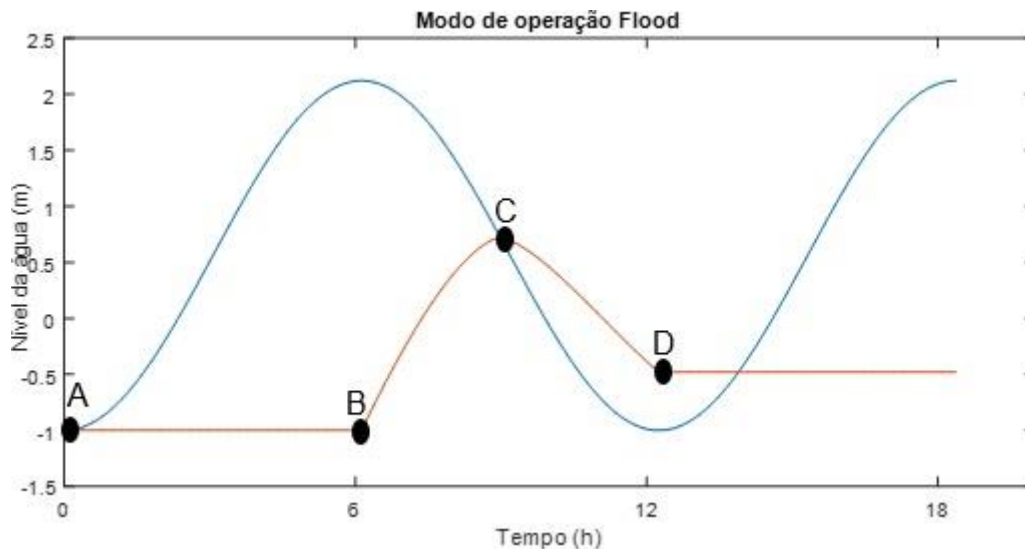


Figura 8- Modo de Operação Flood.

Neste modo de operação a energia é produzida quando o fluxo de água toma o sentido do mar para o reservatório. A descrição gráfica deste modo é feita na figura 8, onde a curva a azul representa o nível da água do mar e a curva a vermelho representa o nível de água no reservatório.

Como é possível observar pela representação gráfica da figura 8, inicialmente as comportas encontram-se fechadas até que a maré atinge o seu nível mais elevado (preia-mar), que corresponde também ao ponto onde existe uma maior diferença entre o nível do mar e nível da água na lagoa ou reservatório. Este período está representado entre os pontos A e B. Quando a preia-mar é atingida as comportas são abertas e o fluxo de água movimenta-se no sentido do reservatório passando pelas turbinas gerando-se energia elétrica, período representado entre os pontos B e C. As turbinas vão estar ativas e a gerar energia até que a diferença dos níveis de água nos dois lados atinja um valor mínimo a partir do qual a eficiência das turbinas seja muito reduzida. Quando esse valor é atingido as turbinas deixam de produzir, mas as comportas mantêm-se abertas, sendo que o fluxo de água vai acompanhar o baixar da maré até que a maré atinge o seu mínimo e as comportas voltam a fechar e o ciclo volta a repetir-se, período representado entre os pontos C e D.

Este modo de operação é muito pouco usado, sendo apenas utilizado em conjugação com o modo *ebb* como mais à frente será descrito. Isto deve-se ao facto de este modo produzir menos energia por ciclo de maré, pois o volume de água que é possível turbinar entre a preia-mar e o meio da maré é muito menor do que o volume de água disponível entre a baixa-mar e o meio da maré. É possível tirar esta conclusão também a partir da comparação da figura 7 e da figura 8, uma vez que podemos

observar que a diferença dos níveis da água do mar e da água no reservatório quando se utiliza o modo *flood* (figura 8) é muito menor do que quando se usa o modo *ebb* (figura 7). Assim, pelos motivos referidos este modo é muito pouco ou raramente usado como modo de operação principal de uma central de aproveitamento da energia das marés.

- **Modo Bidirecional:**

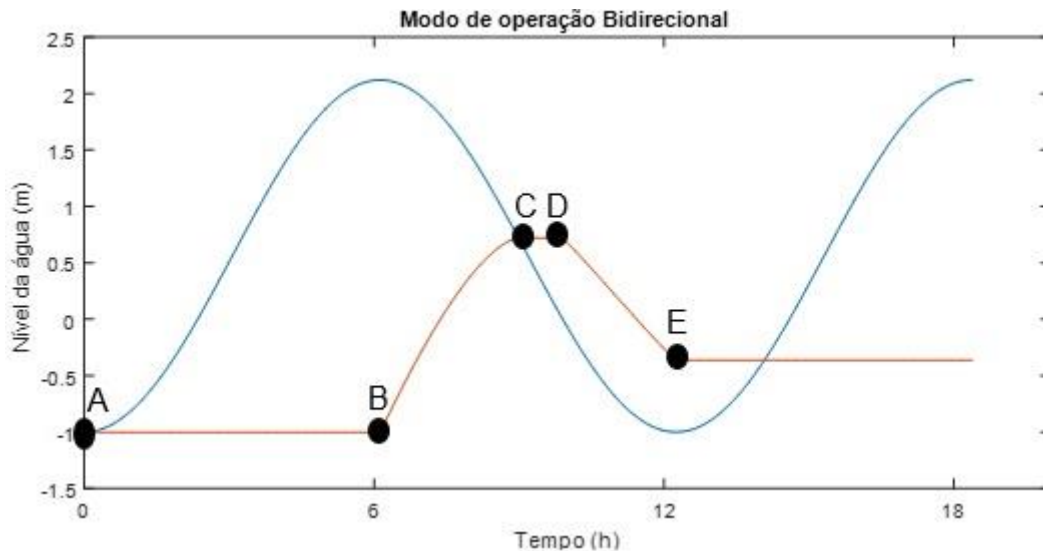


Figura 9- Modo de Operação Bidirecional.

Este modo de operação junta o modo *ebb* e o modo *flood* num só, utilizando os princípios dos dois modos para a geração de energia elétrica. A descrição gráfica deste modo é feita na figura 9, onde a curva a azul representa o nível da água do mar e a curva a vermelho representa o nível de água no reservatório.

Assim, enquanto nos encontramos no período enchente da maré (*flood*) as comportas do sistema encontram-se fechadas, representado pelo período entre os pontos A e B. Quando se atinge uma altura considerável, ponto B, as comportas são abertas fazendo com que a água flua pelas turbinas, do lado do mar para a lagoa, até que se atinja uma diferença mínima de alturas entre os dois lados a partir da qual a turbina entra numa zona de baixa eficiência, este período está representado entre os pontos B e C da figura. Em seguida as comportas são novamente fechadas até que se atinja de novo uma diferença de alturas considerável, entre a lagoa e o nível do mar, período entre o ponto C e o ponto D, quando esta altura é atingida as comportas são abertas e o fluxo de água é encaminhado para as turbinas produzindo-se novamente energia, período representado ente os pontos D e E.

Como já foi referido este modo de operação junta os dois anteriormente descritos num só. Este modo de operação de todos é aquele que leva a um maior fator de utilização da central, uma vez que consegue produzir energia duas vezes por cada ciclo de maré podendo produzir energia 4 vezes por dia. Apesar de o fator de utilização neste modo de operação ser superior aos outros, em termos de energia produzida este modo já não é tão eficiente como os outros dois. Este facto deve-se essencialmente devido a se utilizarem as duas fases marés para produzir energia o que leva a que as

diferenças de altura que se estabelecem nos sistemas sejam inferiores às estabelecidas nos modos onde se utiliza apenas uma fase da maré. Como as diferenças de altura são menores a potência máxima da central não apresenta valores muito superiores aos valores de uma central que utiliza o modo *ebb*. Todos estes fatores aliados à necessidade de as turbinas instaladas, em centrais que utilizam este modo de operação, possuírem a capacidade de ser reversíveis e de operar para baixas alturas leva a que a energia produzida tenha um elevado custo.

2.3.3.2 Sistemas de Múltiplas Lagoas (*Double-Basin*)

Quanto aos sistemas com recurso a múltiplas lagoas, consistem geralmente na utilização de duas lagoas de armazenamento existindo diferentes tipos de configurações diferentes propostas por forma a obter rendimento do uso das duas lagoas.

Uma dessas configurações consiste na utilização da energia produzida por uma das lagoas nos períodos de vazio, onde o consumo de energia é relativamente baixo, para executar bombagem de água para a segunda lagoa ficando esta armazenada e pronta para ser utilizada. Alguns destes conceitos são já utilizados nas tradicionais centrais hídricas localizadas nos rios.

Outra das configurações proposta é a utilização de duas lagoas que possam comunicar entre si, onde uma enche durante a subida da maré e a outra é mantida vazia. A turbina é colocada no canal onde as duas lagoas comunicam e assim, quando a maré atinge o seu ponto mais alto as comportas da turbina abrem sendo a água turbinada para a segunda lagoa, enquanto que no lado do mar a maré diminui o seu nível. Esta configuração tem como principal objetivo tornar a produção de energia contínua.

No entanto a configuração mais utilizada é a que utiliza a energia produzida por uma das lagoas para executar bombagem de água para a segunda lagoa, por forma a armazenar uma maior massa de água. Assim, é possível adequar a energia produzida ao consumo num determinado período.

A grande vantagem deste sistema prende-se com a possibilidade de a energia produzida ser colocada na rede em períodos de ponta, onde o consumo de energia é elevado e os preços de venda de energia são também mais elevados [5].

2.3.3.3 Tipos de Turbinas Utilizados nas Centrais Existentes

Os equipamentos principais de uma central produtora de energia são as turbinas instaladas, uma vez que são estas as responsáveis por converter a energia mecânica em energia elétrica. Estas devem ser cuidadosamente dimensionadas e projetadas pois a sua eficiência depende de diversas condições que devem ser previamente conhecidas tais como: a variação da altura útil, o caudal nominal, as condições de operação, se vai ser utilizada bombagem no sistema, entre outros [8].

Existem diversos tipos de turbinas no mercado. No entanto devido especificidade deste processo de aproveitamento das marés, as turbinas a utilizar devem ser eficientes para baixas alturas disponíveis e para caudais elevados. Assim, as mais usadas atualmente são [8]:

Turbina Bulbo/Hélice: este tipo de turbinas são as que apresentam melhores rendimentos em

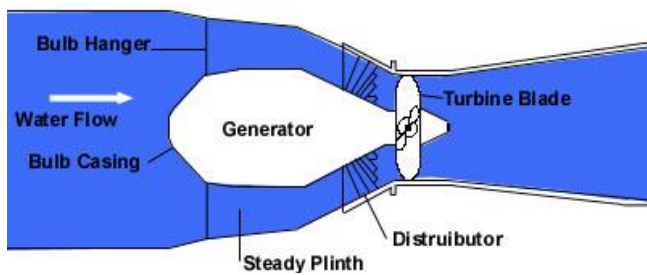


Figura 10- Turbina Bulbo [39]

aproveitamentos de baixas alturas disponíveis, sendo as mais utilizadas. Estas apresentam uma configuração em que o gerador se encontra encapsulado na forma de um bulbo (em forma de gota de água) fazendo parte integral da turbina. Devido a este aspeto a turbina encontra-se totalmente submergida, estando sujeita ao fluxo de água que a

atravessa. Este facto leva a que a sua manutenção seja difícil de executar e origina também um maior desgaste, uma vez que estas geralmente são submergidas em águas salgadas que provocam um maior desgaste dos componentes [8]. Estes tipos de turbinas são reversíveis e podem ser utilizadas em processos de bombagem de águas.

Turbina Straflo: estas turbinas diferenciam-se das bulbo uma vez que o gerador não se encontra

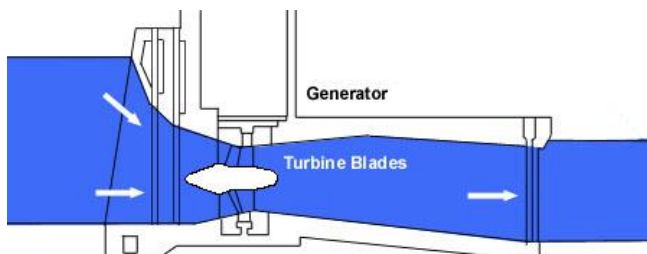


Figura 11- Turbina Straflo [39].

acoplado diretamente à turbina, ou seja, estes são dois componentes diferentes que estão ligados mediante um veio de ligação. Devido a isto apenas a turbina se encontra sujeita ao fluxo de água, não estando o gerador sujeito ao mesmo, o que facilita a sua manutenção. Este encontra-se colocado dentro do

paredão da barragem, sendo que não existe necessidade de fechar comportas para se poder aceder ao mesmo. Estas turbinas apenas podem operar de um modo, uma vez que não são reversíveis, e não permitem a execução de bombagem para armazenamento de água [8]. Devido a estas desvantagens as turbinas Straflo são pouco utilizadas, sendo utilizadas apenas na central de Annapolis, Canada.

2.3.3.4 Principais Centrais de Maré em Operação

Atualmente a energia das marés, para fins comerciais, é apenas aproveitada através de centrais que utilizam as oscilações de amplitude das marés para produzir energia elétrica pois este tipo de aproveitamento é o mais desenvolvido de momento. As principais centrais que se encontram neste momento operacionais e no mercado são:

Sihwa, Coreia do Sul – Para além de ser atualmente a maior central do mundo de produção



Figura 12- Central de Sihwa, Coreia do Sul. Adaptado de [8]

de energia através do aproveitamento das marés é também ela a mais recente. Entrou em operação em 2011, tem uma potência instalada de 254 MW distribuídos por 10 turbinas, sendo que cada turbina tem uma potência de aproximadamente 26 MW [9]. Esta central foi construída com base numa barragem já existente desde 1994 e que era utilizada essencialmente para agricultura acabando por em 2002 ser aprovado o projeto para a adaptação da mesma para uma central produtora de energia

através das marés [9]. A central apresenta um sistema só com uma bacia onde é armazenada a água e apresenta um modo de operação do tipo *flood*, devido a limitações no nível máximo que é possível atingir na bacia [10]. As amplitudes da maré atingem em média os 5.82m e anualmente a central produz cerca de 552.7 GWh.

La Rance, França – Esta central foi a primeira central no mundo a fazer o aproveitamento da



Figura 13- Central de La Rance, França. Adaptado de [11].

energia das marés, sendo uma das maiores do mundo atualmente. Entrou em operação em 1966 e tem uma potência instalada de 240 MW distribuídos por 24 turbinas reversíveis, do tipo Bulbo ou Hélice, cada uma delas de 10MW de potência nominal [11]. Localizada no rio Rance, norte de França, apresenta amplitudes de maré de 8.4m em média atingindo no máximo 13.5m. Esta central contém uma só bacia para o armazenamento de água, e combina o do modo de operação bidirecional com a capacidade de executar bombagem de água para armazenamento, bombando água do mar para a bacia que serve de

reservatório quando as amplitudes das marés são baixas, aumentando assim o aproveitamento da conversão de energia executado no modo *ebb*. Anualmente a central produz cerca de 540 GWh [11].

Annapolis, Canada – A central de Annapolis é neste momento a terceira maior central de



Figura 14- Central de Annapolis, Canada. Adaptado de [8].

produção de energia através das marés, apenas ultrapassada pela central de La Rance e pela central de Sihwa. Esta central começou por ser um projeto piloto com vista a explorar o potencial do aproveitamento da energia das marés, transformando-se mais tarde numa central produtora de energia com fins comerciais. Depois de quatro anos de construção a central entrou em operação em

1984. Localizada numa pequena ilha na foz do rio

Annapolis, a central situa-se numa região onde são registadas as maiores amplitudes de maré do mundo, *Bay of Fundy*. Neste local as marés podem atingir até 16m de amplitude registando-se médias de 12m [10]. Assim, a central tem apenas uma turbina instalada, do tipo Straflo, de 20 MW de potência o que faz com que a central possua uma potência instalada de 20 MW [5]. Esta central possui apenas uma bacia onde é feito o armazenamento da água proveniente das marés e utiliza um modo de operação do tipo *ebb* [10]. Anualmente a central tem uma produção que ronda os 30 GWh [5].

Jiangxia, China – esta central começou a ser construída em 1974, na Baía Yueqing situada



Figura 15- Central de Jiangxia, China. Adaptado de [8].

no mar da China oriental. Em 1980 foi instalada uma turbina de 500kW de potência, sendo que apenas em 1985 é que o projeto ficou concluído com a instalação de mais quatro turbinas, uma de 600 kW e três de 700 kW, ficando assim a central como uma potência instalada de 3.2 MW [12]. Em 2007 foi instalada mais uma turbina de 700 kW de potência, sendo assim reforçada a potência instalada (3.9 MW) [13]. Todas as turbinas instaladas são do tipo Bulbo. Esta central é neste momento a maior da

China e a quarta maior do mundo só atrás da central

de Sihwa (Coreia do Sul), de La Rance (França) e de Annapolis (Canada). A central apresenta também um sistema com uma única bacia de armazenamento de água e funciona com um modo de operação bidirecional [12], apresentado marés com amplitudes médias de 5.08m e no máximo estas podem atingir 8.39m.

Kislaya Guba, Rússia – esta central foi construída em 1968 pelo governo russo e tal como a



Figura 16- Central de Kislaya Guba, Rússia. Adaptado de [14]

central de Annapolis também esta foi um projeto piloto por forma a estudar o potencial desta fonte de energia e perceber se existiam condições para se construir outras centrais de maiores dimensões e capacidade. A central entrou em operação com apenas uma turbina instalada com 400 kW de potencia instalada, sendo assim a central de marés mais pequena do mundo [5]. O sucesso desta central levou ao desenvolvimento de estudo para

encontrar possíveis novas localizações na Rússia por forma a esta fonte de energia poder ser aproveitada em maiores dimensões.

Poucos são os projetos que utilizam esta forma de aproveitamento das marés, para produção de energia elétrica, que estão realmente em operação, no entanto cada vez mais esta fonte de energia tem vindo a ser estudada com vista a que o seu aproveitamento possa ser feito em maior quantidade e com maior eficiência. Na tabela 1 estão resumidas algumas das principais características das centrais que se encontram em operação e que anteriormente foram descritas.

Tabela 1- Resumo de algumas características das centrais de maré em operação

<i>Local</i>	<i>Ano de entrada em operação</i>	<i>Potência instalada (MW)</i>	<i>Produção Anual (GWh)</i>	<i>Altura das marés(m)</i>
<i>La Rance, França</i>	1966	240	500	8.4
<i>Kislaya Guba, Rússia</i>	1968	1.7	22	2.4
<i>Annapolis, Canada</i>	1984	20	50	16
<i>Jiangxia, China</i>	1985	3.9	0.65	5.08
<i>Sihwa, Coreia do Sul</i>	2011	254	552	5.6

2.3.3.5. Potencial do aproveitamento da amplitude das marés

As marés são não só um grande recurso como fonte de energia como podem ser aproveitadas em quase toda a parte do mundo. Estima-se que em todo o mundo as marés tenham uma capacidade de 3 TW, sendo que destes apenas 1 TW está realmente disponível para ser aproveitado nas regiões costeiras [15]. Estas regiões são geralmente onde existem maiores amplitudes de maré e de região para região estas amplitudes são bastante diferentes, podendo chegar até cerca de 17m de amplitude, visto que as características das regiões são diferentes. No meio dos oceanos a amplitude das marés é relativamente pequena, cerca de 0.5m como é possível observar pela figura 17, o que torna as regiões costeiras ainda mais importantes para que o aproveitamento desse recurso seja possível [15].

Uma vantagem que esta fonte de energia tem relativamente a outras, como a solar ou o vento, é o facto de ser mais previsível devido a repetir-se ciclicamente.

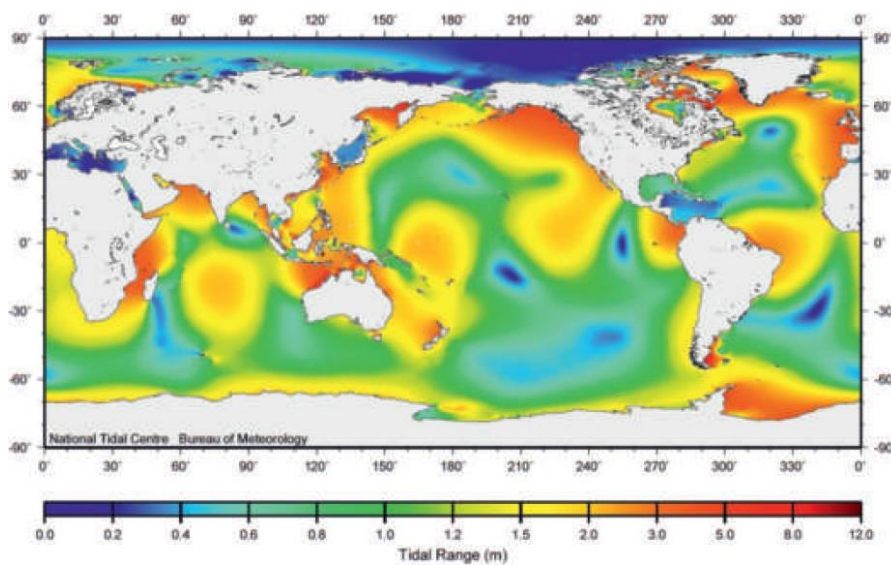


Figura 17- Amplitudes de maré no mundo [15].

2.3.4. Tecnologias de aproveitamento das correntes das marés

As correntes de maré correspondem ao movimento de grandes massas de água. O movimento destas massas de água, pode então também ele, ser uma grande fonte de energia, sendo uma outra forma de aproveitamento da energia das marés.

O princípio de operação das turbinas neste tipo de aproveitamentos, consiste em extrair a energia cinética do movimento das águas devido às correntes transformando assim essa energia em energia elétrica. Este tipo de tecnologias extrai a energia cinética do movimento das águas tal como as tecnologias eólicas extraem essa energia do vento. Existem, contudo, algumas diferenças devido às diferentes circunstâncias em que umas e outras operam [6]. A equação que descreve a potência máxima que se extrai do fluxo das águas com densidade, ρ ($\rho=1026 \text{ Kg/m}^3$), que atravessa um rotor com uma secção, S_r (m^2), com uma velocidade, v (m/s), é:

$$P_{max} = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot S_r \cdot v^3 \quad [2.4]$$

Onde, C_p é o coeficiente de potência da turbina, que simboliza a percentagem de energia que a turbina consegue extrair do movimento da água. Este coeficiente que muitas vezes é referido como limite de Betz, indica que uma turbina no máximo consegue extrair 59% da energia disponível. Esta teoria é utilizada na análise da energia eólica. Na energia das marés já foi demonstrado que é possível exceder este limite [5], no entanto muitos dos estudos realizados adotam o limite de Betz para desenvolver as análises.

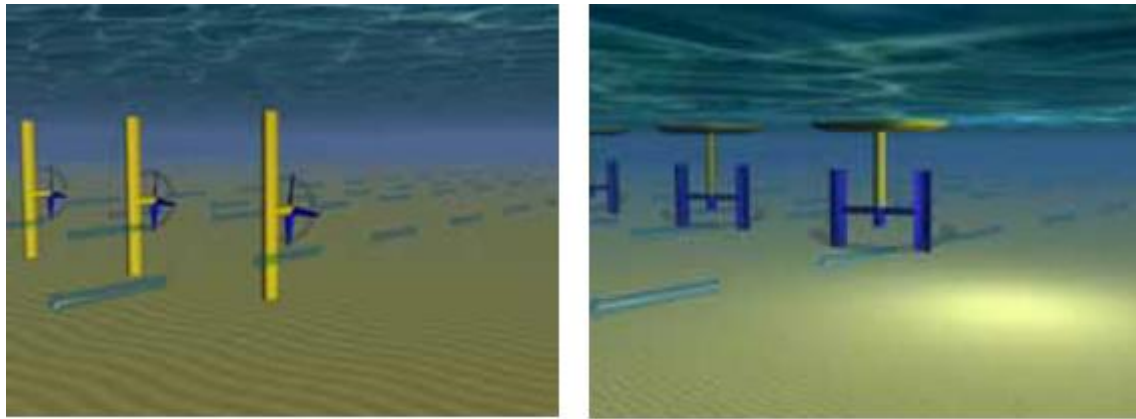
Como já foi referido devido a algumas circunstâncias o aproveitamento das marés e do vento apresentam algumas diferenças. Uma das principais diferenças entre o aproveitamento do movimento das marés e o aproveitamento do vento tem a ver com as densidades, uma vez que a água é cerca de 800 vezes mais densa do que o ar. No entanto, os fluxos de água das marés apresentam velocidades muito inferiores às atingidas pelo vento [5]. Em resultado das condições, anteriormente referidas, uma turbina de aproveitamento do movimento das marés e uma turbina eólica, que contenham a mesma potência nominal apresentam tamanhos diferentes, uma vez que a turbina de maré vai ter um tamanho mais reduzido e vai rodar com velocidades mais baixas relativamente à turbina eólica [6].

