



Potencial Energético das Marés na Ria de Aveiro

JOÃO PEDRO PEREIRA DA ROCHA

Junho de 2020

POTENCIAL ENERGÉTICO DAS MARÉS NA RIA DE AVEIRO

João Pedro Pereira da Rocha
1181274

2019/2020

Instituto Superior de Engenharia do Porto
Departamento de Engenharia Mecânica



POTENCIAL ENERGÉTICO DAS MARÉS NA RIA DE AVEIRO

João Pedro Pereira da Rocha
1181274

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

2019/2020

Instituto Superior de Engenharia do Porto
Departamento de Engenharia Mecânica



JÚRI

Presidente

Doutor Manuel Carlos Malheiro de Carvalho Felgueiras
Professor Adjunto, Instituto Superior de Engenharia do Porto

Orientador

Doutor Tiago André Martins de Azevedo Abreu
Professor Adjunto, Instituto Superior de Engenharia do Porto

Arguente

Doutor Carlos Daniel Borges Coelho
Professor Auxiliar, Universidade de Aveiro

AGRADECIMENTOS

Chega assim ao fim esta etapa da minha vida em que concluo o Mestrado em Energias Sustentáveis. Ao longo deste período foram muitos os que me ajudaram e apoiaram e gostaria de lhes dirigir algumas palavras.

Gostaria de agradecer aos meus familiares, salientando os meus pais que me providenciaram com condições para prosseguir os meus estudos e melhorar as minhas competências e percurso académico. Agradeço, também, à minha namorada e a todos os meus amigos por me suportarem sempre que precisei.

De seguida, queria agradecer aos meus colegas por toda a ajuda ao longo deste curso.

Um especial agradecimento ao Professor Doutor Tiago André Abreu diretor do Departamento de Engenharia Civil do Instituto Superior de Engenharia do Porto por ter aceite orientar-me nesta dissertação e pelo tempo e apoio disponibilizado nesta altura atípica das nossas vidas.

Uma palavra, também, para o aluno de Doutoramento Leandro Vaz pertencente ao Núcleo de Modelação Estuarina Costeira e ao Centro de Estudos do Ambiente e do Mar da Universidade de Aveiro.

PALAVRAS CHAVE

Energia das marés; Represamento de maré; Correntes de maré; Energia potencial; Energia cinética.

RESUMO

O crescimento do consumo mundial de energia levou a que o mundo procurasse novas formas de energia renovável de forma a moderar a nossa dependência em combustíveis fósseis que tanto prejudica o meio ambiente. A previsibilidade e a imaturidade tecnológica que permite a exploração de um mercado em desenvolvimento da energia das marés faz com que esta seja uma das soluções renováveis promissoras para substituir e diversificar as fontes de energia. O objetivo principal deste trabalho é avaliar a energia passível de ser extraída da Ria de Aveiro através de aproveitamentos de maré. Tal foi atingido através da aplicação de um modelo desenvolvido no programa Delft3D capaz de reproduzir a hidrodinâmica da laguna. Através do software, foram corridas simulações com o intuito de identificar as melhores zonas de exploração de energia potencial e de energia cinética. Para os locais de maior interesse, foram calculadas potências e energias anuais para ambas as tecnologias de aproveitamento de maré. Através da comparação dos resultados deste trabalho com literatura, concluiu-se que o potencial energético da Ria de Aveiro é considerável e que poderá ser interessante, num futuro próximo, ponderar albergar algum tipo de aproveitamento de maré.

KEYWORDS

Tidal energy; Tidal impoundment; Tidal current; Potential energy; Kinetic energy.

ABSTRACT

The growth in world energy consumption has led the world to search for new forms of renewable energy in order to moderate our dependence on fossil fuels that damages the environment so much. The predictability and technological immaturity that allows the exploration of a developing market for tidal energy makes of it a very promising renewable solution to replace and diversify energy sources. The main objective of this work is to evaluate the energy that can be extracted from the Ria de Aveiro through tidal exploitation. This was achieved through the application of a model developed in the Delft3D software, capable of reproducing the hydrodynamics of the lagoon. Through the software, simulations were run in order to identify the best areas of potential energy exploration and kinetic energy exploration. For the places of greatest interest, power and annual energy were calculated for both tide exploitation technologies. By comparing the results of this work with literature, it was concluded that the energy potential of the Ria de Aveiro is considerable and, in the near future, it may be interesting to consider the accommodation of some type of tidal exploitation.