Nos últimos anos as tecnologias de aproveitamento da energia das marés têm sido alvo de diversos estudos, o que levou a uma grande evolução das tecnologias utilizadas, nomeadamente das tecnologias que fazem esse aproveitamento através das correntes de fluxo das marés. Existem mais de 70 tecnologias, em desenvolvimento, para aproveitar as correntes de maré existentes [16].

Contudo e apesar dos progressos significativos dos últimos anos este tipo de tecnologias ainda se encontra numa fase muito inicial, sendo que apenas existem alguns protótipos que já estão a ser testados [17]. A maior parte destes protótipos têm vindo a ser testados no *European Marine Energy Centre* (EMEC). Este centro, sediado em Orkney na Escócia, é primeiro centro de testes que oferece aos investigadores, desta área, a oportunidade de testar os seus protótipos em grande escala ligados à rede elétrica, e em excelentes condições de marés [6]. O EMEC encontra-se operacional desde 2005,

sendo que depois de testadas diversas tecnologias ainda não existe uma tenha sido identificada como a ideal para este tipo de aproveitamentos [5]. Existem, no entanto, algumas tecnologias que estão referenciadas pelo EMEC como sendo as principais, sendo os maiores focos as:

- **Turbinas de eixo horizontal**
- **Turbinas de eixo vertical.**



(a)

(b)

Figura 18- (a) Turbinas de eixo horizontal [16]. (b) Turbinas de eixo vertical [16].

Para além destes dois tipos existem ainda outros tipos de turbinas em estudo, no entanto os que têm recebido maior atenção quer a nível académico quer a nível comercial são os dois tipos em cima referidos.

As turbinas de aproveitamento dos fluxos das marés encontram-se completamente submersas, levando a que exista a necessidade de construir estruturas que as suportem e fixem no fundo do mar. Um aspeto importante na construção deste tipo de estruturas de suporte prende-se com a fixação destas mesmas estruturas, uma vez que a escolha do tipo de fundeamento depende das condições geográficas, da profundidade das águas, condições do fundo do mar da turbina que vai ser instalada e dos esforços a que a estrutura vai estar sujeita devido às correntes [16]. Assim, os principais modos de fixação das estruturas existentes são [16]:

- **Base Gravítica** – neste tipo a estrutura encontra-se fisicamente fixada ao fundo do mar através de uma base de cimento de grandes dimensões que muitas das vezes devido ao seu peso por si só fixa a estrutura no local, existindo alguns casos em que esta base tem de ser fixada adicionalmente para segurar a estrutura e a turbina.
- **Fundações Flutuantes** – neste caso as estruturas onde são fixadas as turbinas são flutuantes e estas são fixas ao fundo mediante sistemas que podem ser mais rígidos, no caso de a fixação do sistema ao fundo do mar ser feita com um sistema rígido, ou mais flexíveis, no caso de a plataforma flutuante ser fixa ao fundo do mar utilizando um cabo ou um conjunto deles colocados de forma a amarrar a estrutura.
- **Estrutura com Estacas** – aqui a estrutura é fixa ao fundo do mar através da colocação de estacas embutidas no fundo do mar, fixando assim a estrutura.

Por forma a executar este tipo de aproveitamento com a máxima eficiência, diversos protótipos de turbinas têm sido projetados e construídos. Como já foi referido ainda não existe uma tecnologia que seja consensual e que todos apontem como a ideal existindo, no entanto, duas tecnologias que têm merecido maior atenção e investimento [6]. Essas tecnologias são as seguintes:

Turbinas de eixo horizontal – Este tipo de turbinas aproveita o movimento horizontal dos fluxos de água para deles extrair energia, tal como na energia eólica [6] [16]. Assim, as pás da turbina rodam segundo um eixo horizontal e que é paralelo ao movimento do fluxo de água. Este tipo de turbinas é o preferido pela maior parte dos investigadores, uma vez que estas geralmente conseguem picos de eficiência superiores às turbinas de eixo vertical. Instaladas em locais onde as correntes apresentem velocidades elevadas, estas turbinas apresentam geralmente diâmetros de 16-18m. As turbinas são geralmente constituídas por duas ou três pás e apresentam sistemas de controlo para alinhar as pás com o fluxo de água (*pitch control*), aumentando assim a eficiência das turbinas. Um exemplo deste tipo de turbinas é:

- **Seaflow, Seagen.** Esta turbina foi desenvolvida pela empresa Marine Current Turbines Ltd.,



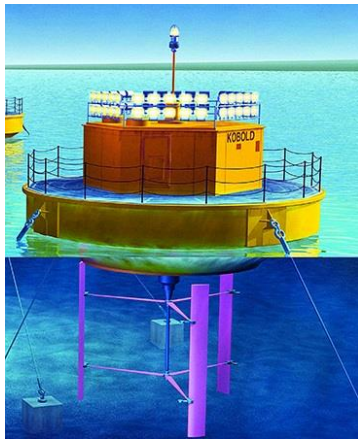
Figura 19- Turbina Seagen [19].

sediada no Reino Unido. Inicialmente um pequeno protótipo desta turbina, com uma potência de 15 kW e um diâmetro de 3.5m, começou por ser testado com sucesso entre 1999-2002. Em 2003 devido ao sucesso anterior, foi testado em mar aberto num local perto de Devon, Reino Unido, um protótipo de 300 kW e com um diâmetro de 15m. Este foi testado durante 3 anos, entre 2003 e 2006, confirmando a viabilidade da

tecnologia. Assim, em 2006 a empresa obteve a permissão para instalar em Stangford Lough, Irlanda do Norte, uma dupla turbina Seagen com 1.2MW de potência que mais uma vez confirmou a viabilidade da tecnologia encontrando-se conectado à rede elétrica desde 2008 [3] [18]. Atualmente a empresa encontra-se a desenvolver este modelo por forma a colocar no mercado um modelo com algumas alterações e com uma potencia de 2MW, estando também a executar um projecto com vista à instalação de vários modelos destes em linha num local [19].

Turbinas de eixo vertical – As turbinas de eixo vertical extraem energia do movimento dos fluxos de água tal como as turbinas de eixo horizontal, a diferença pretende-se que estas estão montadas num eixo vertical [16]. Assim, estas podem ser designadas como turbinas *cross-flow*, sendo que o seu eixo está posicionado perpendicularmente com o movimento do fluxo. Este tipo de turbinas apesar de, em comparação com as anteriores, apresentarem um pico de eficiência baixo, devido ao seu design apresentam também algumas vantagens [6]. Uma das principais vantagens deste tipo de turbinas prende-se com o facto de estas rodarem em qualquer direção, o que assegura que as turbinas funcionam seja qual for a direção do fluxo de águas. Outras das vantagens é a de que estas turbinas conseguem varrer maiores áreas do que as de eixo horizontal, o que leva a que as suas dimensões sejam mais reduzidas [6]. Esta última vantagem pode ser importante na execução de aproveitamentos em águas pouco profundas, onde as turbinas de eixo horizontal podem ter problemas devido às suas dimensões. Os diâmetros apresentados por estas turbinas podem atingir cerca de 16-18m. Um exemplo de um projecto desenvolvido e testado que utilizava este tipo de turbinas:

- **SeaPower, Kobold.** Este projecto foi teve inicio em 1995 e consiste numa turbina de eixo



vertical que aproveita o movimento das correntes marítimas para gerar energia. Tal como a maioria destas turbinas o sentido de rotação da do rotor é independente da direção da corrente. Depois de executados diversos testes com modelos à escala em tanques de teste, em 2002 foi instalado um protótipo desta tecnologia no estreito de Messina, Itália, acerca de 150-200m da costa, tendo sido conectada à rede elétrica daquela zona [18]. Esta tecnologia consiste numa plataforma flutuante, com 10m de diâmetro, que contém a turbina vertical submersa, sendo esta constituída por 3 pás de

Figura 20- Plataforma Kobold [20]. 5m de altura cada e apresenta um diâmetro de cerca de 6m [18]. A plataforma flutuante encontra-se fixa ao fundo do oceano através de 4 cabos de aço como representado na figura 20.

2.4. Aproveitamentos Hidroelétricos

As centrais tradicionais de aproveitamentos dos recursos hídricos podem caracterizar-se essencialmente a partir da altura de queda, do caudal, e da potência instalada das mesmas. Estas características permitem então agrupar as centrais hidroelétricas convencionais.

Em Portugal, o conceito de central mini-hídrica tem-se generalizado para designar aproveitamentos hidroelétricos que apresentem uma potência inferior a 10MW [21]. Assim, para as centrais mini-hídricas a classificação em função da potência instalada é a apresentada na tabela 2.

Tabela 2- Classificação das centrais mini-hídricas quanto à potencia instalada [21].

<i>Designação</i>	<i>Potência Instalada (MW)</i>
<i>Pequena central hidroelétrica</i>	<10
<i>Minicentral hidroelétrica</i>	< 2
<i>Microcentral hidroelétrica</i>	<0.5

Relativamente à altura de queda, estas são normalmente classificadas de acordo com o indicado na tabela 3.

Tabela 3- Classificação das centrais mini-hídricas quanto à altura de queda [21].

<i>Designação</i>	<i>Altura de Queda (m)</i>
<i>Baixa Queda</i>	2-20m
<i>Queda média</i>	20-150m
<i>Queda alta</i>	>150m

Os aproveitamentos hidroelétricos convencionais podem também diferenciar-se quanto à capacidade de armazenamento, uma vez que estes podem possuir essa capacidade [21].

Assim, os aproveitamentos hídricos que utilizam a amplitude das marés para extrair energia podem também ser classificados de acordo com as classificações estabelecidas para os convencionais. Geralmente as centrais de maré tomam a designação de centrais de baixa queda, uma vez que as marés não apresentam amplitudes muito elevadas, quanto à potência instalada podem obter uma classificação dependendo apenas e só da capacidade e do potencial do local onde estão inseridas.

2.5 Mercado de Energia

As centrais de produção de energia podem diferenciar-se consoante a sua utilização no mercado de energia, isto é, podem ser consideradas centrais de base ou então centrais de pico. As centrais de base são como a sua designação indica as centrais que se encontram em contínuo funcionamento já as centrais de pico são centrais que entram em funcionamento geralmente quando existem picos de carga e é necessário injetar na rede mais energia e rapidamente, exemplos deste tipo de centrais de pico são o caso das centrais hidroelétricas de albufeira que possuem capacidade de armazenamento de energia devido à execução de bombagem [22]. As centrais de base são geralmente as que utilizam combustíveis fósseis ou que não possuem capacidade de armazenamento e toda a energia que produzem tem de ser injetada para a rede no momento. Na figura 21 podemos observar um diagrama de cargas diário em Portugal (obtido para o dia 1/03/2016) onde se apresentam o consumo de energia e as principais fontes dessa energia.

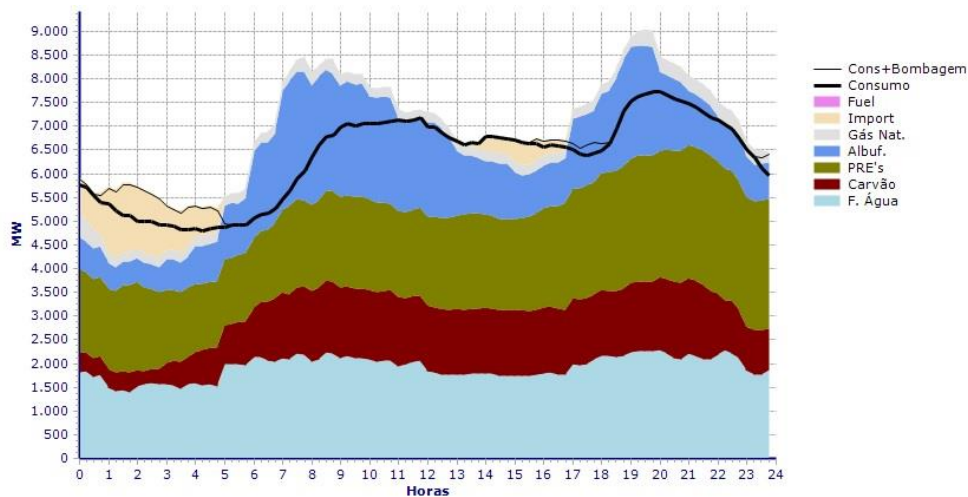


Figura 21- Diagrama de carga e de produção de um dia em Portugal. Adaptado de [23].

Quando à designação nos mercados de energia as centrais de maré consoante as suas potências instaladas podem ser centrais de ponta ou de base.

Através da figura 21 podemos observar ainda outra característica dos diagramas de carga que influencia o mercado de energia, que se centra no facto de o consumo desta apresentar oscilações. Este facto leva a que num mesmo dia o custo da energia seja diferente consoante o período em que se efetua esse consumo. Os períodos que provocam a oscilação dos custos podem ser definidos como:

- **Período de Ponta** – Este período regista-se nas horas de maior consumo de energia, e é neste período que o custo desta, para o consumidor, é mais elevado.
- **Período cheio** – Período onde se regista um consumo elevado, mas não se atinge a ponta de energia consumida.
- **Período de Vazio**– Este período regista-se nas horas de menor consumo de energia, e é neste período que o custo desta, para o consumidor, é mais baixo.

Capítulo 3

Apresentação e Modelação do Sistema

3.1. Introdução

Neste capítulo é descrita simplificada a base teórica em que assenta o modelo de simulação do sistema de múltiplas lagoas de maré, desenvolvido, por forma a analisar uma possível introdução no mesmo de tecnologias de aproveitamento da amplitude das marés com vista à produção de energia.

O modelo de simulação, desenvolvido, pode ser dividido em dois modelos separados que se combinam e formam um só. Estes dois modelos são o modelo que simula a dinâmica do movimento das marés no estuário do rio e nas lagoas, por forma a simular o funcionamento de uma barragem de maré, e o modelo da turbina a utilizar para se aproveitar a dinâmica das marés para produzir energia. Assim, neste capítulo serão apresentados e descritos estes dois modelos inicialmente em separado e depois será apresentado o modelo final completo.

3.2. – Calculo Energético num Aproveitamento Hidroelétrico

Ao longo deste texto já foi referido várias vezes que o aproveitamento da amplitude das marés para gerar energia elétrica em tudo se assemelha com os aproveitamentos hídricos feitos a partir das centrais hidroelétricas convencionais, apresentado, no entanto algumas particularidades impostas pelas dinâmicas das marés. Por definição neste tipo de aproveitamentos, os elementos mais importantes para que possa ser feita uma estimativa teórica da potência disponível são o caudal de água escoado e a diferença de alturas existente entre os dois diferentes níveis de água [21] [24] [25].

A potência teórica disponível num aproveitamento hidroelétrico pode ser representada pela equação [2.2].

Esta equação é obtida supondo que em ambos os lados da central hidroelétrica a água encontra-se à mesma pressão, pressão atmosférica, e sendo a água um fluido incompressível apresenta a mesma velocidade à entrada e à saída dos circuitos hidráulicos que a conduzem à turbina. Só assim é possível expressar então esta potência da forma apresentada.

Assim, pode então definir-se a potência teórica disponível (P_{disp}) para uma determinada altura H e para um determinado caudal Q , vindo esta expressa em Watts (W).

A partir da potência disponível podemos então obter a energia que pode ser extraída do aproveitamento, uma vez que, esta depende da potência disponível que é possível extrair e da duração do intervalo de tempo em que esta é extraída.

No entanto a expressão apresentada para a potência disponível não contabiliza eventuais perdas que possam existir nos circuitos hidráulicos, levando a que não estejam contabilizadas assim eventuais perdas que existam nesses mesmo circuitos e que influenciem a altura disponível e a energia disponível para transferência na turbina, sendo por isso mesmo uma estimativa teórica da energia produzível.

Por forma a ser obtida uma melhor estimativa teórica da potencia e energia disponível no aproveitamento podem ser inseridos alguns fatores que caracterizam as perdas existentes no sistema e que influenciam a produção de energia.

Considerando as perdas que existem nos circuitos hidráulicos podemos então afirmar que a nossa altura útil disponível, H_u , corresponde à subtração das perdas que ocorrem nos circuitos hidráulicos, denominadas de perdas de carga, h_c , e que se devem ao atrito existente nas tubagens, à altura bruta de queda, H , que é a distância medida entre o nível de água a montante e o nível a jusante [21]. A altura útil, H_u , é então:

$$H_u = H - h_c \quad [3.1]$$

As perdas de carga, h_c , podem ser calculadas através da equação seguinte [21]:

$$h_c = H p_c^{max} \left(\frac{Q}{Q_N} \right)^2 \quad [3.2]$$

Onde H (m) corresponde à altura bruta da queda, p_c^{max} (%) é o valor máximo das perdas de carga em percentagem da altura bruta, Q é o caudal afluyente e Q_N é o caudal nominal definido. Esta forma apresentada para calcular as perdas de carga existentes no sistema é uma forma simplificada de as contabilizar, existindo outras formas mais complexas a partir das quais é possível obter estas perdas. As formas mais complexas de contabilizar estas perdas incluem por exemplo a definição do tipo de escoamento existente e o material por onde se estabelece esse mesmo escoamento entre outros fatores que tornam o seu cálculo muito mais complexo [26], optando-se assim por utilizar neste texto a forma mais simplificada já descrita. Assim, e na ausência de informações sobre o valor máximo de perdas, p_c^{max} , do sistema este pode então tomar valores entre 3% e 5% [21].

Outro facto que pode influenciar a potência teórica disponível e conseqüentemente a energia produzida é o rendimento da turbina utilizada. Assim a potência efetiva disponível contabilizando perdas é dada por:

$$P_{efet} = \eta_{turbina} \rho g Q H_u \quad [3.3]$$

Para o cálculo da potência produzida para a rede elétrica podem ainda ser incluídos outros rendimentos do sistema, como o rendimento do gerador, do transformador e algumas perdas elétricas diversas que são independentes do caudal afluyente e da altura de queda [21]. Estes podem ser contabilizados no rendimento da turbina, e podem assumir valores típicos tais como:

- Rendimento do gerador: 95%
- Rendimento do transformador: 99%
- Rendimento do conversor de potência: 96%
- Perdas elétricas diversas: 2%

Assim podemos definir a energia efetivamente produzida no aproveitamento, sendo esta dada por:

$$E = \int_0^T P_{efet} dt \quad [3.4]$$

para utilizações onde exista elevada altura de queda e baixos caudais (tipo Pelton).

Para além da análise dos três parâmetros enunciados anteriormente é também necessário analisar a resposta de cada tipo de turbina às oscilações de caudal afluente, observando-se assim o seu rendimento perante essas oscilações. A partir da figura 23 podemos então concluir acerca deste facto e assim podemos especificar um pouco mais a situações onde cada tipo de turbina apresentado deve ser utilizado.

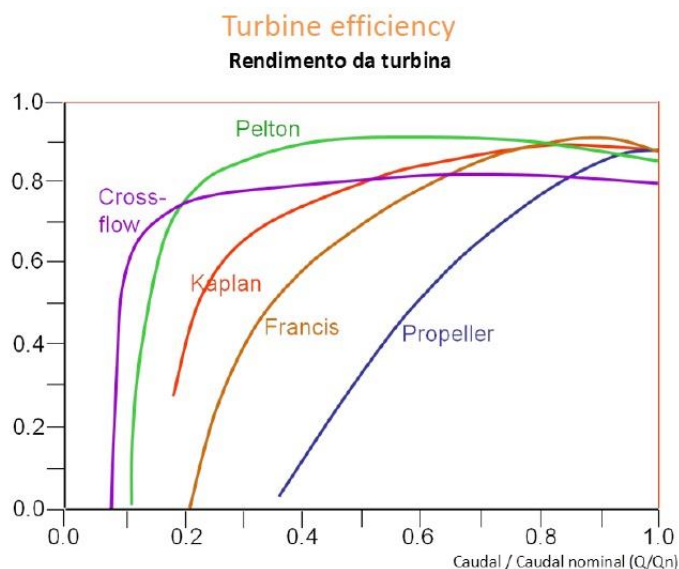


Figura 23- Curvas típicas de rendimento das turbinas [27].

Como é possível observar, através das curvas apresentadas na figura 23, em todas as turbinas existe uma zona onde apresentam uma grande sensibilidade às oscilações de caudal afluente. No entanto interessa perceber, principalmente, se a zona onde existe essa grande sensibilidade é extensa ou se pelo contrario é limitada.

Assim, através das curvas apresentadas podemos concluir que as turbinas Pelton e Kaplan são turbinas que apresentam uma baixa sensibilidade às oscilações de caudal afluente, uma vez que, apresentam curvas de rendimento que depois de uma curta fase inicial bastante inclinada estabilizam, e conseguem manter praticamente constante o seu rendimento mesmo perante variações de caudal. Pelo contrário podemos observar a curva das turbinas do tipo Hélice que apresenta uma grande inclinação e por isso uma elevada sensibilidade às variações de caudal afluente. No meio encontram-se as turbinas do tipo Francis que apresentam uma curva de rendimentos que não é tão plana como as curvas das turbinas Kaplan ou Pelton, mas também não apresenta a inclinação da curva das turbinas Hélice.

As turbinas Hélice são então um tipo de turbina que deriva das turbinas Kaplan, no entanto, as curvas de rendimento que apresentam são distintas das curvas de rendimento das turbinas Kaplan. Este facto deve-se a que as turbinas Hélice não são reguláveis, tais como a as turbinas Kaplan, ou seja, estas são turbinas de pás fixas e apenas permitem a sua regulação em vazio, ao contrário das Kaplan não permitindo assim a adaptação às oscilações de caudal que possam existir [21]. Estas turbinas devido às suas características são as mais adequadas para o aproveitamento das amplitudes de maré. De uma forma mais simplificada podemos definir que a curva que de rendimento de uma

turbina tipo hélice se pode aproximar da equação de uma reta, dada por [21]:

$$\eta_{Turbina} = 1.13 \left(\frac{Q}{Q_N} \right) - 0.23 \quad [3.5]$$

O rendimento das turbinas pode ser definido, de uma forma geral, através da fórmula apresentada na equação [3.6], sendo esta obtida através da análise de diversas curvas de rendimento de diferentes fabricantes de turbinas [21]. Assim o rendimento de uma turbina hídrica pode ser dado por:

$$\eta_T = \left\{ 1 - \left[\alpha \left| 1 - \beta \frac{Q}{Q_N} \right|^\chi \right] \right\} \delta \quad [3.6]$$

Para uma turbina do tipo Hélice os parâmetros correspondentes são:

- $\alpha = 1.25$
- $\beta = 1$
- $\chi = 1.13$
- $\delta = 0.905$

Através da figura 23 percebe-se que um dos principais fatores que influênciam o rendimento de uma turbina é a relação entre o caudal afluente e o caudal nominal existente num determinado instante. Analisando as curvas de rendimento apresentadas na figura 23 é também perceptível que as turbinas apresentam limites de exploração. Estes limites devem-se ao facto de que quando o caudal afluente de uma determinada turbina toma valores muito reduzidos relativamente ao caudal nominal da mesma, o rendimento desta degrada-se bastante. Devido a este facto os fabricantes definem assim zonas de operação para as turbinas onde os rendimentos obtidos não apresentam variações elevadas nem valores demasiado baixos. Estes limites são geralmente impostos pela definição de um caudal mínimo de exploração para as turbinas [21].

O caudal mínimo é definido em função do caudal nominal da turbina, sendo que, por exemplo, para uma turbina do tipo Hélice este é:

$$Q_{min} = 0.65Q_N \quad [3.7]$$

Concluimos então que as turbinas do tipo Hélice, quando o caudal afluente apresenta valores inferiores a 65% do caudal nominal são desligadas uma vez que os rendimentos obtidos são muito baixos. O mesmo raciocínio pode ser feito para todas as outras turbinas para as quais se apresentam as curvas de rendimento na figura 23, podendo assim definir-se os limites de exploração para cada uma delas.

3.2.1.1. Turbinas Hídricas Usadas em Aproveitamentos de Amplitude das Marés

Os aproveitamentos hidroelétricos com base na amplitude das marés são, geralmente, aproveitamentos onde a altura de queda é baixa e os caudais afluentes são elevados. Analisando estes fatores podemos então concluir que as turbinas indicadas para estes tipos de aproveitamentos se encontram no grupo das turbinas de reação e têm de ser do tipo Kaplan. Dentro das turbinas do tipo Kaplan existem duas derivações deste tipo que são as mais indicadas para usar nestes aproveitamentos de maré, sendo estas a turbina Bulbo ou Hélice e a turbina Straflo, já referidas anteriormente no capítulo 2.

As turbinas utilizadas na maior parte deste tipo de aproveitamentos são as turbinas do tipo Bulbo ou Hélice. Este facto deve-se ao sucesso comprovado destas turbinas nos aproveitamentos onde foram implementadas [8]. Relativamente à utilização estas turbinas apresentam também a vantagem de poder operar em qualquer um dos modos existentes, uma vez que são reversíveis. Para além de permitirem uma operação nos dois sentidos permitem também a execução de bombagem com vista ao armazenamento de água que mais tarde possa ser utilizada para a produção de energia. No entanto quando estas se encontram a operar no sentido inverso ao convencional apresenta rendimentos inferiores, a rondar os 72%, a quando opera no sentido normal, onde apresenta rendimentos que podem rondar os 90.5% [8].

As turbinas do tipo Straflo não são praticamente utilizadas. Neste momento apenas uma turbina deste tipo se encontra instalada em apenas uma central de maré, localizada em Annapolis como anteriormente já foi referido. Por comparação com as turbinas do tipo Hélice e segundo os dados recolhidos durante o período em que esta tem estado em operação, esta turbina apresenta rendimentos de 78-89% próximos dos rendimentos apresentados pelas turbinas Hélice. No entanto estas apresentam uma grande desvantagem, por comparação com as turbinas Hélice, que é o facto de não ser reversível o que limita a produção. A vantagem que este tipo de turbina apresenta é o seu custo de produção que é mais reduzido do que o das turbinas hélice.

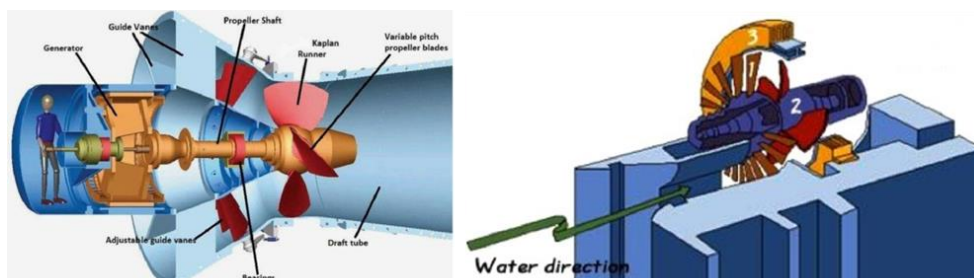


Figura 24- Figura da Esquerda: Turbina Bulbo/Hélice. Figura da direita: Turbina Straflo. Adaptado de [8].

O desenvolvimento das tecnologias para o aproveitamento das amplitudes das marés pouco tem evoluído desde que este recurso começou a ser explorado, muito por culpa do sucesso alcançado pelas turbinas Hélice. Outro motivo é o facto de este tipo de aproveitamentos ser muito dispendioso e os investidores arriscarem o mínimo possível, optando sempre por instalar turbinas com provas dadas por forma a minimizar o risco [8].

3.3 Modelação de uma Turbina tipo Bulbo/Hélice

No sistema de simulação desenvolvido a turbina escolhida para incorporar no mesmo é uma turbina do tipo hélice. Importa assim apresentar a turbina e a sua modelação necessária por forma a simular o mais próximo possível da realidade a operação da mesma. Para além da modelação da turbina será descrito também o controlo de velocidade estabelecido por forma a maximizar a sua operação.

3.3.1 – Modelação da Turbina

As turbinas Bulbo ou Hélice são turbinas que derivam das turbinas Kaplan, sendo que o aspeto das pás e o design são semelhantes nos dois tipos, uma vez que ambas as turbinas são axiais [21]. Este facto leva a que a interpretação das direcções do fluxo de água seja equivalente para estas turbinas. Assim, a equação que representa a potência que o fluxo de água transfere para o rotor da turbina é [24] [28]:

$$P_T = \rho Q(c_1 u_1 \cos \alpha_1 - c_2 u_2 \cos \alpha_2) [3.8]$$

Onde, ρ (em Kg/m^3) é a massa específica da água ou densidade da água, Q (em m^3/s) é o caudal volumico de água, c_1 e c_2 (m/s) são as velocidades absolutas da água à entrada e à saída, respetivamente, do rotor de uma turbina, u_1 e u_2 (m/s) são as velocidades lineares da água à entrada e à saída, respetivamente, da pá móvel do rotor de uma turbina e que são geralmente iguais, α_1 e α_2 ($^\circ$) são os ângulos de incidência e de saída do escoamento das pás moveis do rotor da turbina.

Na figura 25 apresenta-se o diagrama onde são apresentadas as diferentes componentes da velocidade decompostas.

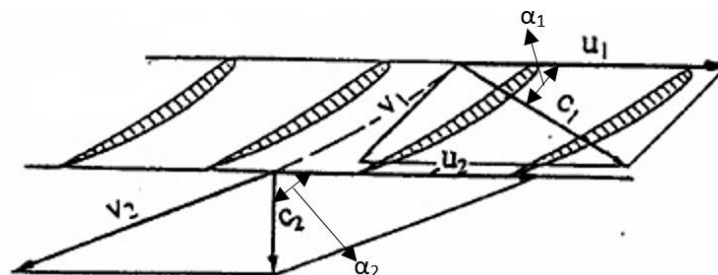


Figura 25- Diagrama de velocidades numa pá de um rotor de uma turbina Kaplan. Adaptado de [28].

Sabendo que a turbina roda com uma velocidade angular, ω , e que esta se encontra relacionada com a velocidade linear, u , de deslocação da pá através do raio, r , do rotor, podemos então definir que:

$$u = \omega r [3.9]$$

Pode assim reescrever-se a equação geral para a potência extraída do rotor de uma turbina [3.8], obtendo-se:

$$P_T = \rho Q \omega (c_1 r_1 \cos \alpha_1 - c_2 r_2 \cos \alpha_2) \quad [3.10]$$

A partir da análise da equação [3.10] pode perceber-se que o ângulo α_2 deve tomar valores próximos dos 90° para que a potência extraída pela turbina seja a maior possível [24]. Assim minimizando o segundo termo da equação [3.10] pode então obter-se uma maior eficiência do processo, sendo que o rendimento da turbina é assim maior. As velocidades absolutas c_1 e c_2 podem ser obtidas através do conhecimento das velocidades do fluido, v_1 e v_2 , e dos ângulos β_1 e β_2 , sendo apresentados os diagramas das velocidades na figura 26.



Figura 26- (A) Diagrama das componentes da velocidade de entrada. (B) Diagrama das componentes da velocidade de saída. Adaptado de [28].

Por forma a obter as velocidades absolutas através destes diagramas recorre-se então à semelhança de triângulos dos diagramas da figura 26. A partir do diagrama (A) podemos obter que:

$$c_1 = \frac{v_1}{\tan \alpha_1} \quad [3.11]$$

A partir do diagrama (B) podemos obter que:

$$c_2 = v_2 \sin \beta_2 \quad [3.12]$$

Assim, e sabendo que o binário mecânico é dado por:

$$T_{mec} = \frac{P_T}{\omega} \quad [3.13]$$

Então podemos definir o também o binário mecânico que é aplicado ao rotor da turbina, que é dado por:

$$T_{mec} = \rho Q (c_1 r_1 \cos \alpha_1 - c_2 r_2 \cos \alpha_2) \quad [3.14]$$

A turbina Hélice ou Bulbo é então modelada neste sistema através da equação [3.10] que representa a potência que o rotor da turbina é capaz de extrair de um determinado fluxo de água.

3.3.2 – Controlo de Velocidade da Turbina

A turbina apresenta então uma velocidade de rotação, ω , que varia consoante as condições de caudal que por esta flui. Como estas condições não são constantes no tempo, interessa então controlar a velocidade de rotação da turbina para que esta em cada instante de tempo apresente a máxima eficiência possível. Adotando uma estratégia de controlo não linear temos que definir então uma velocidade de referencia, ω_{ref} , para a qual a máquina produz a máxima potência possível, P_{max} . Para definir esta velocidade define-se então que num determinado instante a:

$$P_T = P_{max} \quad [3.15]$$

Em que P_{max} é a máxima potência que é possível extrair do fluxo de água e P_T é a potência que a turbina extrai do fluxo de água. Então:

$$\eta_{Turbina} \rho Q g H = \rho Q \omega (c_1 r_1 \cos \alpha_1 - c_2 r_2 \cos \alpha_2) \quad [3.16]$$

Desenvolvendo a igualdade podemos obtermos a equação para a ω_{ref} , que é dada por:

$$\omega_{ref} = \frac{\eta_{Turbina} g H}{(c_1 r_1 \cos \alpha_1 - c_2 r_2 \cos \alpha_2)} \quad [3.17]$$

Assim, pretende-se que em cada instante a máquina apresente a velocidade de rotação para a qual se maximiza a potência desenvolvida pela turbina, define-se assim como objetivo do controlo que [29]:

$$\omega = \omega_{ref} \quad [3.18]$$

Define-se que o desvio ou erro e_w do objetivo é dado por [29]:

$$e_w = \omega_{ref} - \omega = 0 \quad [3.19]$$

A dinâmica da velocidade de rotação, ω , é definida por:

$$J \frac{d\omega}{dt} = T_{mec} - T_{em} \quad [3.20]$$

Atendendo à estratégia de controlo utilizada, esta tem de satisfazer a condição de estabilidade [29]:

$$e_w \frac{de_w}{dt} < 0 \quad [3.21]$$

Então define-se que [30]:

$$\frac{de_w}{dt} = -k e_w, k > 0 \quad [3.22]$$

A constante toma valores positivos e assume a seguinte forma:

$$k = \frac{1}{M_{sz}} \quad [3.23]$$

Sendo que, M_{sz} , esta relacionado com o passo de cálculo do sistema.

Depois de definida a constante, k , e com base na equação [3.22] podemos então definir que a derivada do erro é:

$$\frac{de_w}{dt} = \frac{d\omega_{ref}}{dt} - \frac{d\omega}{dt} = -k(\omega_{ref} - \omega) \quad [3.24]$$

Substituindo a equação [3.20] na [3.24], então:

$$\frac{d\omega_{ref}}{dt} - \frac{T_{mec} - T_{em}}{J} = -k(\omega_{ref} - \omega) \quad [3.25]$$

Desenvolvendo a equação [3.25] podemos assim obter o T_{em} e controlar assim a velocidade de rotação da máquina. Este é dado por:

$$T_{em} = -kJe_w + T_{mec} - J \frac{d\omega_{ref}}{dt} \quad [3.26]$$

A estratégia de comando assenta então no facto de que o erro e_w , em valores instantâneos, nem sempre vai ser nulo, uma vez que a velocidade de rotação, ω , vai apresentar pequenas variações em torno da velocidade de referência. Essas variações podem ser traduzidas através do erro, e_w , e implica a seguinte estratégia de comando:

$$\begin{aligned} e_w > 0 &\rightarrow \omega_{ref} > \omega \rightarrow \omega \uparrow \rightarrow \frac{d\omega}{dt} > 0 \rightarrow T_{em} \downarrow \\ e_w = 0 &\rightarrow \omega_{ref} = \omega \rightarrow \omega \rightarrow \frac{d\omega}{dt} = 0 \rightarrow T_{em} \quad [3.27] \\ e_w < 0 &\rightarrow \omega_{ref} < \omega \rightarrow \omega \downarrow \rightarrow \frac{d\omega}{dt} < 0 \rightarrow T_{em} \uparrow \end{aligned}$$

3.4. Sistema de Múltiplas Lagoas de Maré

O sistema desenvolvido pode então ser descrito como um sistema constituído por duas lagoas de maré localizadas no estuário de um rio, e que sujeitas às dinâmicas das marés desse mesmo rio podem ser pontos de armazenamento de massas de água movimentadas pelas marés.

Assim, dentro deste modelo é feita uma modelação das lagoas e uma modelação das marés, de maneira a simular o comportamento das lagoas quando estão sujeitas às dinâmicas oscilantes das marés.

A modelação das lagoas foi um processo que requereu algum estudo e análise de diversos modelos já usados por forma a simular a dinâmica existente que provoca as constantes oscilações no nível das águas nas mesmas de uma forma simples, mas eficaz.

Uma vez que as tecnologias a aplicar e a estudar se concentram no aproveitamento da amplitude das marés, podemos então considerar que o comportamento das lagoas e as suas dinâmicas são idênticas às existentes numa barragem tradicional, com a diferença de que o nível das águas no interior das mesmas varia, como já foi referido. Podemos então dizer que as lagoas, individualmente, apresentam uma dinâmica semelhante à dinâmica de um normal reservatório de água ao ar livre, com as devidas exceções, podendo-se assim modelar uma lagoa através desta semelhança [31].

Com base no referido anteriormente, definiu-se que a modelação das lagoas de maré, individualmente, seria feita como se de reservatórios individuais de água se tratassem e que estes formariam um sistema de vasos comunicantes, estabelecendo-se assim um modelo em que as lagoas poderiam trocar fluido entre si.

O sistema a modelar é então constituído por duas lagoas de maré e o estuário de um rio. Assim e, considerando que o estuário do rio pode ser aproximado a uma lagoa de elevadas dimensões por comparação com as outras duas, vamos então obter um sistema de três lagoas comunicantes, tal como é ilustrado na figura 27.

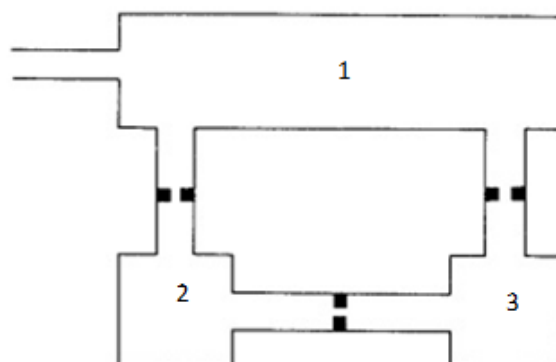


Figura 27- Esquema Ilustrativo do sistema de 3 lagoas. Adaptado de [16].

Nos pontos seguintes serão apresentados os modelos dos reservatórios, bem como a modelação do sistema que lhes permite trocar fluido entre si. É ainda apresentada a descrição da modelação das marés.

3.4.1 – Modelação de um Reservatório de Água

O modelo de simulação da dinâmica de um reservatório de água que se encontre ao ar livre apresenta as mesmas condições a que uma lagoa de maré pode estar sujeita, na figura 28 encontra-se esquematizado um reservatório de água.

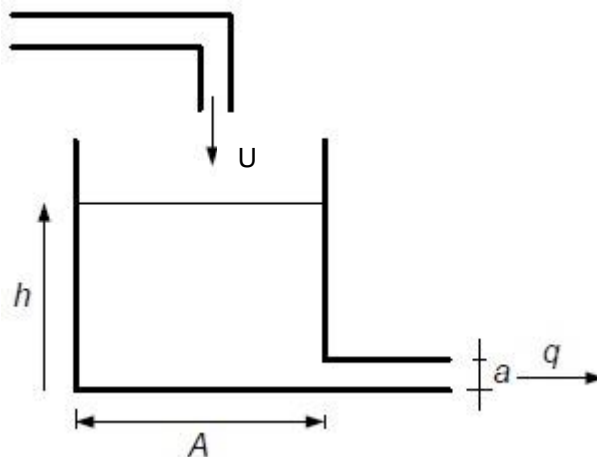


Figura 28- Esquema ilustrativo da dinâmica de um tanque ou reservatório de água. Adaptado de [32].

Na figura 28 é então possível observar o caudal de entrada de água no reservatório, U , o nível de água no reservatório, h , a área da seção do tanque, A , área da conduta por onde é feito o escoamento de água do reservatório, a , e por fim o caudal de escoamento de água do reservatório, q .

A modelação deste sistema pode então ser estabelecida através da relação entre o caudal de entrada e o caudal de saída de água do reservatório ou apenas através do caudal de saída, por forma a ser possível controlar o nível de água armazenado no mesmo [32] [33]. Esta modelação vai então assentar no princípio de conservação da massa e no princípio da conservação da energia.

O princípio da conservação da massa diz nos que a massa de um determinado fluido, de densidade constante, é conservada dentro de um determinado volume de controlo [32] [33]. Se o fluido for incompressível, o que é o caso da água, a massa total de fluido que entra no volume de controlo tem de ser igual à massa que sai.

$$m_{in} = m_{out} \quad [3.28]$$

Pode concluir-se também que a acumulação das massas num determinado sistema é dada pela massa total que entra no sistema menos a massa total que sai deste, sendo o resultado dessa diferença a quantidade de massa que é acumulada no sistema.

Então, considerando um determinado intervalo de tempo, Δt , em torno de um instante t , e que neste intervalo de tempo o nível de água no reservatório varia de uma quantidade tal que provoca uma variação de nível no reservatório Δh .

A essa variação de nível, Δh , no reservatório vai corresponder também uma variação do volume de água existente no mesmo pois:

$$V = A \cdot h \quad [3.29]$$

Onde, A , é a área (m^2) do reservatório e h a altura (m).

Logo:

$$\Delta V = A \cdot \Delta h \quad [3.30]$$

Através do princípio de conservação das massas podemos dizer que a variação do volume de água no reservatório está relacionada com a diferença entre o caudal de entrada, U , e o caudal de saída de água do reservatório, q , ou seja:

$$\Delta V = (U(t) - q(t)) \cdot \Delta t \quad [3.31]$$

Igualando a expressão [3.31] á [3.30] e dividindo ambas por Δt , obtemos então:

$$A \cdot \frac{\Delta h}{\Delta t} = U(t) - q(t) \quad [3.32]$$

Considerando o limite $\Delta t \rightarrow 0$, obtemos a seguinte equação diferencial [32]:

$$A \cdot \frac{dh}{dt} = U(t) - q(t) \quad [3.33]$$

A equação [3.33] é então uma das equações que nos permite modelar este o sistema, podendo assim controlar-se o nível de água no reservatório num determinado instante de tempo, t , através da diferença entre o caudal de entrada, $U(t)$, e o caudal de saída de água, $q(t)$.

Contudo existe uma outra equação que caracteriza este modelo, sendo que esta relaciona o caudal de saída com o nível de água do mesmo. Esta relação é estabelecida através do princípio da conservação de energia e descreve a *Lei de Bernoulli*.

O princípio da conservação da energia diz nos que a energia é conservada, uma vez que, em qualquer sistema fechado a quantidade desta não muda. No entanto devido à existência de energia em diversas formas, esta pode mudar de forma conservando-se a sua quantidade.

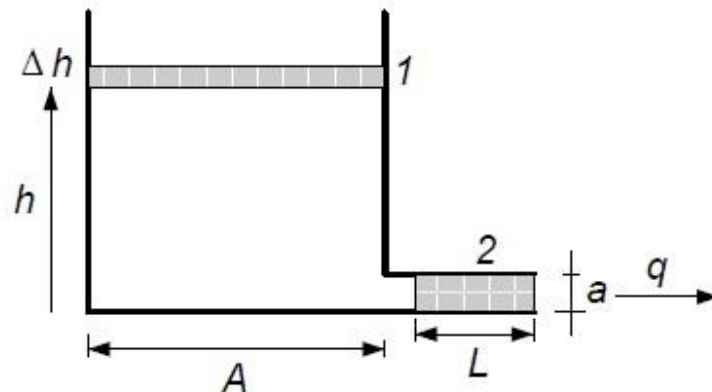


Figura 29- Esquema ilustrativo das diferentes formas de Energia num reservatório. Adaptado de [32].

Com recurso à figura 29, podemos dizer que durante um intervalo de tempo, Δt , a energia potencial, representada pelo elemento de água 1, é transformada em energia cinética, representada pelo elemento de água 2, que escoar através de um orifício de saída do reservatório. Definindo:

- **Energia cinética:** $E_{cin} = \frac{1}{2} \Delta m v^2$ [3.34]
- **Energia potencial:** $E_{pot} = \Delta m g h$ [3.35]

Assim, considerando que:

$$E_{cin} = E_{pot} \quad [3.36]$$

Temos:

$$\frac{1}{2} \Delta m (v)^2 = \Delta m g h \quad [3.37]$$

Admitindo que o comprimento do orifício de saída, L , é:

$$L = \frac{q \Delta t}{a} \quad [3.38]$$

E que a velocidade de escoamento é:

$$v = \frac{L}{\Delta t} \quad [3.39]$$

Substituindo a equação [3.38] na equação [3.39], obtemos então:

$$v = \frac{q}{a} \quad [3.40]$$

Substituindo a equação [3.40] na equação [3.37] e resolvendo a mesma em ordem ao caudal de saída, q , obtemos [32] [35]:

$$\frac{1}{2} \Delta m \left(\frac{q}{a}\right)^2 = \Delta m g h \leftrightarrow q = a \sqrt{2 g h} \quad [3.41]$$

Conclui-se então a *Lei de Bernoulli*, que é representada pela equação [3.41], e assim podemos então controlar o caudal de escoamento do reservatório através do nível de água do mesmo.

Assim, obtemos as duas equações principais que caracterizam o modelo, sendo estas a [3.33] e a [3.41]. No entanto se substituirmos a equação [3.41] na [3.33] e resolvermos em ordem à derivada do nível de água no reservatório, $\frac{dh}{dt}$, obtemos a equação diferencial seguinte [32] [35]:

$$\frac{dh}{dt} = \frac{U(t) - q(t)}{A} = \frac{U(t)}{A} - \frac{a \sqrt{2g}}{A} \cdot \sqrt{h(t)} \quad [3.42]$$

A equação [3.42] representa então o modelo matemático que descreve o comportamento do sistema dinâmico de um reservatório de água, sendo que esta é uma equação diferencial não-linear [34] [35].

Através da descrição feita do modelo dinâmico de um reservatório de água, podemos então definir que o comportamento de uma lagoa de maré é muito semelhante a este sistema.

3.4.2 – Modelação de Reservatórios Comunicantes

A partir do princípio dos vasos comunicantes pode concluir-se que a altura alcançada por um líquido em equilíbrio em diferentes vasos ou reservatórios que sejam comunicantes é a mesma em qualquer um deles. Este princípio é então a base na modelação de um sistema que apresente mais do que um reservatório de água e onde estes estejam interligados entre si.

O modelo de simulação da dinâmica de um sistema de vasos comunicantes, e que no mínimo é constituído por dois vasos ou reservatórios de água, que comunicam entre si através de trocas de fluido, pode então representar as dinâmicas que existem entre duas lagoas de maré que estejam ligadas e comuniquem entre si através do deslocamento de massas de água.

Na figura 30, encontra-se esquematizado um sistema com dois reservatórios que estabelecem um sistema de vasos comunicantes.

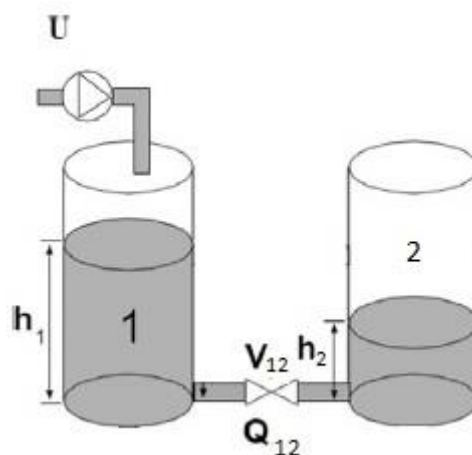


Figura 30- Esquema ilustrativo de um sistema de vasos comunicantes. Adaptado de [36].

Esta configuração do sistema, representada na figura 30, consiste então em dois reservatórios (1 e 2) de dimensões idênticas interligados mediante uma válvula (V_{12}) que apresenta apenas dois estados, aberta ou fechada [36]. O reservatório 1 apresenta uma bomba que fornece um caudal ao sistema, U_1 , constante no tempo e que pode variar dentro de um intervalo entre zero e um determinado valor máximo (Q_{max}) [36]. O caudal Q_{12} é assim o caudal trocado entre os dois reservatórios, sendo que h_1 e h_2 correspondem ao nível de água nos reservatórios [36].

A dinâmica individual dos reservatórios é a que anteriormente já foi descrita uma vez que, considerando um determinado intervalo de tempo, Δt , a variação do volume de água no reservatório 1 está associada à diferença entre o caudal de água que entra neste (U) menos o caudal de água que dele sai (Q_{12}), que neste sistema é o caudal trocado entre os dois reservatórios. Para o reservatório 2 a consideração é exatamente a mesma, no entanto surge a particularidade de que o volume de água neste reservatório vai depender apenas do caudal de água que é trocado com o reservatório 1.