LISTA DE SÍMBOLOS E ACRÓNIMOS

Lista de Acrónimos

CC	Corrente contínua
EMEC	<i>European Marine Energy Centre</i> (Centro Europeu de Energia Marinha)
EUA	Estados Unidos da América
KHPS	<i>Kinetic Hydropower System</i> (Sistema de produção energética através da energia cinética da água)
RITE	<i>Roosevelt Island Tidal Energy</i> (Energia das marés da Ilha de Roosevelt)
UE	União Europeia
UE-28	Estados Membros da União Europeia

Lista de Unidades

'	Minutos
£	Libra
€	Euro
€/MWh	Euro por megawatt-hora
°	Graus
cm	Centímetro
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt-hora
kg/m ³	Quilograma por metro cúbico
km	Quilómetro
km ²	Quilómetro quadrado
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt-hora
kWh/m ²	Quilowatt-hora por metro quadrado
m	Metro
m/s	Metro por segundo
m ²	Metro quadrado
m ³	Metro cúbico

m^3/s	Metro cúbico por segundo
MW	Megawatt
rpm	Rotações por minuto
t	Tonelada
tep	Toneladas equivalentes de petróleo
TWh	Terawatt-hora
V	Volt
W	Watt

Lista de Símbolos

A	Área
C_p	Coeficiente de potência do rotor
d	Distância entre dois corpos
F	Força de atração
G	Constante universal de gravitação
g	Aceleração gravítica
H	Altura de queda bruta
h_c	Perdas de carga
H_u	Altura de queda útil
K_1	Constituinte lunar diurno
K_2	Constituinte lunissolar semidiurno
M	Massa lua/sol
m	Massa de água na terra
M_2	Constituinte principal lunar semidiurno
M_4	Constituinte de águas rasas sobre-marés do principal lunar
M_f	Constituinte lunissolar quinzenal
M_m	Constituinte lunar mensal
MN_4	Constituinte de águas rasas diurno trimestral
MS_4	Constituinte de águas rasas diurno trimestral
N	Norte
N_2	Constituinte lunar elíptico maior semidiurno
O_1	Constituinte lunar diurno
P_1	Constituinte solar diurno
p_c^{\max}	Perdas de carga máximas
P_{efet}	Potência efetiva
Q	Caudal volúmico afluente
Q_1	Constituinte lunar elíptico maior diurno
Q_{\min}	Caudal volúmico mínimo
Q_N	Caudal volúmico nominal
S_2	Constituinte principal solar semidiurno
v	Velocidade do fluido

W	Oeste
X	Componente da velocidade no eixo das abcissas
Y	Componente da velocidade no eixo das ordenadas
η_{PT}	Eficiência da cadeia cinemática
$\eta_{Turbina}$	Eficiência da turbina
λ	Rácio de ponta das pás da turbina
ρ	Densidade do fluido
P	Potência

GLOSSÁRIO DE TERMOS

Advectiva	Transporte de uma substância ou quantidade por movimento em massa
Amplitude	Valor máximo de uma quantidade que oscila com o tempo
Ângulo de ataque	Ângulo entre um corpo e o movimento entre o corpo e o fluido através do qual este se move
Atração gravitacional	Atração entre todos os corpos que possuem massa
Atraso de maré	Diferença de fase entre a maré em dois locais
Bacia	Reservatório de armazenamento de água
<i>Backup</i>	Reserva de energia
Baía	Reentrância da costa
Barramento	Barra metálica para distribuição local de energia
Barreira contra tempestades	Comporta desenhada para prevenir inundações
Barreira dunar	Barreira natural de dunas contra o avanço do mar
Batimetria	Medição da profundidade do fundo oceânico
Biocombustíveis	Combustíveis produzidos através de processos biológicos
Biomassa	Derivados de organismos vivos usados com o intuito de produzir energia
Bomba hidráulica	Dispositivo que transmite energia através de um líquido
Bombagem/Bombeamento	Ação de transferir um líquido de um local para outro
Caixa de velocidades	Aumenta a velocidade de rotação do rotor para corresponder a exigências do gerador
Caudal	Volume de um determinado fluido que passa por uma determinada secção
Caudal fluvial	Volume de água introduzida por um rio
Caudal nominal	Volume de água que permite a obtenção de potência máxima sem pôr em causa o funcionamento da turbina
Central a carvão	Central térmica que incinera carvão para gerar eletricidade