Então tendo em conta o princípio dos vasos comunicantes, o fluxo de água entre os dois

reservatórios vai estabelecer-se quando o sistema não se encontre numa situação de equilíbrio, ou seja, para que exista um fluxo de água entre os dois reservatórios tem de existir uma diferença entre os níveis de água, Δh , destes, sendo que:

$$\Delta h = h_1 - h_2 \quad [3.43]$$

Caso $\Delta h=0$, então o sistema encontra-se em equilíbrio e não se estabelece nenhum fluxo entre os dois reservatórios.

Recorrendo à *Lei de Bernoulli* e à relação entre h_1 e h_2 podemos então estabelecer as principais equações que vão caracterizar o modelo. Assim, com recurso à equação [3.41] e tendo em conta que o caudal que se estabelece entre os dois reservatórios depende de Δh , podemos definir que:

$$Q_{12} = a_{12}\sqrt{2g\Delta h} \quad [3.44]$$

No entanto o caudal Q_{12} poder estabelecer-se em dois sentidos diferentes, do reservatório 1 para o 2 ou vice-versa, consoante o Δh levando assim a que a direção do fluxo dependa do sinal de Δh . Então [36]:

$$Q_{12} = \text{sgn}(\Delta h)a_{12}\sqrt{|2g\Delta h|} \quad [3.45]$$

Depois de definido o caudal que é trocado entre os dois reservatórios estabelecemos então as equações diferenciais que modelam o comportamento dinâmico existente nos mesmos. Estas equações têm por base a equação [3.33] que permite descrever a evolução do volume de água num determinado reservatório.

Assim, a equação que permite representar as variações de volume de água no reservatório 1 é a seguinte:

$$A \frac{dh_1}{dt} = U(t) - q(t) = U(t) - Q_{12}(t) = U(t) - \text{sgn}(\Delta h)a_{12}\sqrt{|2g\Delta h|} \quad [3.46]$$

A equação que descreve as variações de volume de água no reservatório 2 é:

$$A \frac{dh_2}{dt} = U(t) - q(t) = Q_{12}(t) = \text{sgn}(\Delta h)a_{12}\sqrt{|2g\Delta h|} \quad [3.47]$$

As equações [3.46] e [3.47] representam então as variações de volume existentes nos dois reservatórios apresentados no sistema da figura 30, sendo que a partir delas pode então estabelecer-se o modelo dinâmico de dois reservatórios interligados. Tal como a equação [3.33] assentava, também estas duas assentam no princípio da conservação da massa uma vez que estas traduzem o volume de água que existe num determinado reservatório dependendo este do volume de água que entra menos o volume que deste sai.

As equações apresentadas representam um modelo em que apenas existem dois reservatórios comunicantes. No entanto para um sistema que possua mais do que dois reservatórios o raciocínio de obtenção das equações que permitem controlar o volume destes é exatamente o mesmo.

3.4.3 – Modelação do Sistema de Múltiplas Lagoas de Maré

O modelo do sistema de múltiplas lagoas vai assentar nos princípios descritos anteriormente, ou seja, individualmente as lagoas vão ser tratadas como um normal reservatório de água e em conjunto vão formar um sistema de vasos comunicantes.

Como já foi descrito anteriormente o sistema a simular é um sistema composto por duas lagoas de maré, de diferentes dimensões, que se encontram localizadas no estuário de um rio. Tal como ilustrado na figura 27, este sistema vai então ser composto por três lagoas, uma vez que o estuário do rio vai ser aproximado, na simulação, a uma lagoa de elevadas dimensões quando comparado com as dimensões das duas outras lagoas.

Por forma a descrever o sistema de uma forma mais pormenorizada apresenta-se na figura 31 um esquema onde estão ilustradas a numeração dada às lagoas, bem como a definição dos caudais que estas trocam entre si e algumas características das próprias lagoas.

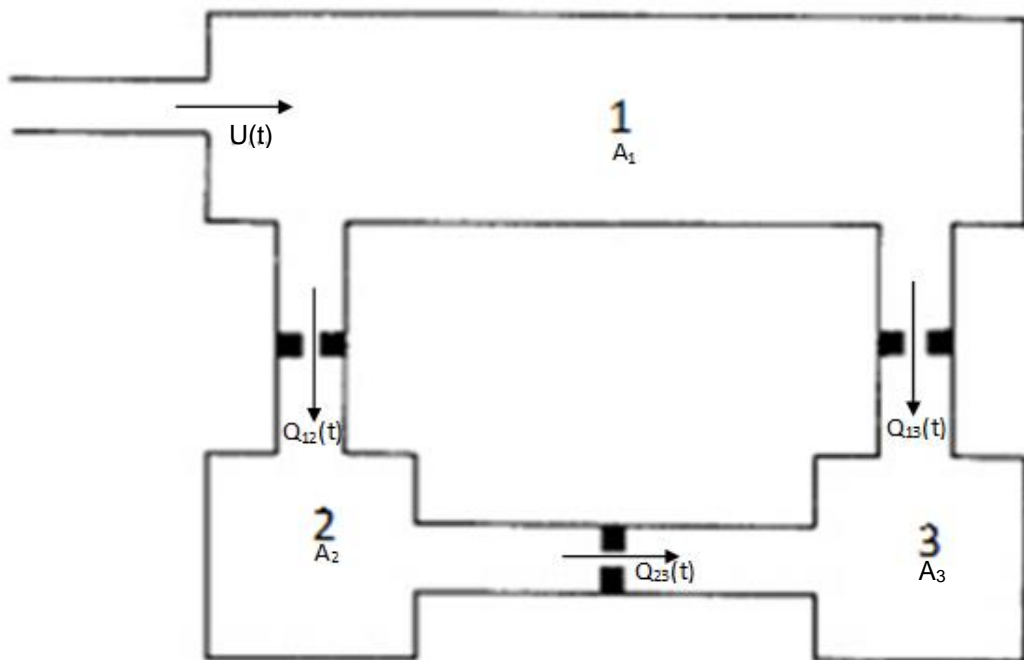


Figura 31- Sistema de Múltiplas Lagoas de Maré. Adaptado de [16]

A partir deste esquema é então possível fazer uma melhor descrição do sistema. Cada lagoa apresenta individualmente dois caudais ($Q(t)$), o de entrada e o de saída da própria lagoa, e a sua área. Estas características são assim as bases do modelo do sistema de múltiplas lagoas, uma vez que é a partir destas que é possível simular a dinâmica do sistema.

Individualmente cada lagoa é modelada como se de um reservatório de água se tratasse, o que se pretende no modelo do sistema é simular os níveis de água que são possíveis obter nas lagoas

mediante a existência de determinados caudais causados pela dinâmica das marés. Logo as equações utilizadas no modelo para caracterizar a evolução do nível de água em cada lagoa num determinado intervalo de tempo, Δt , são equações que derivam da equação [3.42], sendo esta adaptada a cada lagoa consoante os caudais de entrada e saída das mesmas. Assim, cada lagoa apresenta a sua própria equação que estabelece o seu nível de água, num determinado instante t . De seguida é então feita a descrição pormenorizada do modelo, sendo que inicialmente é feita a descrição de cada lagoa individualmente e por fim será feita uma descrição dos caudais que se estabelecem entre as lagoas e estabelecem a comunicação de água entre as lagoas.

- **Lagoa 1**

A lagoa designada pelo número 1 representa o estuário do rio onde estão inseridas as outras duas lagoas de maré (2 e 3). Esta é então caracterizada pela sua área, A_1 , que terá de ser muito superior às áreas das outras lagoas por forma a simular o estuário do rio, pelo seu caudal de entrada, $U(t)$, e pelos seus caudais de saída, $Q_{12}(t)$ e $Q_{13}(t)$. Estes caudais de saída são então os caudais que o estuário troca com as lagoas de maré, uma vez que as estas estão interligadas. Assim a equação que modela a lagoa 1 e a partir da qual é possível observar a dinâmica do nível de água, na mesma, num determinado intervalo de tempo, Δt , é a seguinte:

$$\frac{dh_1}{dt} = \frac{U(t) - Q_{12}(t) - Q_{13}(t)}{A_1} \quad [3.48]$$

Onde $Q_{12}(t)$ e $Q_{13}(t)$, são iguais a:

$$Q_{12}(t) = \text{sgn}(h_1(t) - h_2(t))a_{12} \sqrt{|2g(h_1(t) - h_2(t))|} \quad [3.49]$$

$$Q_{13}(t) = \text{sgn}(h_1(t) - h_3(t))a_{13} \sqrt{|2g(h_1(t) - h_3(t))|} \quad [3.50]$$

O caudal de entrada $U(t)$ é o caudal colocado no estuário do rio e que vai simular a dinâmica das marés. Devido a este facto este caudal vai conter algumas particularidades, desde logo a principal é a de que este vai ter de simular um comportamento semelhante a uma senoide.

As marés, tal como descrito no Capítulo 2.2, devido às constantes alterações que sofrem ao longo do tempo assumem um comportamento que em tudo se assemelha a uma onda sinusoidal, com uma determinada amplitude e período definidos. Estas podem então ser representadas mediante a utilização de um sinal sinusoidal, tal como:

$$Z(t) = A_m \cos\left(\frac{2\pi}{T_m} t\right) \quad [3.51]$$

Assim, é possível modelar as marés consoante a sua amplitude, A_m , e consoante o seu período, T_m .

O caudal de entrada na lagoa 1, $U(t)$, vai simular a massa de água da maré, tomando a forma de uma senoide tal como a da equação [3.51]. Assim, a amplitude da maré vai ser simulada com recurso a esse caudal, tendo de se introduzir um determinado caudal que perante a enorme área do tanque, que simula o estuário, eleva o nível do mesmo obtendo-se uma amplitude, entre as oscilações de nível do estuário, de acordo com o pretendido. Estas oscilações de nível no tanque vão assim simular as oscilações da maré no estuário do rio. Então:

$$U(t) = A_U \cos\left(\frac{2\pi}{T_m} t\right) \quad [3.52]$$

No entanto, devido ao facto de o estuário ser equiparado a um reservatório de água, a amplitude, A_U , do caudal de entrada, $U(t)$ está relacionada com a área, A_1 , que se define para a lagoa que representa o estuário. Então a amplitude do caudal $U(t)$ tem de tomar um valor tal que, a evolução de $h_1(t)$ num determinado período de tempo, Δt , represente a amplitude da maré requerida. Por forma a encontrar este valor da A_U , assume-se então que:

$$\frac{dh_1}{dt} = \frac{A_U - q}{A_1} = \frac{A_m}{\Delta t} \quad [3.53]$$

Onde, A_U , representa a amplitude do caudal de entrada no reservatório, q , representa o caudal total de saída do reservatório, A_m , representa a amplitude (em metros) pretendida para a maré e, Δt , representa o intervalo de tempo em que a maré tem de atingir a amplitude pretendida. Assim, considerando que:

$$A_U \gg q \rightarrow q \approx 0$$

Obtemos que a área que simula o estuário do rio é:

$$\frac{A_U}{A_1} = \frac{A_m}{\Delta t} \leftrightarrow A_1 = A_U \frac{\Delta t}{A_m} \quad [3.54]$$

Assim, definindo-se o valor de A_U podemos então obter a área da lagoa 1 que permite simular a dinâmica das oscilações constantes da amplitude das marés no estuário do rio, sendo que esta área toma valores muito superiores às áreas das outras lagoas.

- **Lagoa 2**

A lagoa designada pelo número 2 representa uma das lagoas de maré que se encontra no estuário do rio representado pela lagoa 1. Esta é então caracterizada pela sua área, A_2 , pelo seu caudal de entrada, $Q_{12}(t)$, e pelo seu caudal de saída, $Q_{23}(t)$. O caudal de saída, $Q_{23}(t)$, é então o caudal que as lagoas trocam entre si, uma vez que as estas estão interligadas. Assim a equação que modela a lagoa 2 e a partir da qual é possível observar a dinâmica do nível de água, na mesma, num determinado intervalo de tempo, Δt , é a seguinte:

$$\frac{dh_2}{dt} = \frac{Q_{12}(t) - Q_{23}(t)}{A_2} \quad [3.55]$$

Sendo que $Q_{12}(t)$ é igual ao apresentado na equação [3.49] e $Q_{23}(t)$ é igual a:

$$Q_{23}(t) = \text{sgn}(h_2(t) - h_3(t)) a_{23} \sqrt{|2g(h_2(t) - h_3(t))|} \quad [3.56]$$

- **Lagoa 3**

A lagoa designada pelo número 3, tal como a 2, representa uma das lagoas de maré que se encontra no estuário do rio representado pela lagoa 1. Esta é então caracterizada pela sua área, A_3 , pelo seu caudal de entrada, $Q_{13}(t)$, e pelo seu caudal de saída, $Q_{23}(t)$. O caudal de saída, $Q_{23}(t)$, é o caudal que as lagoas trocam entre si, uma vez que as estas estão interligadas, já o caudal de entrada, $Q_{13}(t)$, é o caudal que provém do estuário. Assim a equação que modela a lagoa 3 e a partir da qual é possível observar a dinâmica do nível de água, na mesma, num determinado intervalo de tempo, Δt , é a seguinte:

$$\frac{dh_3}{dt} = \frac{Q_{13}(t) - Q_{23}(t)}{A_3} \quad [3.57]$$

Onde $Q_{13}(t)$ é definido pela equação [3.50] e $Q_{23}(t)$, é definido pela equação [3.56].

De seguida, na tabela 2, é apresentado um resumo com todas as equações que caracterizam o modelo de simulação do sistema de múltiplas lagoas de maré.

Tabela 4 – Resumo de todas as equações do modelo.

	Lagoa 1	Lagoa 2	Lagoa 3
Caudal de Entrada	$U(t) = A_m \cos\left(\frac{2\pi}{T_m} t\right)$	$Q_{12}(t) = \text{sgn}(\Delta h_{12}) a_{12} \sqrt{ 2g(\Delta h_{12}) }$	$Q_{13}(t) = \text{sgn}(\Delta h_{13}) a_{13} \sqrt{ 2g(\Delta h_{13}) }$
Caudal de Saída		$Q_{23}(t) = \text{sgn}(\Delta h_{23}) a_{23} \sqrt{ 2g(\Delta h_{23}) }$	$Q_{23}(t) = \text{sgn}(\Delta h_{23}) a_{23} \sqrt{ 2g(\Delta h_{23}) }$
		$Q_{13}(t) = \text{sgn}(\Delta h_{13}) a_{13} \sqrt{ 2g(\Delta h_{13}) }$	
Nível das Águas na Lagoa	$\frac{dh_1}{dt} = \frac{U(t) - Q_{12}(t) - Q_{13}(t)}{A_1}$	$\frac{dh_2}{dt} = \frac{Q_{12}(t) - Q_{23}(t)}{A_2}$	$\frac{dh_3}{dt} = \frac{Q_{13}(t) - Q_{23}(t)}{A_3}$

No capítulo 4 o sistema descrito será abordado com maior detalhe, com vista à definição de algumas das suas características. Com vista à aplicação do modelo a um sistema real, também no capítulo 4, será feito então um enquadramento do mesmo por forma adaptá-lo ao sistema real a simular.

3.5. Modelo Completo

3.5.1 – Introdução da Turbina no Modelo de Reservatórios Comunicantes

Ao introduzir uma turbina no modelo de simulação criado é necessário ter então em conta a influência desta nos fluxos de água que por esta são percorridos. Por forma a introduzir a influência da turbina nas velocidades do fluxo de água, define-se que a energia extraída pela turbina (E) do fluxo de água num determinado intervalo de tempo, Δt , é igual à diferença de energia do fluxo de água que passa na conduta quando nesta não existe uma turbina (E_1), menos a energia do fluxo de água que passa na conduta quando é colocada uma turbina e esta extrai energia ao fluxo (E_2), assim:

$$E_1 - E_2 = E \leftrightarrow \frac{1}{2}mv^2 - \frac{1}{2}mv_t^2 = P_T \cdot \Delta t \quad [3.58]$$

Na figura 32 apresenta-se um esquema que representa a conduta com a turbina nela inserida.

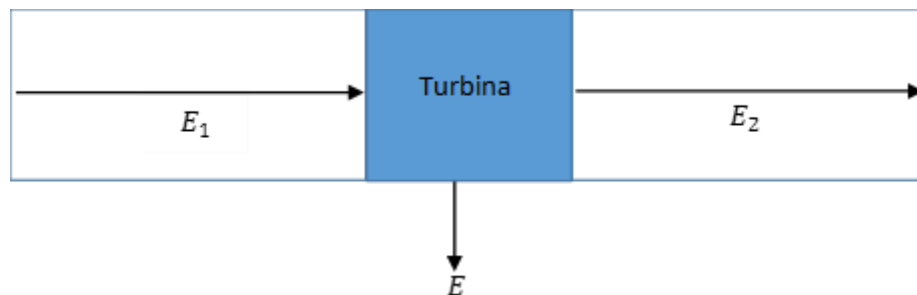


Figura 32- Esquema representativo da turbina inserida nas condutas de comunicação entre reservatórios.

Sendo P_T a potência produzida pela turbina através do fluxo de água que a percorre, que é:

$$P_T = \eta_{Turb} \cdot \rho \cdot Q \cdot g \cdot H \quad [3.59]$$

Então, como $m = \rho aL$, sendo ρ a densidade da água, a a secção da conduta e v a velocidade do fluxo, substituindo na equação [3.58]:

$$\frac{1}{2}\rho aL v^2 - \frac{1}{2}\rho aL v_t^2 = P_T \cdot \Delta t \quad [3.60]$$

Dividindo ambos os termos da equação por um determinado intervalo de tempo, Δt , obtemos:

$$\frac{1}{2} \frac{\rho aL}{\Delta t} v^2 - \frac{1}{2} \frac{\rho aL}{\Delta t} v_t^2 = P_T \quad [3.61]$$

Tendo em conta que a velocidade de escoamento é expressa pela equação [3.39], substituindo na equação [3.61] obtemos:

$$\frac{1}{2} \rho a v v^2 - \frac{1}{2} \rho a v_t v_t^2 = P_T \quad [3.62]$$

Desenvolvendo a equação [3.62] e colocando-a em ordem às velocidades, tem-se que:

$$(v^3 - v_t^3) = \frac{2P_T}{\rho a} \quad [3.63]$$

Resolvendo a equação em ordem a calcular a velocidade da água influenciada pela turbina, obtemos que esta é influenciada pela transferência de potência da água para turbina, sendo dada por:

$$v_t = \sqrt[3]{v^3 - \frac{2P_T}{\rho a}} \quad [3.64]$$

Aplicando esta equação é possível então incluir no sistema simulado a influência da turbina no fluxo de água que se estabelece entre as lagoas ou reservatórios comunicantes, quando se pretende simular a presença de uma turbina num dos circuitos hidráulicos que se estabelecem entre as lagoas. Assim é contabilizada a potência que é transferida do fluxo de água para a turbina, quando a turbina se encontra em funcionamento, caso contrario as velocidades de escoamento nestes circuitos são iguais uma vez que não existe transferência de potência.

3.5.2 – Execução do Processo de Bombagem de Água

O processo de bombagem serve então para armazenar energia nos reservatórios podendo assim produzir-se uma maior quantidade de energia num determinado período. Este processo consiste em colocar energia na turbina e fazer assim com que esta acelere o fluxo de água permitindo ganhar uma maior altura no reservatório, introduzindo neste uma maior quantidade de água.

A bombagem é geralmente executada quando os níveis de água nas lagoas atingem o equilíbrio com o nível das águas no exterior das mesmas e assim durante o período em que as marés começam a baixar este processo é executado permitindo que as lagoas possam produzir uma maior quantidade de energia.

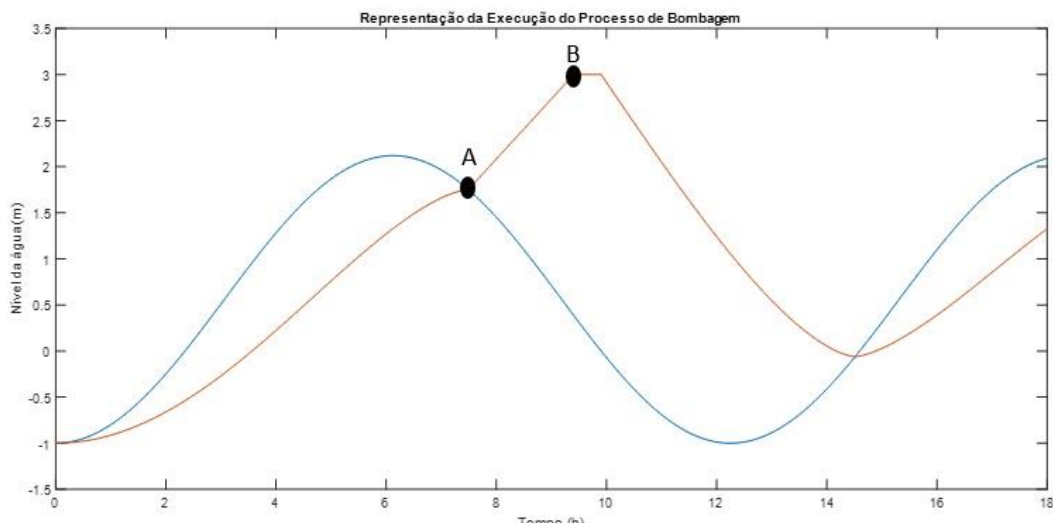


Figura 33- Representação da execução do processo de bombagem.

O processo de bombagem de água pode também ser denominado de armazenamento de energia, uma vez que, a água que é bombada para os reservatórios das centrais vai ser usada posteriormente para produzir energia. Este processo de bombagem pode ser denominado de puro ou híbrido. O processo puro como o próprio nome indica é usado em centrais que o seu armazenamento provem exclusivamente da água que é bombada para os seus reservatórios, enquanto que o processo híbrido utiliza o fluxo natural da água e a bombagem para armazenar a água nos reservatórios das centrais [37]. O processo de bombagem a simular no modelo desenvolvido é apresentado na figura 33, sendo este representado pelo período entre o ponto A e o ponto B da figura. Assim, podemos afirmar que o sistema simulado vai ser um sistema híbrido.

A execução deste processo implica que seja consumida energia, E_{cons} , que é colocada nas turbinas, como já foi referido, por forma a acelerar o fluxo de água. Esta energia pode ser fornecida através da rede de energia ou pode ser gerada por uma outra fonte alternativa, no entanto o consumo desta acarreta custos. Este processo de bombagem de água para armazenamento de energia atualmente pode apresentar valores de rendimento na ordem dos 80%, sendo este rendimento dado por [37]:

$$\eta_{bomb} = \frac{E}{E_{cons}} \quad [3.65]$$

Muitas das vezes por forma a tornar rentável este processo a bombagem só é executado em períodos onde a energia consumida é de custo muito baixo. A energia armazenada devido à bombagem será produzida num período onde a energia possa ser vendida a um preço mais alto do que aquele que custou tornando assim o processo rentável.

Assim, por forma a simular a execução deste processo no modelo desenvolvido é utilizada novamente a expressão obtida para a influência da turbina no fluxo de água, apresentada na equação [3.64]. A diferença prende-se que neste caso o objetivo é tornar o nosso v_t mais elevado do que o v . Para que isso aconteça vamos ter de injetar na turbina uma potência P , que acelere o fluxo suficientemente para que o reservatório atinja o nível de água desejado.

Através da equação [3.64] podemos então observar que quando colocamos um $P_T < 0$, ou seja, quando injetamos potência na turbina a nossa velocidade v_t vai ser superior a v . Se colocarmos então um $P_T < 0$ em [3.64] obtemos que o segundo termo da raiz cúbica se vai somar ao primeiro, como é possível observar:

$$v_t = \sqrt[3]{v^3 - \frac{2(-P_T)}{\rho a}} \leftrightarrow v_t = \sqrt[3]{v^3 + \frac{2(P_T)}{\rho a}} \quad [3.66]$$

A simulação da bombagem neste modelo é então executada desta forma ao ser colocada potência na turbina por forma a que esta possa operar de forma inversa, ou seja, como se de uma bomba se tratasse.

No capítulo 4 serão então apresentados resultados de vários cenários simulados, entre os quais alguns cenários que incluem a execução deste processo.

Capítulo 4

Resultados da Simulação

4.1. Introdução

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos para cada cenário simulado, sendo feita também uma análise destes mesmos resultados. O modelo de simulação apresentado anteriormente serve então de base para obtenção dos resultados pretendidos para cada cenário simulado.

Os diferentes cenários simulados vão apresentar diferentes características, de maneira a que, sejam analisadas diversas simulações de produção de energia. Antes da apresentação de qualquer resultado é feita uma descrição do cenário simulado e das suas características, facilitando assim a comparação das simulações.

Será ainda feita uma análise económica do sistema e da sua produção perante alguns cenários diferentes.

4.2. Enquadramento do Sistema Simulado

Como anteriormente referido o sistema a simular é um sistema de múltiplas lagoas de maré onde se pretende analisar a quantidade de energia elétrica que é possível extrair das marés. Assim e por forma a simular um sistema real o modelo terá por base o estuário do rio Tejo e as Lagoas de maré dos moinhos do Barreiro, que se localizam neste estuário.

Outrora utilizadas para armazenar água, que mais tarde com o seu movimento seria utilizada para fazer girar as pás dos moinhos movimentando assim as suas mós, as lagoas de maré do Barreiro apresentam algumas características desejadas para realizar a simulação de cenários e avaliar o seu potencial com o fim de produzir energia elétrica aproveitando as marés do estuário do rio Tejo.

O sistema real a simular é assim composto pelo estuário do rio Tejo e por duas lagoas de maré que são:

- A lagoa composta pela caldeira do Moinho Grande, no Barreiro.
- A lagoa composta pela caldeira do Moinho Pequeno, no Barreiro.

As lagoas apresentam dimensões diferentes, sendo que a lagoa do Moinho Grande apresenta uma área de cerca de 55200m² e a lagoa do Moinho Pequeno apresenta uma área de cerca de 7250m². Estas lagoas estão situadas uma ao lado da outra pelo que em alguns cenários de simulação pode supor-se que estas comunicam uma com a outra. Ambas as lagoas comunicam com o estuário do rio do Tejo estando por isso sujeitas às oscilações de maré nele existentes.

Na figura 34, obtida através da ferramenta de trabalho *Google Earth*, é então demonstrada uma vista aérea das duas lagoas.



Figura 34- Vista aérea do sistema de lagoas de maré no Barreiro.

Onde: **1** – Estuário do rio Tejo. **2** – Caldeira do Moinho Grande. **3** – Caldeira do Moinho Pequeno.

A simulação deste sistema exige então a definição de alguns parâmetros por forma a aproximar o sistema simulado do sistema real. Na tabela 5 apresentam-se então alguns desses parâmetros cujos os valores são transversais a todas as simulações realizadas e a todos os cenários criados.

Tabela 5- Parâmetros transversais a todas as simulações.

<i>Simulação</i>	
<i>T (h)</i>	12,25
<i>Msz</i>	T/30000
<i>A2 (m2)</i>	55200
<i>A3 (m2)</i>	7250
<i>Au (m3/s)</i>	3×10^5
<i>Z (m)</i>	3
<i>Δt (h)</i>	6,125
<i>a (m2)</i>	1,767146

O intervalo de tempo, Δt , definido nesta tabela representa assim o intervalo de tempo em que existe oscilação das marés permitindo assim definir que a amplitude da maré varia de Δt em Δt . As amplitudes de maré registadas no rio Tejo, rondam em média os 3m, como é possível observar através das tabelas de maré apresentadas no anexo 1.

A secção, *a*, definida corresponde então à secção das condutas existentes no sistema que permitem a comunicação entre as lagoas e o estuário do rio.

Estas características definidas vão então ser comuns a todos os cenários simulados, sendo que em alguns cenários serão acrescentadas algumas outras características referentes à introdução da turbina no sistema e que são apresentadas nos próprios cenários.

Por forma a desenvolver e implementar o modelo de simulação utiliza-se como ferramenta de trabalho o programa *MATLAB R2015* e a sua ferramenta de simulação *Simulink*.

4.3. Simulações Realizadas

4.3.1. Cenário 1

Neste primeiro cenário foi simulada apenas a produção da lagoa que representa a caldeira do Moinho Grande, lagoa 2, através das formulas teóricas de calculo da potência disponível num aproveitamento hídrico, com objetivo de se concluir qual dos modos de operação se enquadra melhor neste aproveitamento. Os resultados obtidos incluem então a simulação dos três modos de operação apresentados anteriormente, sendo estes, o modo *ebb*, modo *flood*, modo bidirecional. Assim os resultados obtidos são os apresentados nas figuras 35, 36 e 37.

- **Modo Ebb**

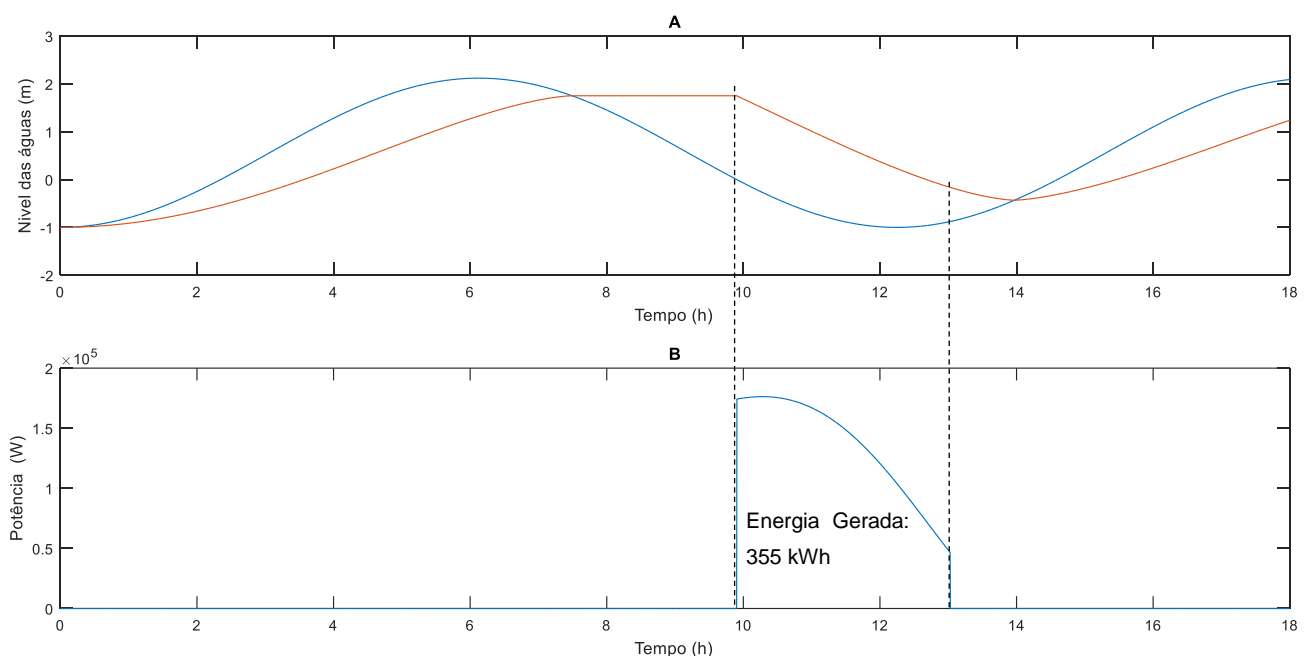


Figura 35- **Esquema A:** Evolução da Maré e dos Níveis das Águas na Lagoa Caldeira Grande. **Esquema B:** Potência Gerada.

No esquema A podemos observar a simulação dos níveis de água que se estabelecem no estuário do rio (curva azul) e na lagoa originada pela caldeira do Moinho Grande (curva vermelha). No esquema B é apresentada a potência que é gerada durante o intervalo de tempo em que o caudal afluente do ponto de produção é superior a 65% do caudal máximo obtido para o sistema.

A curva azul apresentada no esquema A representa então a evolução dos níveis de água no estuário do rio Tejo, o que quer dizer então que esta representa a evolução da maré neste mesmo estuário. Como é possível observar esta apresenta uma amplitude de aproximadamente 3m.

- **Modo Flood**

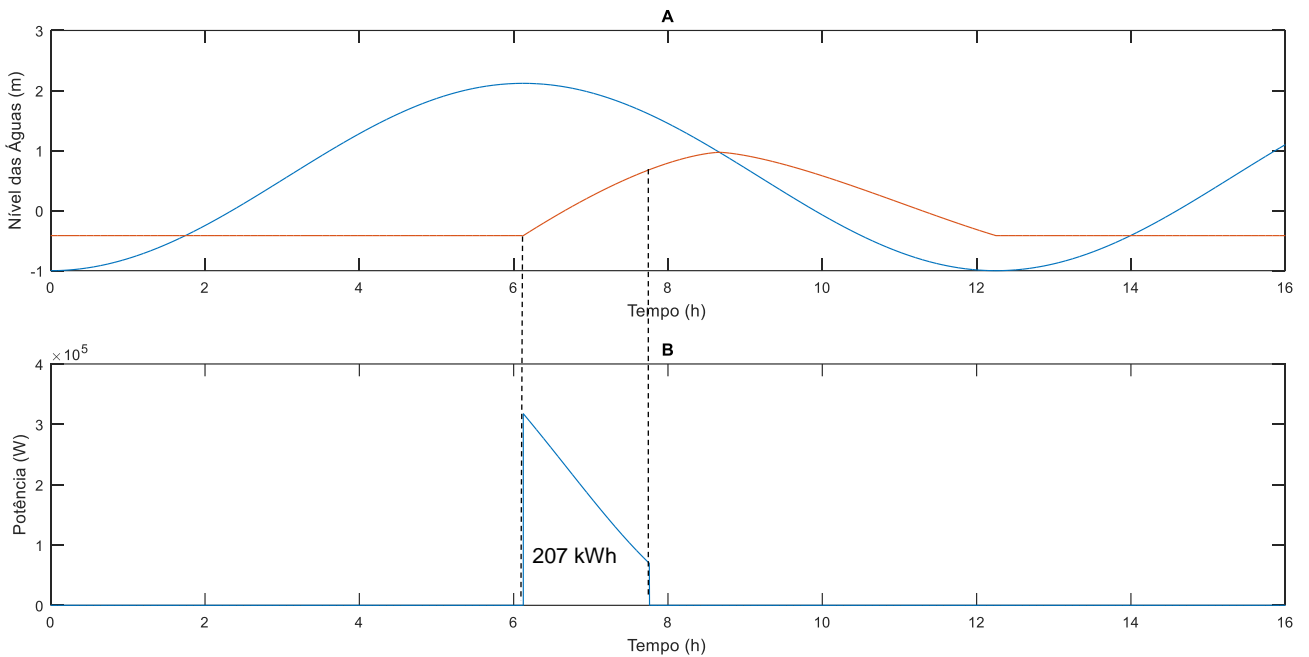


Figura 36- **Esquema A:** Evolução da Maré e dos Níveis das Águas na Lagoa Caldeira Grande. **Esquema B:** Potência Gerada.

No esquema A podemos observar a simulação dos níveis de água que se estabelecem no estuário do rio (curva azul) e na lagoa originada pela caldeira do Moinho Grande (curva vermelha). No esquema B é apresentada a potência que é gerada durante o intervalo de tempo em que o caudal afluente do ponto de produção é superior a 65% do caudal máximo obtido para o sistema.

- **Modo Bidirecional**

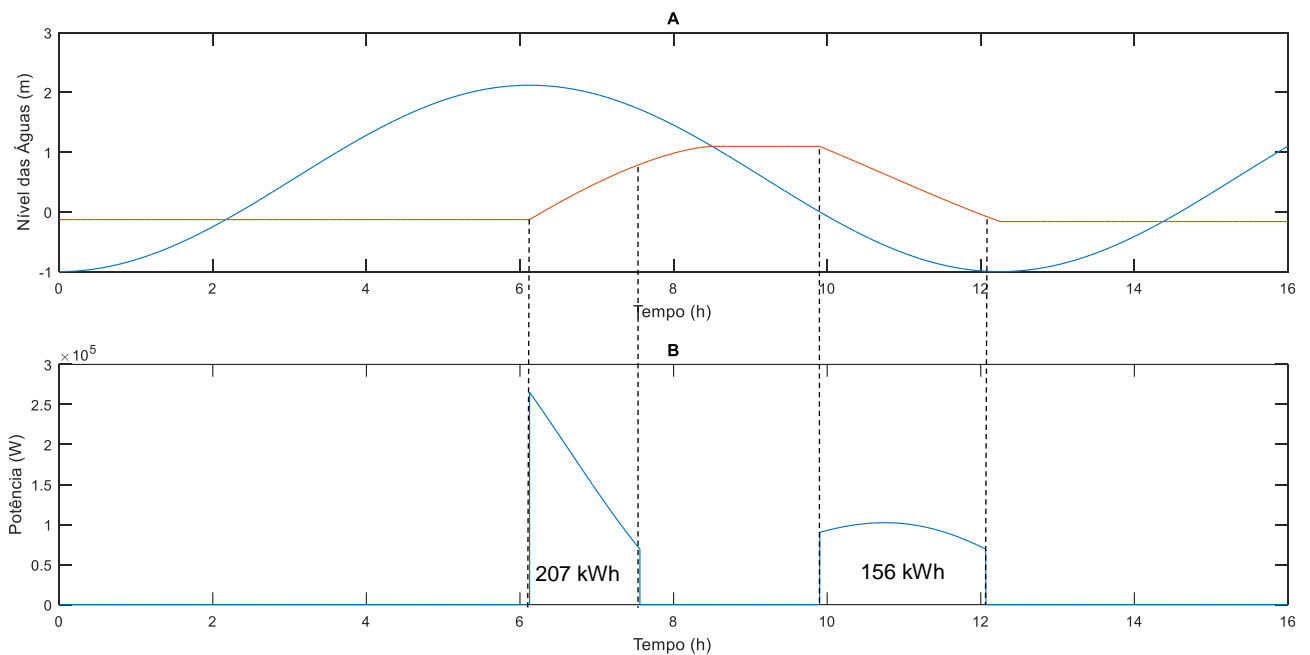


Figura 37- **Esquema A:** Evolução da Maré e dos Níveis das Águas na Lagoa Caldeira Grande. **Esquema B:** Potência Gerada.

No esquema A podemos observar a simulação dos níveis de água que se estabelecem no estuário do rio (curva azul) e na lagoa originada pela caldeira do Moinho Grande (curva vermelha). No esquema B é apresentada a potência que é gerada durante o intervalo de tempo em que o caudal afluente do ponto de produção é superior a 65% do caudal máximo obtido para o sistema. Nesta simulação é possível observar que existe produção de energia em dois ciclos diferentes, que correspondem ao aproveitamento dos dois modos de operação.

Por forma a estabelecer uma comparação dos resultados obtidos relativamente à energia produzida em cada um dos modos de operação apresenta-se então na tabela 6 os resultados.

Tabela 6- Resultados da energia produzida obtidos através da simulação do cenário 1.

Modo de Operação	Modo Ebb	Modo Flood	Modo bidirecional
<i>Energia Produzida (kW.h)</i>	355	207	363

A partir dos resultados obtidos deste cenário simulado podemos concluir que dos três modos de operação aquele onde se produz menos energia é o modo *flood*, o que vem de encontro com o expectável, uma vez que a diferença de alturas entre o estuário e a lagoa é menor do que nos outros modos de operação. Assim, pode então concluir-se que este modo de operação é menos viável de entre os três simulados, logo este modo de operação sozinho não será utilizado, a não ser que a energia produzida coincida com um período temporal de grande procura, com elevado retorno.

Os outros dois modos de operação apresentam uma produção de energia muito próxima, sendo que o modo de operação bidirecional apresenta uma produção que supera em 8 kWh a do modo *ebb*. No entanto podemos observar que em comparação com a quantidade total de energia produzida por estes dois modos a diferença que existe é relativamente baixa, o que pode influenciar na escolha da turbina a colocar no aproveitamento. Este facto deve-se a que o modo bidirecional necessita de uma turbina reversível, que possa funcionar nos dois sentidos, o que leva a um maior investimento sem que a energia que se produz a mais o justifique, tal como é possível observar pelos resultados obtidos em que esse investimento seria traduzido num acréscimo de produção de 8 kWh. Podemos concluir ainda que o modo *flood* vai produzir a mesma energia quando é usado sozinho ou no modo bidirecional, no entanto no modo bidirecional o modo *ebb* não obtém os mesmos resultados devido à diferença de níveis que se obtém.

Assim dos três modos, podemos concluir que para este aproveitamento justifica-se mais adotar o modo de operação *ebb*, relativamente aos outros, pois não compensa a instalação de uma turbina reversível. No entanto por forma a poder simular a execução do processo de bombagem, prevê-se em cenários apresentados mais à frente, a utilização de uma turbina reversível do tipo Bulbo/Hélice que permite a execução deste processo.

4.3.2. Cenário 2

Adotando o modo de operação *ebb* neste cenário simula-se individualmente a produção de energia de cada uma das lagoas e apresenta-se ainda os resultados para a simulação do sistema com as duas lagoas em conjunto, ou seja, considerando que estas comunicam entre si. A produção de energia é simulada através das fórmulas teóricas, sendo que na simulação das duas lagoas em conjunto considera-se que existe apenas um ponto de produção de energia ou turbina, que está inserido na comunicação entre a lagoa do Moinho Grande (lagoa 2) e o estuário do rio Tejo (lagoa 1).

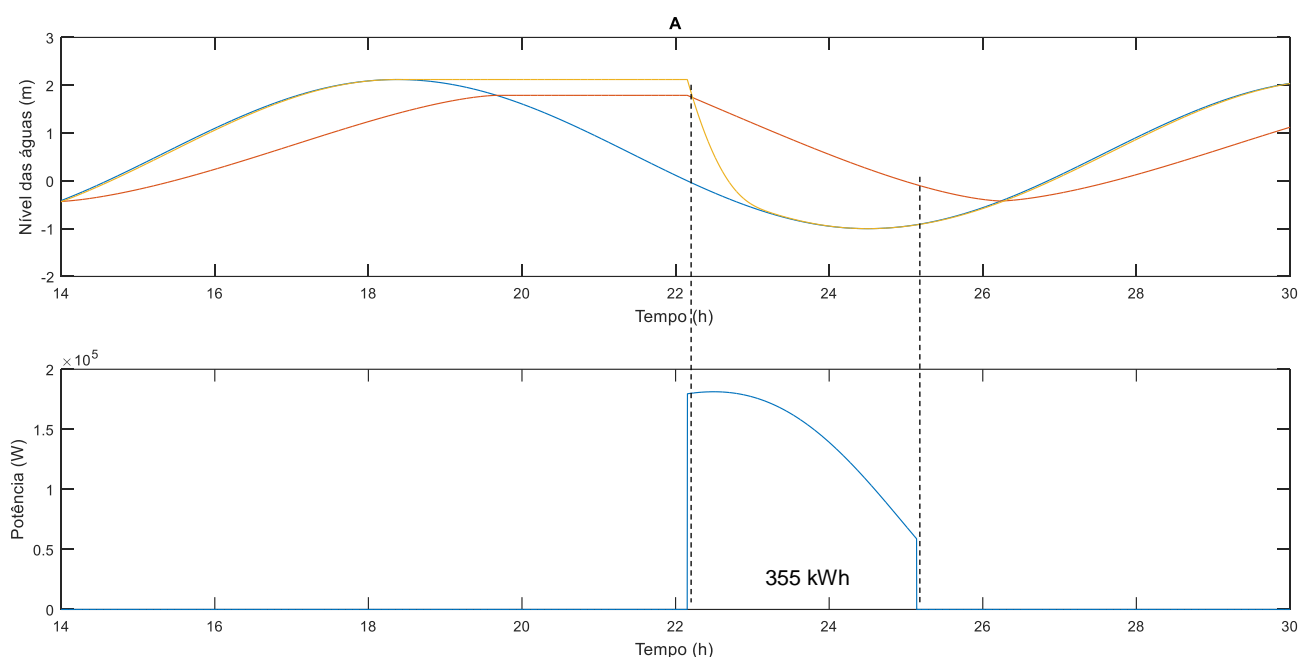


Figura 38- **Esquema A:** Evolução da Maré e dos Níveis das Águas em ambas as Lagoas. **Esquema B:** Potência Gerada.

Na figura 38 apresentam-se os resultados obtidos para a simulação individual da produção de energia utilizando apenas a lagoa composta pela caldeira do Moinho Grande (lagoa 2). Através do esquema A podemos observar a evolução dos níveis de água que se estabelecem no estuário do rio Tejo (curva azul), na lagoa do Moinho Grande (curva vermelha) e na lagoa do Moinho Pequeno (curva amarela). No esquema B é apresentada a potência que é gerada neste aproveitamento. Para definir o intervalo de tempo em que é gerada potência, utiliza-se os limites de exploração das turbinas Bulbo/Hélice, ou seja, só é possível obter potência enquanto o caudal afluyente é superior ou igual a 65% do caudal nominal ou caudal máximo que cria no sistema.

De seguida, na figura 39, apresentam-se os resultados obtidos para a simulação do sistema individual da lagoa composta pela caldeira do Moinho Pequeno (lagoa 2). O esquema A da figura 39 é descrito de igual forma ao esquema A da figura 38, sendo que as curvas apresentadas simbolizam as mesmas lagoas. Tal como para a simulação anterior, também para esta se apresenta a potência gerada no aproveitamento num determinado intervalo de tempo que é limitado através das condições de exploração já referidas anteriormente.

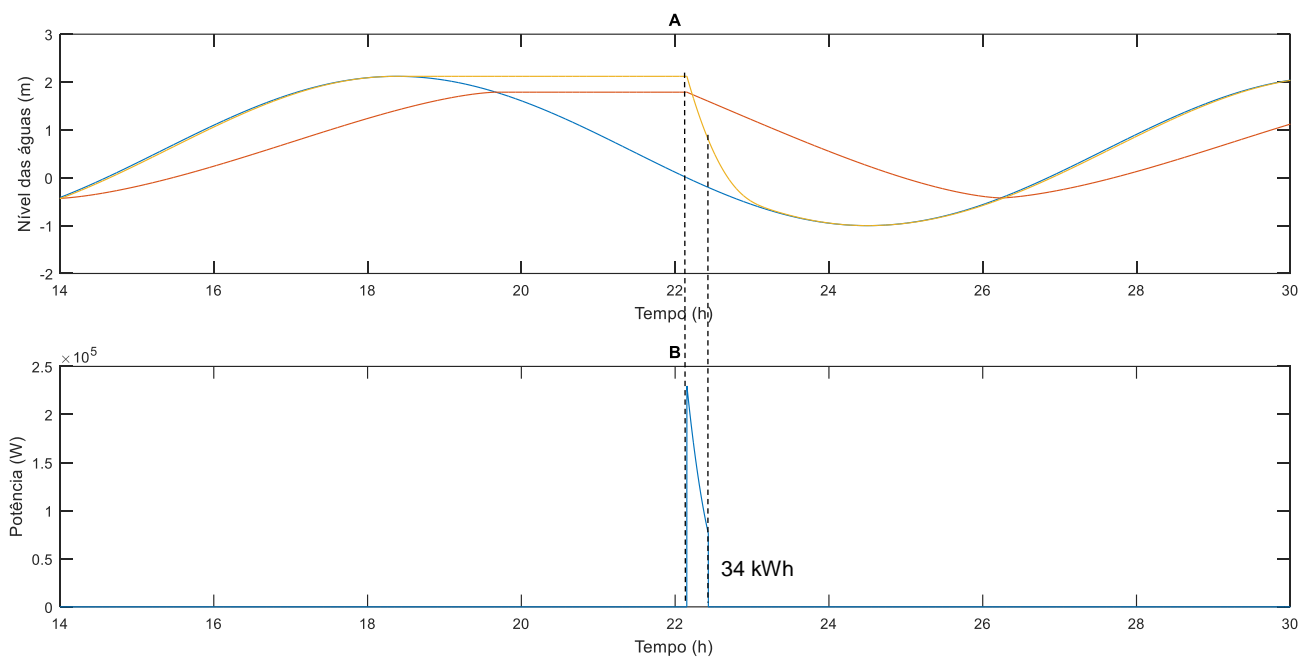


Figura 39- **Esquema A:** Evolução da Maré e dos Níveis das Águas em ambas as Lagoas. **Esquema B:** Potência Gerada.

A tabela 7 resume os resultados obtidos relativamente à energia produzida em cada uma das situações simuladas, anteriormente apresentadas, permitindo que se estabeleça uma comparação entre destes mesmo resultados.

Tabela 7- Resultados da energia produzida obtidos, para cada lagoa, através da simulação do cenário 2.

Lagoas	Lagoa Moinho Grande (Lagoa 2)	Lagoa Moinho Pequeno (Lagoa 3)
<i>Energia Produzida (kW.h)</i>	355	34

Analisando os resultados apresentados na tabela 7 podemos concluir que assim que na lagoa criada pela caldeira do Moinho Grande se produz mais energia do que na lagoa criada pela caldeira do Moinho pequeno. Isto deve-se essencialmente devido à diferença de áreas que as lagoas apresentam.

Por fim, na figura 40 são apresentados os resultados obtidos para quando se simula o sistema com as duas lagoas em conjunto, ou seja, quando as duas lagoas formam um sistema comunicante entre si. Através do esquema A é possível observar que estas aumentam o seu nível de água conforme a maré no rio vai elevando também o seu nível. Quando estas atingem o nível máximo as comunicações que estabelecem com o estuário do rio são fechadas. Estas comunicações permanecem assim fechadas até se registar um desnível apreciável entre a água nas lagoas e o rio, quando se atinge esse desnível inicia-se o processo de abertura da comporta da lagoa do moinho grande e da comporta da conduta que permite a comunicação das duas lagoas e começa a produzir-se energia.

Assim, na figura 40 as curvas apresentadas no esquema A e B correspondem à evolução das mesmas unidades que já foram referidas para as simulações anteriores, sendo que no esquema B se apresenta a curva da potência que o sistema com as duas lagoas em conjunta gera.

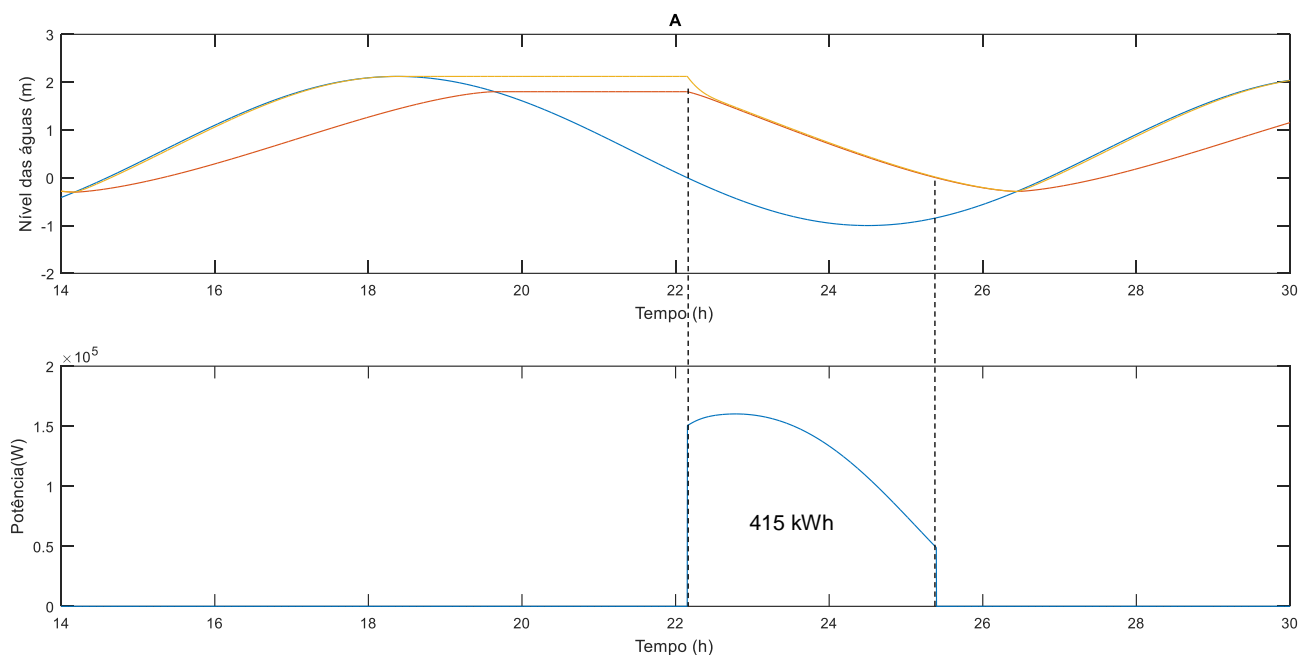


Figura 40- **Esquema A:** Evolução da Maré e dos Níveis das Águas em ambas as Lagoas. **Esquema B:** Potência Gerada.

Na tabela 8 apresentam-se os resultados relativos à energia produzida para este ultimo sistema simulado.

Tabela 8- Resultados da energia produzida obtidos através da simulação do cenário 2 para o sistema de lagoas em conjunto.

Lagoas	Lagoa 2 + 3
<i>Energia Produzida (kW.h)</i>	415

Comparando os resultados obtidos apresentados na tabela 7 e os resultados da tabela 8, pode concluir-se, que o sistema de lagoas comunicantes apresenta um melhor resultado relativamente aos resultados obtidos para as lagoas individualmente. Este resultado já seria de esperar uma vez que ao formarmos um sistema de lagoas comunicantes aumentamos assim a área de armazenamento, fazendo com que se possa produzir mais energia.

No entanto seria de esperar que a energia produzida pelas duas lagoas em conjunto fosse igual à soma das energias produzidas individualmente o que não se verifica na simulação, visto que, o resultado das lagoas conjuntas apresenta uma produção superior em 26 kWh do que a soma das energias produzidas individualmente pelas duas lagoas. Este facto deve-se a que quando se estabelece um sistema comunicante de lagoas se consegue obter um caudal superior ao limite de exploração durante mais algum tempo, levando à existência dessa ligeira diferença.

4.3.3. Cenário 3

Neste cenário pretende-se então simular o funcionamento do sistema com as duas lagoas de maré a comunicarem entre si existindo, no entanto, apenas um ponto de produção de energia localizado na conduta por onde se estabelece a comunicação entre a lagoa do Moinho Grande (lagoa 2) e o estuário do rio Tejo (lagoa 1). Este cenário é idêntico ao cenário 2, no entanto, vai ser considerada a introdução de uma turbina Bulbo/Hélice, considerando-se assim a influência da mesma no sistema.

Com recurso a alguns dados teóricos obtidos através das simulações realizadas anteriormente, podemos então definir os parâmetros essenciais para caracterizar a turbina. Esses parâmetros são então o caudal nominal e a altura do aproveitamento, a partir dos quais, por observação de gráficos como os apresentados na figura 22 ou na figura A2-1 do anexo 2 pode definir-se então a potência nominal da turbina. Assim na tabela 9 são apresentados os parâmetros nominais definidos para turbina.

Tabela 9 - Parâmetros nominais da turbina.

Parâmetros Nominais da Turbina	
P_N (kW)	200
H_u (m)	2
Q_N (m ³ /s)	11
Q_{min}	0.65 Q_N

Para além dos parâmetros nominais, também alguns parâmetros de projecto da turbina têm de ser definidos por forma a que possa ser possível simular a potencia extraída pela turbina através da equação [3.10]. Na tabela 10 encontram-se então os dados adotados para a turbina simulada.

Tabela 10 - Parâmetros de projecto da turbina.

Parâmetros de Projecto da Turbina	
α_1 (°)	50
α_2 (°)	80
β_2 (°)	20
r_1 (m)	0,75
r_2 (m)	0,2

A produção de energia neste cenário é então simulada através das equações da turbina e considera-se que existe apenas uma turbina no sistema e está localizada na comunicação entre a lagoa do moinho Grande (lagoa 2) e o estuário do rio. De seguida apresentam-se então alguns esquemas onde estão representados os resultados da simulação deste cenário.

Na figura 41 podemos observar então que ambas as lagoas aumentam o seu nível de água conforme a maré no rio vai elevando também o seu nível e quando estas atingem o nível máximo as comunicações que estas estabelecem com o estuário do rio são fechadas. Estas comunicações permanecem assim fechadas até se registar um desnível apreciável entre as lagoas e rio, e inicia-se o processo de abertura da comporta da lagoa do moinho grande e começa a produzir-se energia.

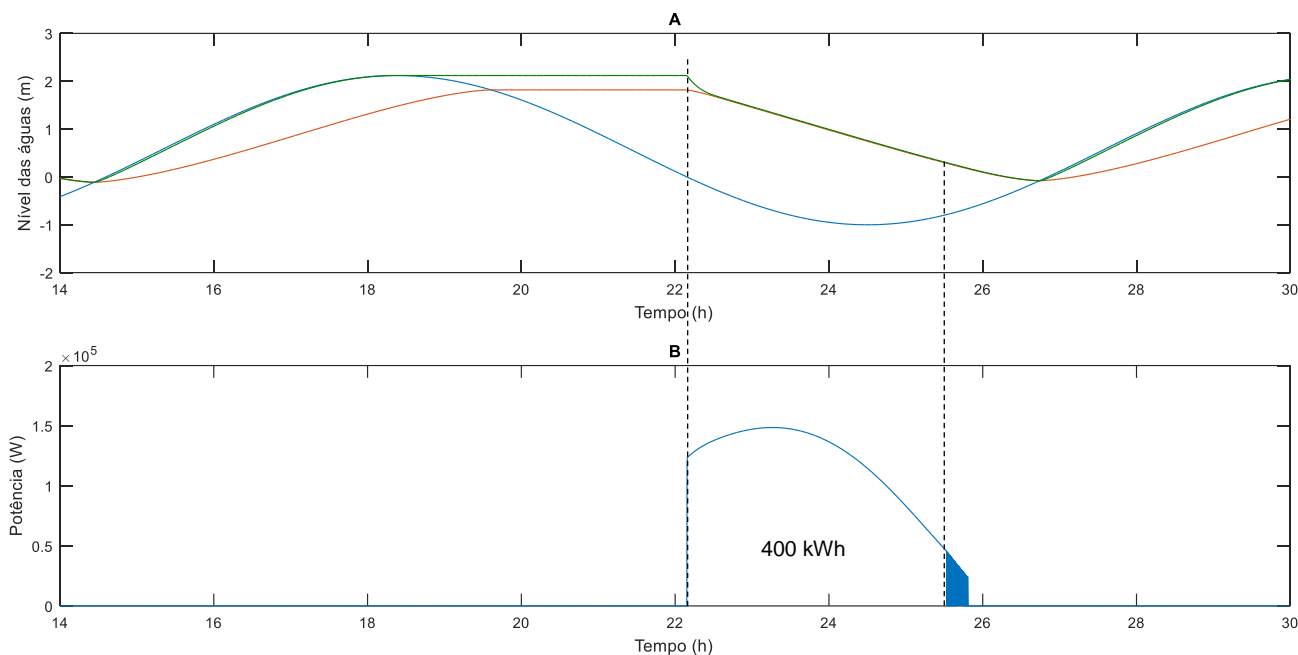


Figura 41- **Esquema A:** Evolução da Maré e dos Níveis das Águas em ambas as Lagoas. **Esquema B:** Potência Gerada

No esquema A podemos observar a simulação dos níveis de água que se estabelecem no estuário do rio (curva azul), na lagoa originada pela caldeira do Moinho Grande (curva vermelha) e na lagoa originada pela caldeira do Moinho Pequeno (curva verde). Através do esquema é possível observar que o nível da lagoa do Moinho Pequeno consegue atingir um nível mais elevado do que a do Moinho Grande, e deve-se à diferença de dimensões das lagoas pois a lagoa do Moinho Pequeno apresenta uma menor área, logo consegue atingir um nível mais elevado e com maior rapidez. No esquema B é apresentada a potência gerada pela turbina durante o intervalo de tempo em que esta se encontra em funcionamento, ou seja, enquanto não é atingido o caudal mínimo de exploração da turbina, Q_{min} .

Por forma a comparar as energias produzidas no cenário 2, onde são usadas as equações teóricas para previsão da produção, e pelo cenário 3, onde se utiliza a equação da turbina para calcular a energia produzida pelo sistema, apresenta-se os resultados obtidos para os dois na tabela 11.

Tabela 11- Resultados da energia produzida obtidos através da simulação do cenário 2 e 3.

Lagoas	Lagoa 2 + 3
<i>Energia Produzida no Cenário 2 (kW.h)</i>	415
<i>Energia Produzida no Cenário 3 (kW.h)</i>	400

A partir destes resultados podemos então comparar os resultados da energia produzida calculados pela forma teórica e através da equação da turbina, observando-se uma ligeira diferença nestes. Esta diferença pode dever-se ao facto de as duas formas assentarem os seus princípios de cálculo em diferentes elementos, uma vez que, no calculo teórico os principais elementos são o caudal

e a altura útil do aproveitamento, enquanto que na equação da potência produzida pela turbina os elementos mais importantes são os aspetos de projecto da turbina e as velocidades dos fluxos de água. Podemos assim observar que existe um erro de calculo entre os dois métodos de cerca de 4%.

Na figura 42 é então possível observar a evolução do caudal afluyente da turbina ao longo do período do seu período de funcionamento, esquema A. Através desta figura é então possível perceber que a partir do momento em que o caudal afluyente da turbina é inferior a 65% do caudal nominal, a turbina deixa de funcionar uma vez que se atinge o limite mínimo de exploração.

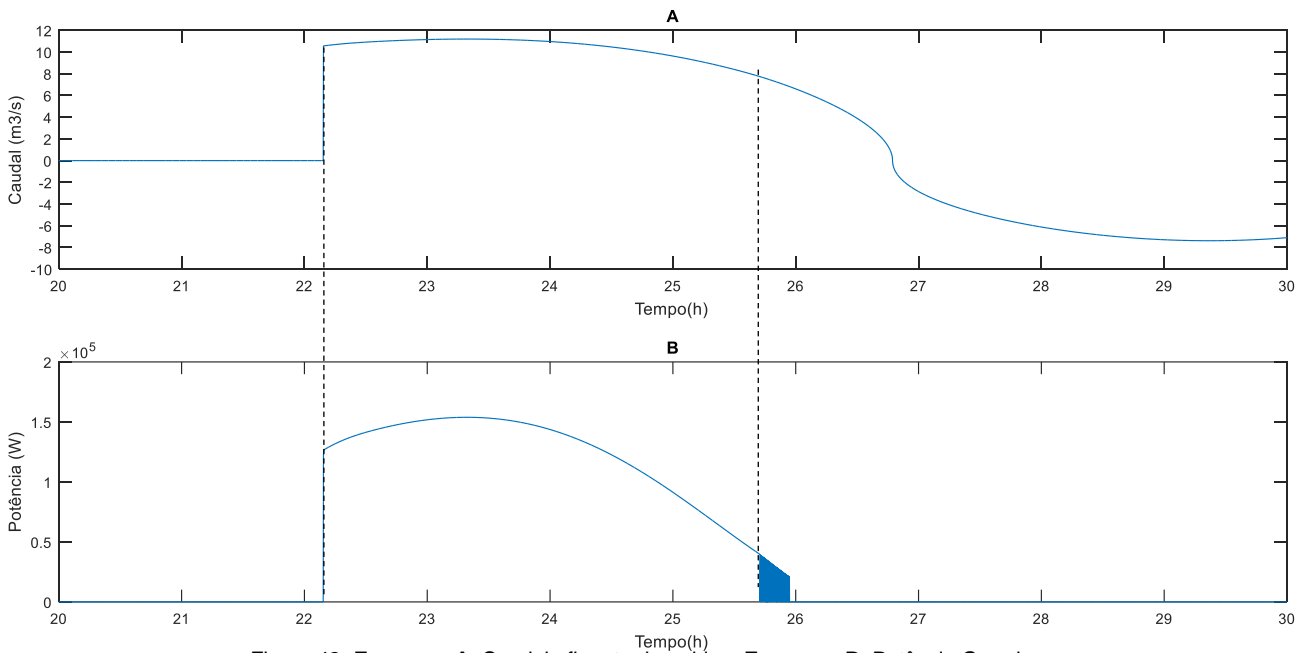


Figura 42- **Esquema A:** Caudal afluyente da turbina. **Esquema B:** Potência Gerada.

Uma vez que o caudal afluyente da turbina varia, também a velocidade de rotação da turbina varia ao longo do período de tempo em que a turbina se encontra em funcionamento, como é possível observar através da figura 43.

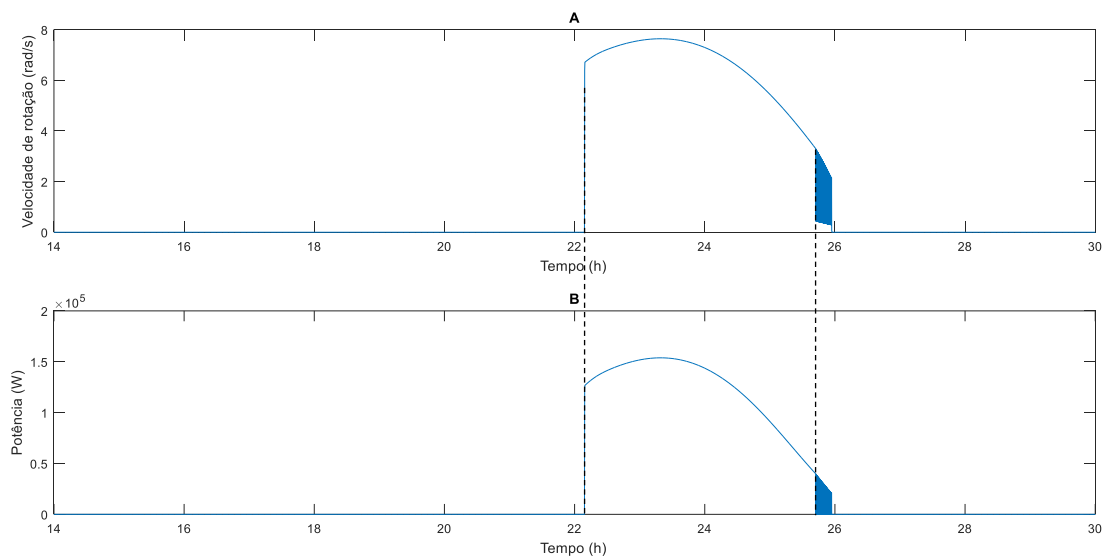


Figura 43- **Esquema A:** Velocidade de rotação, ω , da turbina. **Esquema B:** Potência Gerada.

Ao observar a figura 43, esta pode induzir em erro relativamente à evolução da velocidade de rotação da turbina e à própria evolução da potência gerada pela turbina. Este erro tem a ver com a entrada em funcionamento da turbina, uma vez que, a partir dos esquemas da figura 43 podemos interpretar que a passagem da posição de repouso para a posição de funcionamento da turbina se dá instantaneamente, o que não é verdade. Esta indução em erro deve-se ao facto de a escala de tempo apresentada ser em horas, pois quando observamos mais pormenorizadamente estes esquemas podemos observar que essa variação não é instantânea. Através da figura 44 podemos confirmar então este facto, quando a velocidade de rotação e a potência são mostradas com maior pormenor, observando-se que a sua evolução não é instantânea.

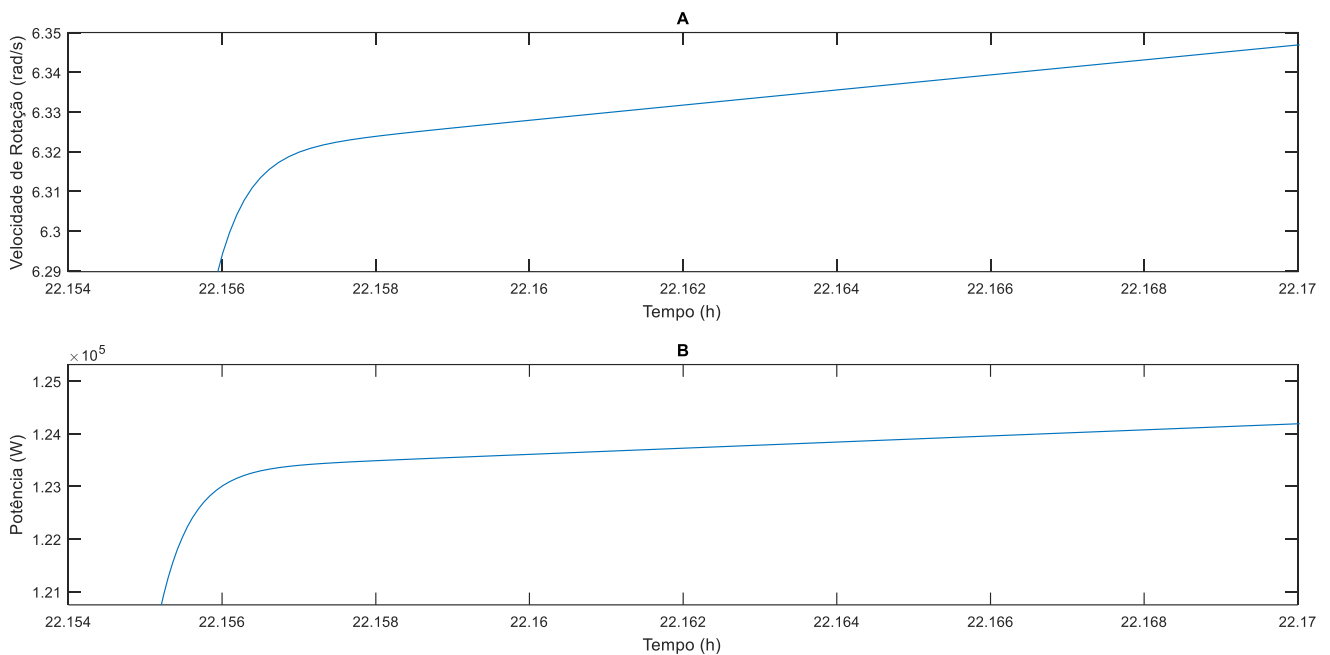


Figura 44- **Esquema A:** Pormenor da velocidade de rotação, ω , da turbina. **Esquema B:** Pormenor da potência gerada.

Outra situação que se pode observar nas figuras 40, 41 e 42 é facto de a curva da potência gerada apresentar uma zona preenchida a azul antes de se tornar nula, o mesmo se pode observar na figura 42 na curva da velocidade de rotação. Isto deve-se a dificuldades de convergência do modelo de simulação devido à existência neste de *loops* algébricos, combatidos com elementos de atraso.

Por forma a observar a variação do rendimento da turbina ao longo do processo apresenta-se a figura 45. Nesta figura podemos observar, no esquema A a curva de evolução do rendimento da turbina e no esquema B apresenta-se a potência gerada pela turbina. Podemos concluir que durante o intervalo de tempo em que esta se encontra em funcionamento o rendimento varia, isto deve-se a que o rendimento, como é possível observar pelas equações [3.5] e [3.6], depende da relação existente entre o caudal afluente da turbina e caudal nominal definido para a mesma. Como nestes aproveitamentos o caudal é bastante variável então o rendimento também ele o vai ser.

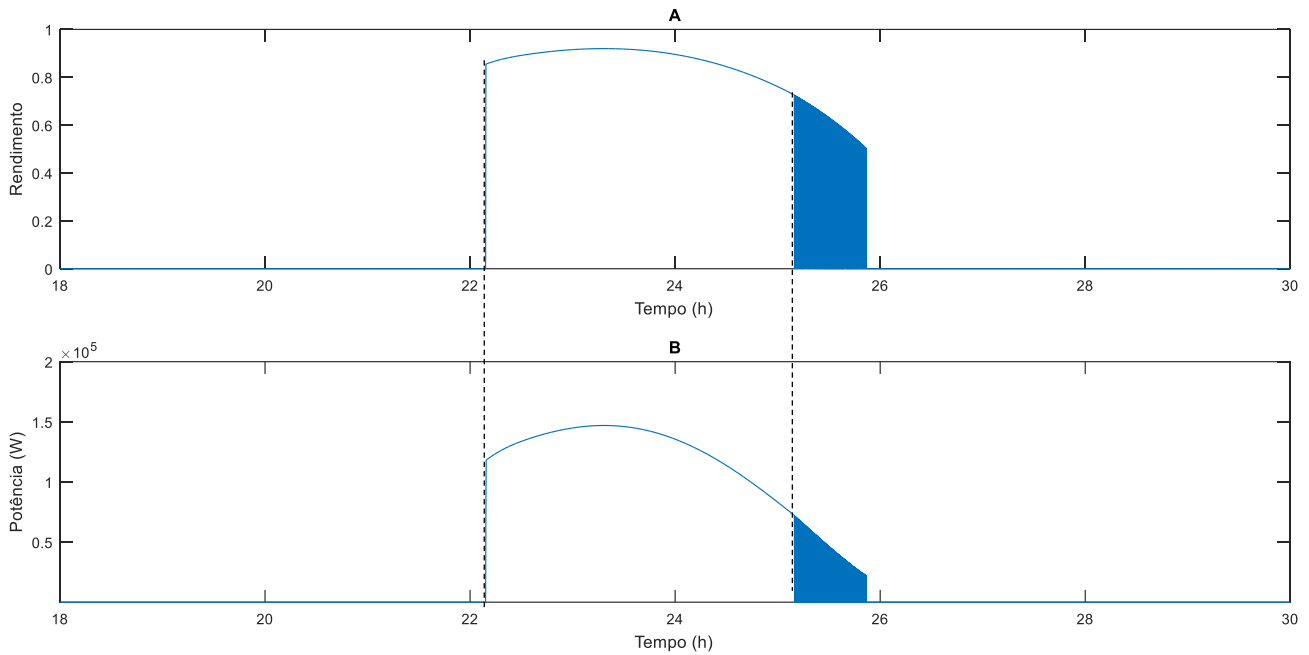


Figura 45- **Esquema A:** Caudal afluente da turbina. **Esquema B:** Potência Gerada.

Através da figura 45 podemos observar que o rendimento da turbina introduzida no sistema vai ser bastante variável, como seria de esperar, uma vez que o caudal afluente é também ele bastante variável. Assim, podemos observar que a turbina atinge um rendimento máximo de aproximadamente 90%, mas durante um curto intervalo de tempo. Neste curto intervalo de tempo referido, é quando o caudal afluente se aproxima do caudal nominal definido para a turbina e por isso o rendimento é máximo.

Perante este cenário podemos também concluir acerca do rendimento global apresentado pelo sistema. Assim, para este aproveitamento temos que a:

$$E_{disp} = 483 \text{ kW}$$

Assim, pode estabelecer-se que o rendimento global do sistema através deste método de calculo da potência é:

$$\eta_{sistema} = \frac{E}{E_{disp}} = \frac{400}{483} \approx 0.83$$

Pode concluir-se então, que o sistema com uma turbina do tipo Bulbo/Hélice instalada e com as características do local definidas apresenta um rendimento de aproximadamente 83%.

4.3.4. Cenário 4

O cenário 4 de simulação consiste na execução do processo de bombagem de água do estuário do rio Tejo (lagoa 1) para a lagoa originada pela caldeira do Moinho Grande (lagoa 2). O sistema de múltiplas lagoas utilizada vai ser igual ao do ultimo cenário, estabelecendo-se um sistema comunicante entre as duas lagoas formadas pelas caldeiras dos moinhos. Mais uma vez considera-se que existe apenas e só uma turbina para gerar energia no sistema e é também ela considerada na conduta que liga o estuário do rio à lagoa do Moinho grande, como no cenário 3.

Como já foi referido neste cenário por forma a estudar se a execução do processo de bombagem pode ou não trazer um maior proveito em termos de produção energética ao sistema, vai simular-se a ocorrência do mesmo neste cenário. A bombagem de água será executada até que se atinga uma altura superior em 2m a altura atingida naturalmente na lagoa do Moinho Grande. Estes dois metros de acréscimo de altura levariam à construção de paredões em volta da lagoa por forma a armazenar essa maior quantidade de água.

A turbina a introduzir no sistema vai ser novamente uma turbina do tipo Bulbo/Hélice. No entanto temos de redefinir os parâmetros nominais da turbina a utilizar, uma vez que, vamos ter uma altura útil e um caudal superiores aos do cenário anterior. Assim, com recurso às curvas da figura 22 e da A2-1 do anexo 2, definem-se estes parâmetros da turbina, que são apresentados na tabela 12.

Tabela 12- Parâmetros nominais da turbina.

Parâmetros Nominais da Turbina	
P_N (kW)	500
H_u (m)	4
Q_N (m ³ /s)	21
Q_{min}	0.65 Q_N

Quanto aos parâmetros de projecto da turbina são usados os apresentados na tabela 13, uma vez que a potência nominal da turbina é superior à anteriormente usada, admitem-se dimensões ligeiramente diferentes para a turbina a simular neste cenário.

Tabela 13- Parâmetros de projecto da Turbina.

Parâmetros de Projecto da Turbina	
α_1 (°)	50
α_2 (°)	80
β_2 (°)	20
r_1 (m)	0,85
r_2 (m)	0,3

Uma vez que as turbinas do tipo Bulbo/Hélice apresentam rendimentos na ordem dos 70% quando estão a funcionar no modo inverso [32], este é o rendimento usado para a mesma quando estiver a executar a bombagem, ou seja, quando se colocar energia na turbina esta vai ter um rendimento de 70% para acelerar o fluxo de água. Para realizar o processo de bombagem considera-se então que se alimenta a turbina com uma potência de 300 kW, consumida a partir da rede de energia.

Este sistema simulado é um sistema híbrido, uma vez que, como já foi referido anteriormente este processo de armazenamento de água, num período é feito através do fluxo natural das marés e só depois é executado o processo de bombagem para aumentar a quantidade de água armazenada aumentando o desnível de alturas existente entre os dois lados.

Na figura 46 apresenta-se então o resultado da execução deste processo. Através do esquema A podemos observar a evolução dos níveis de água que se estabelecem no estuário do rio Tejo (curva azul), na lagoa do Moinho Grande (curva vermelha) e na lagoa do Moinho Pequeno (curva amarela). No esquema B é apresentada a potência que é gerada neste aproveitamento. Para definir o intervalo de tempo em que é gerada potência, são novamente usados os limites de exploração das turbinas Bulbo/Hélice, ou seja, a turbina só se encontra em funcionamento enquanto o caudal afluente for superior ou igual a 65% do caudal nominal ou caudal máximo que se cria no sistema.

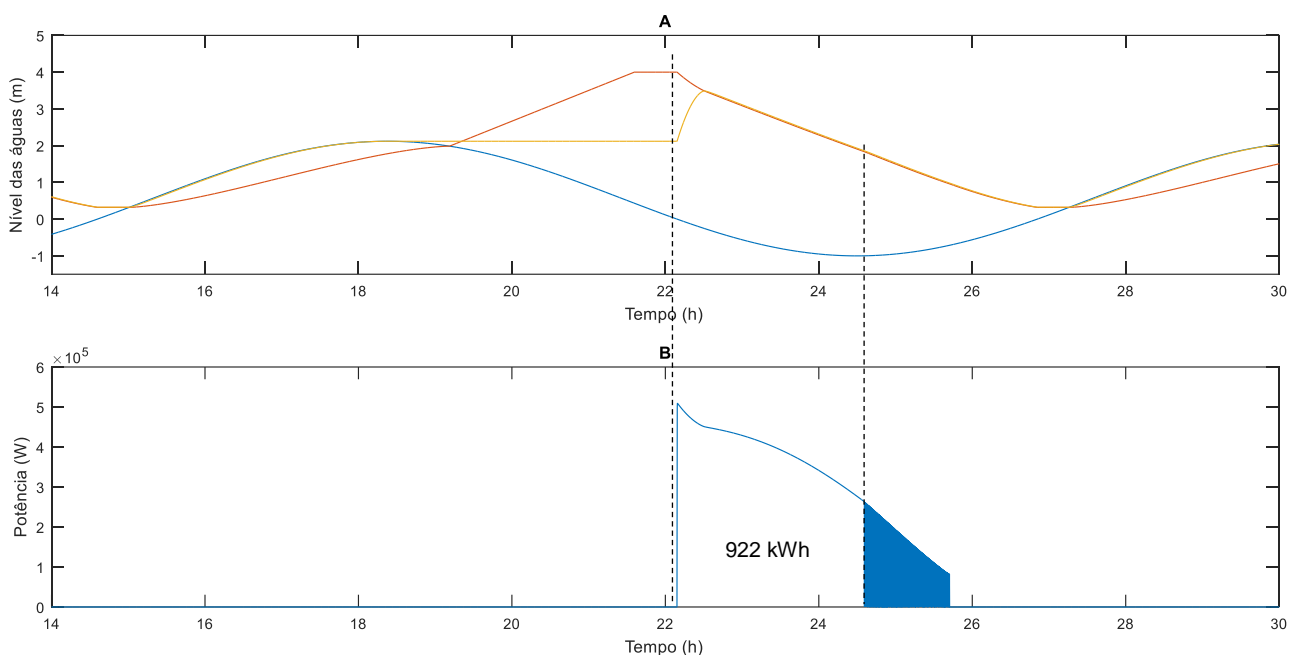


Figura 46- **Esquema A:** Evolução da Maré e dos Níveis das Águas em ambas as Lagoas. **Esquema B:** Potência Gerada.

Analisando então as curvas apresentadas na figura 46 podemos observar que devido à execução do processo de bombagem o armazenamento nas lagoas aumentou como se pode observar no esquema A através da elevação do nível de água nas lagoas. Assim, simulou-se a execução de bombagem de água para a lagoa do Moinho Grande até que esta atingisse um nível superior em 2m do normal. De seguida a comporta, por onde se efetuou a bombagem fecha-se. Quando se estabelece um desnível apropriado entre os dois lados para produzir energia esta voltou a abrir por forma a fazer o caudal passar pela turbina e ser turbinado, ao mesmo tempo que a comporta entre a lagoa do Moinho Grande e o estuário foi aberta também a comporta da comunicação entre as duas lagoas se abre. Assim, o nível na lagoa do moinho pequeno também ele se eleva, como se pode observar pelo esquema A da figura.

A realização deste processo leva então a um aumento de produção de energia relativamente à situação onde não se estabelece a bombagem (cenário 3).

Tabela 14- Resultados da energia produzida obtidos através da simulação do cenário 2 e 3.

Cenário	Energia Produzida (kWh)
Cenário 3	400
Cenário 4	922

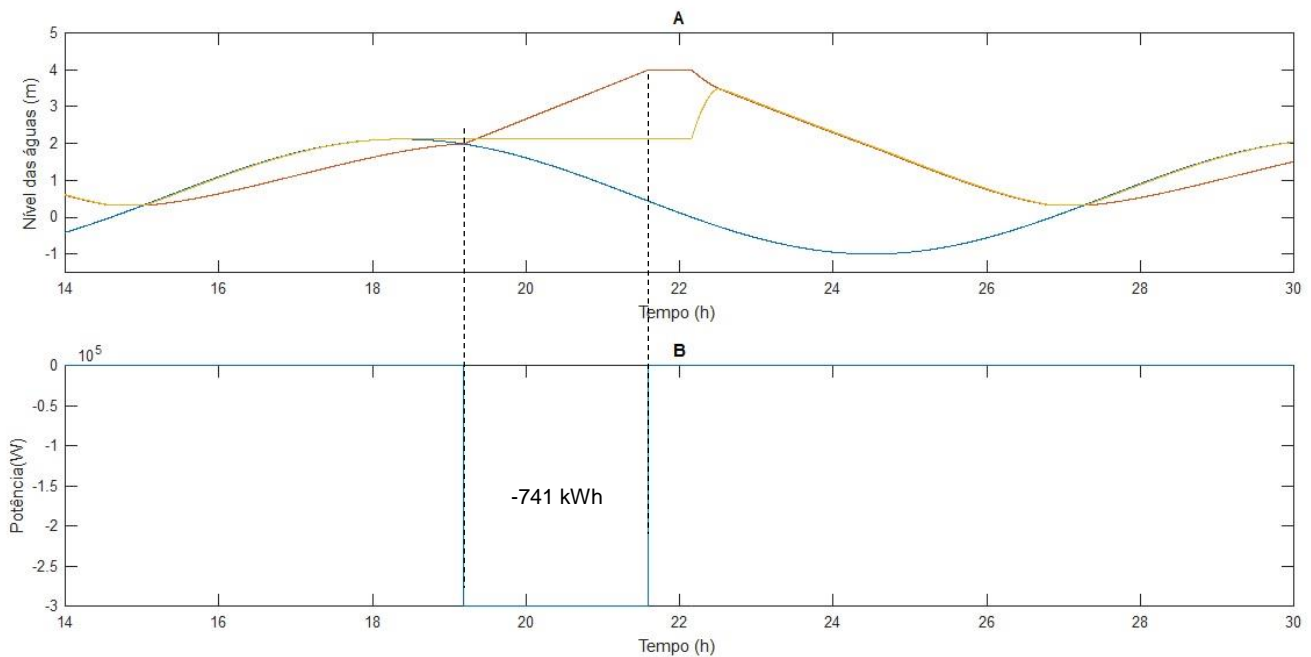


Figura 47- **Esquema A:** Evolução da Maré e dos Níveis das Águas em ambas as Lagoas. **Esquema B:** Potência Consumida.

Através dos dados da tabela 14 podemos então concluir que a execução de bombagem permite aumentar a produção em cerca de 522 kWh. No entanto interessa também observar a quantidade de energia que é consumida por forma a que se possa executar o processo e assim produzir mais energia.

No esquema B da figura 47 apresenta-se então a potência consumida para realizar a bombagem. Através do esquema A podemos observar a evolução dos níveis de água que se estabelecem no estuário do rio Tejo e nas lagoas com a mesma descrição já feita anteriormente na figura 46.

Como já se referiu por forma a realizar bombagem e com isso poder aumentar a produção de energia do sistema é necessário consumir energia. Assim, neste cenário existe um consumo de cerca de 741 kWh. Por forma a calcular o rendimento do processo de bombagem utiliza-se então a equação [3.65] e obtém-se que:

$$r_{bomb} = \frac{E}{E_{cons}} = \frac{522}{741} = 0.7$$

Podemos concluir que este valor está de acordo com os valores apontados a este processo.

4.3.5. Análise Económica dos Cenários Simulados

A partir do cenário 3 e 4 podemos tirar conclusões relativamente à capacidade de produção do sistema de lagoas existente no estuário do rio Tejo. No entanto interessa também analisar e tirar conclusões relativamente à mais valia financeira que se pode retirar da produção de energia neste local. Assim interessa então analisar a remuneração que se pode obter pela energia que se produz.

Através de dados disponibilizados pela OMIP (Organização Mercado Ibérico Portugal, Polo Português) é possível obter os valores a que a energia produzida em Portugal é negociada no mercado a cada hora. Assim, através da plataforma virtual desta organização, foi possível exportar dados de maneira a calcular uma média para os valores a que a energia produzida em Portugal foi negociada durante o ano de 2015, sendo que as médias são calculadas individualmente para cada uma das 24 horas que compõem um dia. Na figura 48 apresenta-se um gráfico com essas mesmas médias. A média é feita para cada hora do dia, isto é, para cada hora é apresentado um custo médio anual a que a energia foi negociada no mercado.

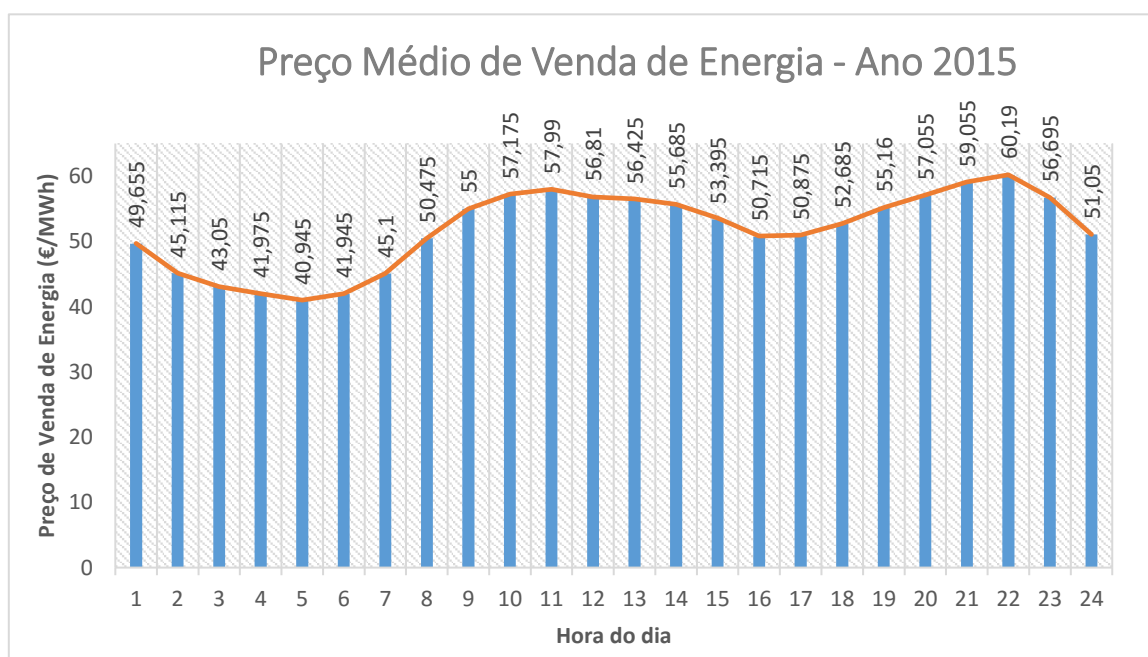


Figura 48- Preço médio de venda de energia no mercado no ano de 2015. Fonte: OMIP

Como anteriormente já foi referido, os preços de venda de energia por parte dos produtores diferem consoante o período em que esta é vendida. O mercado define assim períodos onde a energia apresenta valores mais elevados e outros onde a energia apresenta valores mais reduzidos. Estes períodos são definidos consoante a procura que existe por parte dos consumidores finais, ou seja, quando a procura é elevada então o preço da energia aumenta e vice-versa. Definem-se assim os dois principais períodos a partir dos quais se estabelecem os preços de energia no mercado, sendo estes o período de ponta, onde a energia é mais cara, e o período de vazio, onde a energia é mais barata.

Através da figura 48 podemos verificar este facto, uma vez que, os preços variam de hora para hora e podem identificar-se os dois períodos. Assim, a partir da figura define-se que os períodos de vazio se estabelecem normalmente de madrugada, entre a 1 e as 7 horas da manhã. Já os períodos de ponta ocorrem geralmente ao início da noite quando existe o período de maior consumo.

Os períodos e custos apresentados anteriormente dizem respeito ao mercado dos produtores de energia. No entanto e uma vez que nestas simulações é também consumida energia, nomeadamente no cenário 4 devido à realização do processo de bombagem, interessa também definir os custos de energia para os consumidores finais. Estes custos englobam diversas variáveis e são definidos em Portugal pela ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos). Entre as diversas variáveis está o período em que o consumo de energia é efetuado, uma vez que, se o consumo for feito numa hora de ponta o produtor vende a energia a um preço mais elevado logo o consumidor final vai ter de pagar também ele um valor mais elevado pela energia consumida. Assim, no anexo 3 apresentam-se os diferentes períodos definidos pela ERSE, bem como são apresentados os custos da energia. Estes custos no anexo são apresentados para um consumidor que tenha acesso à rede de energia MT, o que seria o caso desta instalação que está a ser simulada uma vez que a potência a fornecer à turbina para que esta execute o processo de bombagem é bastante elevada.

Assim, utilizando os dados da figura 48 e os dados do anexo 3 vão apresentar-se os ganhos económicos para a produção de energia nos diferentes períodos existentes, bem como os gastos relativos à bombagem. Avalia-se assim a rentabilidade de cada período, relativa à produção de energia.

Apresenta-se então na tabela 15 os resultados obtidos para quando se considera o sistema apresentado no cenário 3, avaliando-se a produção do mesmo durante os diferentes períodos definidos pelo mercado. A simulação 1 representa a produção durante um dia em que as horas de produção coincidem com o período de vazio. A simulação 2 representa a produção num dia em que as horas de produção coincidem com as horas de ponta.

Tabela 15- Resultados obtidos para a produção de energia nos diversos períodos definidos.

Simulação	Energia Produzida (kWh)	Período de Produção (h)	Período de Produção	Horário de Produção (h)	Preço de Venda (€/MWh)	Ganho Total (€)
1	400	3	Vazio	3→4	41,975	15,6
				4→5	40,945	
				5→6	41,945	
	400	3	Cheia	15→16	50,715	19,5
				16→17	50,875	
				17→18	52,685	
2	400	3	Cheia	7→8	50,475	22,5
				8→9	55	
				9→10	57,175	
	400	3	Ponta	19→20	57,055	24
				20→21	59,055	
				21→22	60,19	

Como seria de esperar produzindo energia em períodos de ponta a remuneração obtida é superior relativamente à produção em períodos de vazio. Podemos ainda comentar que a produção diária de uma central deste tipo utilizando os ciclos naturais, geralmente, pode produzir duas vezes por dia. No entanto se um dos ciclos coincidir com um período de vazio ou ponta o ciclo seguinte dificilmente vai coincidir com um ciclo igual, coincidindo com os períodos de cheia onde a energia apresenta um custo intermedio. Assim, podemos referir que esta central teria maior rentabilidade caso entre em funcionamento apenas em períodos de ponta de carga.

Na tabela 16 apresentam-se os resultados obtidos quando se considera o sistema apresentado no cenário 4, executando-se o processo de bombagem. Assim, avalia-se a produção do mesmo em períodos de ponta e em períodos de vazio, tal como para o anterior sistema. A simulação 1 representa a produção durante um dia em que as horas de produção coincidem com o período de vazio e o período de cheia. A simulação 2 representa a produção num dia em que as horas de produção coincidem com o período de ponta e com o período de cheia.

Tabela 16- Resultados obtidos para o período de produção de energia depois de executado processo de bombagem.

Simulação	Energia Produzida (kWh)	Período de Produção (h)	Período de Produção	Horário de Produção (h)	Preço de Venda (€/MWh)	Ganho Total (€)
1	922	3h 25min	Vazio	3→4	41,975	41.5
				4→5	40,945	
				5→6	41,945	
				6→7	45.1	
	922	3h 25min	Cheia	15→16	50,715	48.1
				16→17	50,875	
				17→18	52,685	
				18→19	55.16	
2	922	3h 25min	Cheia	7→8	50.475	53.4
				8→9	55	
				9→10	57,175	
				10→11	57,99	
	922	3h 25min	Ponta	19→20	57.055	54.6
				20→21	59,055	
				21→22	60,19	
				22→23	56,695	

Uma vez que se executa o processo de bombagem existe produção de maior quantidade de energia como já se tinha concluído a quando da apresentação dos resultados do cenário 4. Devido a este facto é assim possível obter uma maior remuneração relativamente á obtida perante os resultados do cenário 3 apresentados na tabela 15.

No entanto e perante a execução de bombagem interessa quantificar o que se gasta para executar esse processo e poder aumentar a quantidade de água armazenada. Neste processo o

sistema deixa de ser considerado produtor e passa a ser considerado como um consumidor, uma vez que, necessita de consumir energia proveniente da rede para poder executar este processo. Os preços de energia para o consumidor final dependem também eles do período em que se consome a mesma.

Assim, por complemento aos resultados apresentados na tabela 16 apresentam-se então os resultados obtidos para o período em que se executa a bombagem na tabela 17, avaliando-se a energia que é consumida e o custo desta a quando da execução do processo nos diferentes períodos. Para isso utilizam-se então os períodos e os valores definidos pela ERSE que é a entidade reguladora em Portugal. No anexo 3 apresentam-se duas tabelas, uma com a definição dos períodos e outra com a definição dos custos da energia, tendo esta sido obtidas através da plataforma virtual da ERSE.

Tabela 17 – Resultados obtidos para análise do período de bombagem.

Energia Consumida (kWh)	Período de Bombagem (h)	Período de Bombagem	Preço de Energia (€/kWh)	Gasto Total (€)
741	2h 42min	Super Vazio	0.0198	14.3
741	2h 42min	Vazio	0.0206	14.9
741	2h 42min	Cheia	0.0374	27.1
741	2h 42min	Ponta	0.0432	31.3

Através da simulação do cenário 4 obtém-se a quantidade de energia gasta no processo de bombagem e o intervalo de tempo em que é necessário executar o processo, por forma a atingir o nível de água na lagoa superior ao obtido naturalmente. Assim, surgem os valores apresentados nas duas primeiras colunas da tabela 17.

Analisando os custos que o processo de bombagem acarreta consoante o período em que este é executado podemos concluir que este deve ser executado em períodos de vazio ou super vazio pois é onde a energia é mais barata e permite uma maior rentabilidade do processo. Através dos resultados apresentados na tabela 17 podemos observar que nestes períodos o custo do processo é cerca de metade em relação à execução de bombagem em períodos de cheia ou de ponta.

A conclusão a retirar destes resultados é a de que para rentabilizar ao máximo este sistema a produção de energia e a execução do processo de bombagem teriam de ser muito bem conjugadas por forma a que estas coincidissem com os períodos de ponta e de vazio ou super vazio correspondentemente.

Por forma a comprovar as conclusões tiradas dos resultados anteriores, apresentam-se na tabela 18 os resultados líquidos do processo fazendo um balanço entre o ganho que se retira da produção de energia e o gasto que a bombagem acrescenta ao sistema.

Os resultados apresentados correspondem ao cenário mais rentável do ponto de vista económico, simulação 1, e ao cenário menos rentável, simulação 2.

Tabela 18- Resultados para os cenários de produção e consumo mais favoráveis e menos favoráveis.

Simulação	Energia Produzida (kWh)	Período de Produção	Ganho (€)	Energia Consumida (kWh)	Período de Bombagem	Gasto (€)	Balanço (€)
1	922	Ponta	54.6	741	Vazio	14.9	39.7
2	922	Ponta	54.6	741	Ponta	31.3	23.3

A partir dos resultados apresentados comprova-se as conclusões retiradas anteriormente, pois para a simulação 1, onde se produz no período de ponta e se consome no período de vazio, apresenta um balanço com um lucro de cerca de 73%. Para o caso da simulação 2 o balanço apresenta um lucro de cerca de 43% que é inferior a este.

Estes cenários dificilmente são passíveis de ocorrer se a produção de energia ocorrer através do ciclo natural das marés. Para além desta situação os ciclos de maré, apesar de previsíveis, são variáveis no tempo, levando a que de um dia para o outro as condições de produção de energia sejam diferentes. Por isso esta central simulada por forma a ser rentável pode não produzir quando é possível, uma vez que, os períodos de produção e de bombagem devem coincidir com os períodos onde a energia produzida é vendida a um preço elevado e com os períodos onde a energia consumida apresente um valor mais baixo.

A conjugação dos períodos certos definidos pelos mercados com os períodos de produção da central nem sempre são possíveis, o que pode levar a que a central esteja parada varias horas até que seja possível conjugar os períodos, sendo que devido às oscilações naturais dos ciclos de maré pode nem sempre ser possível produzir quando nos encontramos em condições de mercado favoráveis para que tal aconteça.

Capítulo 5

Conclusões e Trabalhos Futuros

5.1. Introdução

Neste último capítulo serão apresentadas as conclusões a tirar dos diversos cenários para os quais o sistema de múltiplas lagoas de maré, originadas pelas caldeiras dos antigos moinhos de maré existentes na cidade do Barreiro, foram simulados.

Para além das diferentes conclusões retiradas deste estudo e com base no estado da arte atual destes aproveitamentos são propostos alguns trabalhos futuros por forma a perceber se em Portugal é então possível tirar partido das marés para produzir energia elétrica.

5.2. Conclusões

A primeira conclusão e a mais importante que se retira deste estudo efetuado para sistema de múltiplas lagoas de maré localizado no estuário do rio Tejo é a de que é um sistema rentável, relativamente ao processo de produção de energia. Devido às suas dimensões é um sistema de escala muito reduzida quando comparado com os normais sistemas de produção de energia. Este facto faz com que os resultados obtidos através das simulações dos diferentes cenários colocados apresentem resultados com valores notoriamente baixos.

No entanto, e apesar do estudo efetuado ter sido para um aproveitamento da amplitude das marés no rio Tejo, onde as áreas de armazenamento são reduzidas, os resultados obtidos podem ajudar a comprovar que se é possível ter retorno para um sistema de pequenas dimensões é possível obter maior retorno para um sistema de maiores dimensões colocado no mesmo local.

Conclui-se então que este sistema de múltiplas lagoas de maré, originadas pelas caldeiras dos moinhos de maré do Barreiro, do ponto de vista da instalação de uma central de produção de energia não é um projecto viável economicamente. Este facto deve-se em grande parte, como já foi referido, devido às dimensões do sistema a nível do armazenamento de água, pois este apresenta áreas muito reduzidas quando comparadas com outros aproveitamentos de amplitude das marés existentes.

Contudo este local pode, ainda assim, ser aproveitado para a instalação de um projecto piloto do aproveitamento das marés, tal como existe na ilha do Pico para o aproveitamento da energia das ondas, ou para investigação científica e desenvolvimento de tecnologias usadas neste tipo de aproveitamentos. Como foi referido ao longo deste texto os aproveitamentos de amplitude das marés pouco têm evoluído do ponto de vistas das tecnologias usadas nos mesmo, devido a apresentarem elevados custos de implementação. Este facto leva a que os investidores arrisquem o mínimo possível do ponto de vista da instalação de novas tecnologias que ainda não tenham provas dadas quanto à sua eficiência. No entanto este local apresenta condições muito favoráveis para ser utilizado como local de testes para o desenvolvimento dessas tecnologias, visto que, apresenta condições naturais que outrora já foram usadas com propósitos similares. Este local poderia ser aproveitado para a realização de testes com protótipos de novas turbinas, permitindo o teste das mesmas em condições reais, um pouco como já é feito no EMEC (*European Marine Energy Centre*).

5.3. Trabalhos Futuros

Com base neste estudo podem ser elaborados outros em que sejam incorporadas outras lagoas que existem no mesmo local e que possam estar disponíveis para ser aproveitadas. Assim, existiria um incremento na área de armazenamento e poderia tornar o projecto da central de produção de energia através do aproveitamento da amplitude das marés rentável neste local.

Poderia ser feito um estudo em que a área de armazenamento utilizada não se restringisse às lagoas de maré existentes no local e fosse alargada a todo o braço de rio que envolve este local uma vez que esta seria mais uma forma de aumentar área de armazenamento.

Por fim, visto que, o aproveitamento dos fluxos das marés tem sofrido uma enorme evolução nos últimos anos poderia ser também interessante estudar esta vertente de aproveitamento das marés também no rio Tejo.

Referências

- [1] Almeida, Carlos. Estado Atual do Setor das Energias Renováveis em Portugal. APREN. 2015.
- [2] Owen A, Trevor ML. – Tidal current energy: origins and challenges. Future energy, p. 111–28, 2008.
- [3] Hammons, T.J. Tidal Power in the UK and Worldwide to Reduce Greenhouse Gas Emissions. International Journal of Engineering Business, vol.3, pp. 16-28, 2011.
- [4] Efeito da lua nas amplitudes das marés (imagem): <<http://www.lhup.edu/~dsimanek/scenario/img008.gif>>, acessado a 3 de Agosto de 2016.
- [5] Rourke, Fergal O.; Boyle, Fergal; Reynolds, Anthony. Tidal Energy Update 2009. Applied Energy, vol. 87, pp 398-409, 2010.
- [6] Brammer, James Robert. Physical and Numerical Modelling of Marine Renewable Energy Technologies, with Particular Focus on Tidal Stream and Tidal Range Devices. Cardiff School of Engineering, Cardiff, 2014.
- [7] Moinhos de maré de Alburrica, Barreiro (Imagem): <http://allburrica.blogspot.pt/2010_10_01_archive.html>, acedido em 2 de Agosto de 2016.
- [8] Waters, Shaun; Aggidis, George. Tidal Range Technologies and State of the Art in Review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol.59, pp. 514-29, 2016.
- [9] DAEWOO E&C. Sihwa Tidal Power Plant Project, 2004.
- [10] Schneeberger, Markus. – Sihwa Tidal – Turbines and Generators For the World's Largest Tidal Power Plant. British Hydropower Association Annual Conference, Bristol, 2008.
- [11] Laleu, Vincent De. La Rance Tidal Power Plant 40-year operation feedback – Lesson learnt. British Hydropower Association Annual Conference, Liverpool, 2009.
- [12] Zhang, Yong-liang; Lin, Zheng; Liu, Qiu-lin. Marine renewable energy in China: Current status and perspectives. Water Science and Engineering, vol.7, pp. 288-305, 2014.
- [13] Wang, Shujie; Yuan, Peng; Li, Dong; Jiao, Yuhe. An overview of ocean renewable energy in China. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol.15, pp.91-111, 2011.
- [14] Central de mare Kyslaya Guba, Rússia (imagem): <<http://expo2012.inconnect.ru/en/science/energiya-i-resursy-okeana/>>, acedido em 2 de Agosto de 2016.
- [15] Kempener, Ruud; Neuman, Frank. Tidal Energy Technology Brief. IRENA, 2014.
- [16] WDC. Marine Renewable Energy: A Global Review of the Extent of Marine Renewable Energy Developments, the Developing Technologies and Possible Conservation Implications for Cetaceans.

Whale and Dolphin Conservation Society (WDC), Version 1, 2013.

- [17] Uihlein, Andreas; Magagna, Davide. Wave and tidal current energy- A review of the current state of research beyond technology. *Renewable and Sustainable Energy*, vol.58, pp. 1070-1081, 2016.
- [18] Sorensen, Hans Christian; Naef, Stefan. Report on technical specification of reference technologies (wave and tidal power plant). *New Energy Externalities Developments for Sustainability*, 2008.
- [19] Marine Current Turbines. Turbina SeaGen: <<http://www.marineturbines.com>>, acessado em 5 de Agosto de 2016.
- [20] SeaPower. Turbina Kobold: <<http://www.seapowerscri.com/ocean-and-river-system/kobold>>, acessado em 5 de Agosto de 2016.
- [21] Castro, Rui. Uma Introdução Às Energias Renováveis: Eólica, Fotovoltaica e Mini-hídrica. 2º Edição, IST Press, pp.71-105, 2012.
- [22] Majunder, Mrinmoy; Ghosh, Soumya. Decision Making Algorithms for Hydro-Power Plant Location Chapter 2. *SpringerBriefs*, pp. 15-20, 2013.
- [23] Site do Centro de informação da REN: <<http://www.centrodeinformacao.ren.pt>>, acessado a 15 de Março de 2016.
- [24] Ferreira de Jesus, J. M. – Produção e Consumo de Energia Elétrica: Produção de Energia Elétrica. IST, 2010.
- [25] Gatte, Mohamed Taih; Kadhim, Rasim Azeez. Hydro Power. *Energy Conservation*, Chapter 4, pp.95-124, 2012.
- [26] Farsirotou, E; Kasiteropoulou, D; Stamatopouou, D. Experimental Investigation of Fluid Flow in Horizontal Pipes Systems of Various Cross-section Geometries. *EPJ Web of Conferences*, vol. 67, pp.1-6, 2014.
- [27] Castro, Rui. Small Hydro Plants – Chapter 6. *Renewable Sources and Distributed Power Generation*, IST, pp. 9.
- [28] Kjolle, Arne. Hydropower in Norway Mechanical Equipment. Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, 2001.
- [29] Alves da Silva, José Fernando. Eletrónica Industrial: Semicondutores e Conversores de Potência. 2º Edição, Fundação Calouste Gulbenkian, 2013.
- [30] Aranzazu D. Martin, J. M. Cano, Fernando A. Silva, and Jesus R. Vazquez, Back-stepping Control of Smart-grid Connected Distributed Photovoltaic Power Supplies for Telecom Equipment, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Issue: 99, 2015
- [31] Burrows, R; Walkington, I A; Yates, N C; Hedges, T S; Li, M; Zhou, J G; Chen, D Y; Wolf, J; Holt, J; Proctor, R. Tidal Energy Potential In UK Waters. *Offshore Renewable Energy*, University of Liverpool, 2009.
- [32] Miranda Lemos, J. Modelos e Simulação-1. *Modelação e Simulação*, IST-DEEC.

- [33] Najim, Kaddour. Control of Continuous Linear Systems. ISTE Ltd, 2016.
- [34] E. Wellstead, Peter. Introduction to Physical Modelling. 2005.Hamilton Institute.
- [35] Ljung, Lennart; Glad, T. Modelling of Dynamic Systems. Prentice-Hall, Inc. 1994.
- [36] Sarailoo, Morteza; Rahmani, Zahra; Rezaie, Behrooz. A novel model predictive control scheme based on bees algorithm in a class of nonlinear systems: Application to a three tank System. Neurocomputing, vol.152, pp 294-304, 2014.
- [37] M. Letcher, Trevor. Storing Energy: Special Reference to Renewable Energy. Chapter 2, Elsevier, 2016.
- [38] O'Rourke, Fergal; Boyle, Fergal; Reynolds, Anthony. Tidal current energy resource assessment in Ireland: Current status and future update. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol.14, pp 3206-3212, 2010.
- [39] Sheth, Shabana; Shahidehpour, Mohamad. Tidal Energy in Electric Power Systems. IEEE. Illinois Institute of Technology, Chicago, 2005.
- [40] Laubwald, Elke. Coupled tank system. Control Systems Principles, pp. 1-8, 2005.
- [41] Leite Garcia, A.; J. E. Santana, João; José Resende, M.; Verdelho, Pedro. Analise Técnico-Económica do Sistema Eléctrico. LIDEL.

Anexos

Anexo 1 - Tabelas de Maré

Neste anexo são apresentadas as tabelas de maré previstas, para os meses de janeiro a março do ano de 2016, no estuário do rio Tejo. Estas foram obtidas a partir de documentos publicados pelo Instituto Hidrográfico da Marinha Portuguesa.

JANEIRO			FEVEREIRO			MARÇO											
Hora	Altura		Hora	Altura		Hora	Altura										
h m	m		h m	m		h m	m										
1 SEX	1 1 7 30 13 37 20 4	1.2 3.1 1.2 2.9	16 SAB	1 5 7 46 13 39 20 20	.8 3.4 .8 3.2	1 SEG	1 56 8 23 14 33 21 5	1.4 2.8 1.4 2.8	16 TER	2 53 9 38 15 31 22 18	1.1 3.1 1.2 3.1	1 TER	1 7 7 36 13 34 20 9	1.3 2.9 1.4 2.9	16 QUA	2 35 9 19 15 8 21 56	1.2 3.0 1.4 3.1
2 SAB	1 55 8 23 14 36 21 7	1.4 2.9 1.3 2.8	17 DOM	2 6 8 49 14 44 21 29	1.0 3.3 1.0 3.1	2 TER	3 7 9 35 15 49 22 22	1.5 2.7 1.4 2.8	17 QUA	4 20 11 2 16 55 23 38	1.2 3.0 1.2 3.2	2 QUA	2 8 8 39 14 44 21 21	1.5 2.8 1.5 2.8	17 QUI	4 6 10 47 16 39 23 20	1.3 3.0 1.4 3.1
3 DOM	3 2 9 31 15 45 22 19	1.5 2.8 1.4 2.8	18 SEG	3 18 10 2 15 58 22 43	1.1 3.2 1.1 3.1	3 QUA	4 28 10 55 17 3 23 34	1.5 2.8 1.4 2.9	18 QUI	5 44 12 17 18 9	1.1 3.1 1.1	3 QUI	3 32 10 3 16 11 22 46	1.5 2.7 1.5 2.9	18 SEX	5 32 12 3 17 55	1.2 3.1 1.3
4 SEG	4 16 10 44 16 53 23 25	1.5 2.8 1.3 2.9	19 TER	4 38 11 18 17 13 23 54	1.1 3.2 1.0 3.2	4 QUI	5 39 12 5 18 4	1.3 2.9 1.2	19 SEX	0 44 6 49 13 17 19 6	3.3 1.0 3.2 1.0	4 SEX	4 57 11 29 17 28 23 59	1.4 2.9 1.4 3.1	19 SAB	0 27 6 34 13 1 18 50	3.3 1.1 3.2 1.1
5 TER	5 23 11 48 17 51	1.4 2.9 1.2	20 QUA	5 53 12 26 18 19	1.0 3.2 .9	5 SEX	0 34 6 36 13 2 18 55	3.1 1.1 3.1 1.0	20 SAB	1 38 7 39 14 6 19 52	3.5 .8 3.4 .8	5 SAB	6 5 12 35 18 27	1.2 3.1 1.1	20 DOM	1 20 7 20 13 46 19 33	3.5 .9 3.4 1.0
6 QUA	0 20 6 18 12 42 18 39	3.0 1.2 3.1 1.1	21 QUI	0 56 6 56 13 26 19 15	3.4 .8 3.4 .8	6 SAB	1 25 7 24 13 51 19 40	3.3 .9 3.3 .8	21 DOM	2 24 8 21 14 48 20 31	3.6 .7 3.5 .7	6 DOM	0 58 6 58 13 28 19 17	3.4 .9 3.4 .8	21 SEG	2 3 7 58 14 25 20 10	3.6 .8 3.5 3.9
7 QUI	1 7 7 4 13 29 19 22	3.2 1.0 3.2 .9	22 SEX	1 50 7 48 14 18 20 4	3.6 .7 3.5 .7	7 DOM	2 11 8 7 14 37 20 23	3.6 .5 3.5 .6	22 SEG	3 4 8 57 15 25 21 7	3.7 .6 3.6 .6	7 SEG	1 48 7 45 14 16 20 2	3.7 .6 3.6 .6	22 TER	2 41 8 32 15 0 20 43	3.7 .7 3.6 .8
8 SEX	1 50 7 46 14 12 20 2	3.4 3.9 3.3 .8	23 SAB	2 38 8 34 15 4 20 47	3.7 .6 3.5 .6	8 SEG	2 56 8 50 15 21 21 5	3.8 .4 3.7 .4	23 TER	3 40 9 30 15 59 21 40	3.8 .5 3.6 .6	8 TER	2 35 8 29 15 0 20 46	3.9 .4 3.9 .4	23 QUA	3 14 9 3 15 32 21 15	3.8 .7 3.7 3.7
9 SAB	2 32 8 27 14 55 20 41	3.6 .7 3.5 .6	24 DOM	3 22 9 15 15 45 21 25	3.8 .5 3.6 .6	9 TER	3 40 9 31 16 4 21 47	4.0 .3 3.8 .3	24 QUA	4 13 10 1 16 30 22 11	3.7 .6 3.6 .6	9 QUA	3 20 9 11 15 44 21 28	4.1 .2 4.0 .2	24 QUI	3 46 9 33 16 2 21 45	3.8 .6 3.7 .7
10 DOM	3 14 9 7 15 37 21 21	3.7 3.5 3.6 .6	25 SEG	4 2 9 53 16 23 22 2	3.8 .5 3.5 .6	10 QUA	4 23 10 13 16 46 22 29	4.1 .2 3.8 .3	25 QUI	4 43 10 32 16 59 22 42	3.7 .6 3.5 .7	10 QUI	4 4 9 53 16 27 22 11	4.2 .2 4.1 .2	25 SEX	4 15 10 3 16 31 22 16	3.7 .7 3.7 3.7
11 SEG	3 56 9 47 16 19 22 1	3.8 4 3.6 .5	26 TER	4 37 10 27 16 57 22 36	3.7 .5 3.5 .6	11 QUI	5 6 10 55 17 29 23 11	4.1 .2 3.8 .3	26 SEX	5 12 11 2 17 28 23 13	3.6 .7 3.5 .8	11 SEX	4 47 10 35 17 9 22 54	4.2 .2 4.0 .3	26 SAB	4 45 10 32 17 0 22 46	3.7 .8 3.6 .8
12 TER	4 38 10 28 17 2 22 43	3.9 4 3.6 .5	27 QUA	5 10 11 0 17 29 23 9	3.6 .6 3.4 .7	12 SEX	5 49 11 38 18 13 23 56	4.0 .3 3.7 .5	27 SAB	5 41 11 33 17 59 23 46	3.5 .8 3.3 .9	12 SAB	5 31 11 18 17 53 23 38	4.1 .3 3.9 .4	27 DOM	5 15 11 2 17 30 23 18	3.6 .9 3.5 3.9
13 QUA	5 21 11 11 17 46 23 26	3.8 4 3.6 .6	28 QUI	5 41 11 33 18 0 23 43	3.5 .7 3.3 .9	13 SAB	6 35 12 23 19 0	3.8 .6 3.5	28 DOM	6 13 12 6 18 33	3.3 1.0 3.2	13 DOM	6 17 12 2 18 39	3.9 .6 3.7	28 SEG	5 46 11 34 18 4 23 53	3.4 1.0 3.4 1.1
14 QUI	6 6 11 56 18 32	3.8 3.5 3.5	29 SEX	6 12 12 8 18 33	3.4 .9 3.2	14 DOM	0 45 7 25 13 14 19 54	.7 3.5 .8 3.3	29 SEG	0 22 6 50 12 44 19 15	1.1 3.1 1.2 3.0	14 SEG	0 27 7 6 12 51 19 31	.7 3.6 .9 3.5	29 TER	6 22 12 9 18 43	3.2 1.2 3.2
15 SEX	0 13 6 53 12 44 19 22	.7 3.6 .7 3.3	30 SAB	0 19 6 46 12 46 19 11	1.0 3.2 1.0 3.0	15 SEG	1 42 8 24 14 15 20 59	.9 3.3 1.0 3.1	15 TER	1 23 8 5 13 50 20 35	1.0 3.3 1.2 3.2	15 TER	1 23 8 5 13 50 20 35	1.0 3.3 1.2 3.2	30 QUA	0 34 7 6 13 53 19 32	1.3 3.1 1.4 3.1
			31 DOM	1 2 7 28 13 33 20 1	1.2 3.0 1.2 2.8							31 QUI	1 30 8 3 13 57 20 38	1.4 1.9 1.5 3.0			

© Copyright Marinha, Instituto Hidrográfico, 2015. Publica-se com a autorização do Instituto Hidrográfico, Marinha. Esta publicação não substitui as publicações oficiais de maré e nível do mar. É proibida a reprodução sem a autorização do Instituto Hidrográfico, Marinha.

Figura A1-1- Tabela de Marés no estuário do rio Tejo.

Anexo 2 - Curvas de Utilização para Turbinas da Marca Ossberger

Neste anexo apresenta-se assim uma figura com algumas curvas características de turbinas Kaplan da marca Ossberger. Estas permitem assim identificar as potências das turbinas a usar para determinadas condições de altura e caudal.

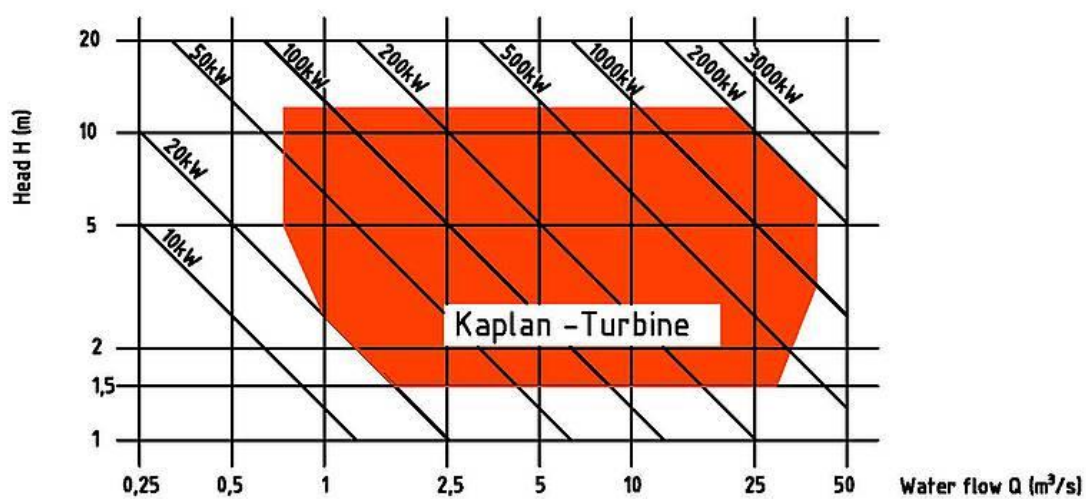


Figura A2-1- Curvas de utilização de turbinas Kaplan, da marca Ossberger.

Adaptado de: <http://www.ossberger.de/cms/pt/hydro/kaplan-turbine/range-of-use/>

Anexo 3 – Tarifas de Acesso às Redes

Através da plataforma virtual da ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos) podemos apresentar os períodos horários definidos e que fazem com que o preço da energia para o consumidor final tenha valores diferentes consoante a hora a que o consume é efetuado.

Ciclo semanal opcional para MAT, AT e MT em Portugal Continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
De segunda-feira a sexta-feira		De segunda-feira a sexta-feira	
Ponta:	17.00/22.00 h	Ponta:	14.00/17.00 h
Cheias:	00.00/00.30 h 07.30/17.00 h 22.00/24.00 h	Cheias:	00.00/00.30 h 07.30/14.00 h 17.00/24.00 h
Vazio normal:	00.30/02.00 h 06.00/07.30 h	Vazio normal:	00.30/02.00 h 06.00/07.30 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Sábado		Sábado	
Cheias:	10.30/12.30 h 17.30/22.30 h	Cheias:	10.00/13.30 h 19.30/23.00 h
Vazio normal:	00.00/03.00 h 07.00/10.30 h 12.30/17.30 h 22.30/24.00 h	Vazio normal:	00.00/03.30 h 07.30/10.00 h 13.30/19.30 h 23.00/24.00 h
Super vazio:	03.00/07.00 h	Super vazio:	03.30/07.30 h
Domingo		Domingo	
Vazio normal:	00.00/04.00 h 08.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/04.00 h 08.00/24.00 h
Super vazio:	04.00/08.00 h	Super vazio:	04.00/08.00 h

Figura A3-1- Períodos definidos pela ERSE para o consumo de energia.

Na figura seguinte são apresentados os valores do preço da energia, praticados durante os diferentes períodos definidos. Estas tarifas são impostas pela ERSE e foram obtidas através da sua plataforma virtual.

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MT		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)
	Horas de ponta	7,109	0,2337
	Contratada	0,950	0,0312
Energia activa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0432	
	Horas cheias	0,0374	
	Horas de vazio normal	0,0206	
	Horas de super vazio	0,0198	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0429	
	Horas cheias	0,0371	
	Horas de vazio normal	0,0205	
	Horas de super vazio	0,0200	
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
	Fornecida	0,0263	
	Recebida	0,0197	

Figura A3-2- Tabela de preços de energia por período de consumo.