Central hidroelétrica	Central de represamento que gera eletricidade através de energia potencial
Coeficiente de potência	Rácio entre a potência real e a potência ideal
Combustíveis fósseis	Combustíveis incinerados na geração de energia elétrica que produzem altas quantidades de carbono
Comporta	Portões ajustáveis usados para controlar o fluxo de água
Conduta de Venturi	Conduta que comprime um fluido fazendo com que este diminua a sua pressão e aumente a sua velocidade
Constante universal de gravitação	Constante de proporcionalidade que liga a força gravitacional entre dois corpos com o produto das suas massas e o inverso do quadrado da sua distância
Conversor de potência	Dispositivo elétrico ou eletromecânico para conversão de energia elétrica
Conversor hidrocínético	Dispositivo que converte a energia cinética das correntes em energia elétrica
Densidade energética	Quantidade de energia armazenada num determinado sistema ou espaço por unidade de volume
Diferença de fase	Diferença entre duas ondas que tenham a mesma frequência e em referência ao mesmo ponto no tempo
Dinamómetro	Aparelho que mede as rotações por minuto e o binário produzido por um dispositivo
Dragagem	Ação de desassoreamento de rios, lagoas, canais, etc.
Eclusa	Obra de alvenaria que forma uma represa
Embocadura	Local onde um corpo de água fluente desagua noutro corpo de água
Energia cinética	Energia que um objeto possui devido ao seu movimento
Energia das ondas	Aproveitamento da energia de ondas geradas pelo vento
Energia eólica	Uso do vento para fornecer energia mecânica através de turbinas eólicas
Energia solar fotovoltaica	Energia obtida através da conversão da luz do sol em eletricidade usando materiais semicondutores por meio do efeito fotovoltaico
Energia geotérmica	Energia termal com origem da formação do planeta e do decaimento radioativo de materiais
Energia mecânica	Energia que pode ser transferida por meio de uma força
Energia potencial	Energia armazenada por um objeto devido à sua posição em relação a outros

Energia primária	Forma de energia que não foi submetida a nenhum processo de conversão
Energia solar térmica	Energia térmica gerada pela transformação da irradiação solar
Energia térmica do oceano	Uso do gradiente térmico entre águas profundas e águas superficiais para produção de energia
Energias renováveis	Energia obtida a partir de recursos renováveis que se renovam durante a vida de um ser humano
Enseada	Reentrância da costa limitada por dois promontórios
Equações de Navier Stokes	Equações que descrevem o escoamento de fluidos
Equinócio	Instante em que o Sol cruza o equador celeste
Escalabilidade	A capacidade de um sistema estar preparado para crescer
Estreitos	Canais de água que unem dois corpos de água e separam corpos de terra
Estuário	Ambiente aquático de transição entre o rio e o mar
Fator de capacidade	Proporção entre a produção efetiva durante um período de tempo e a capacidade total máxima de produção nesse mesmo período
Fontes de energia convencionais	Fontes de energia não renovável
Força centrífuga	Força inercial que parece atuar em objetos quando vistos num referencial rotativo
Fórmula de Chézy	Fórmula de atrito fluido que permite obter a velocidade média numa secção do canal
Foz do rio	Local onde um corpo de água fluente desagua noutra corpo de água
Frade carmelita	Frade pertencente à Ordem do Carmo
Gases com efeito de estufa	Gases que impedem que a Terra liberte calor
Gerador	Dispositivo utilizado para converter energia mecânica em energia elétrica
Gerador de ímanes permanentes	Gerador que converte corrente alternada em corrente contínua
Hidrodinâmica	Dinâmica de fluidos
Idade da maré	Intervalo de tempo entre a passagem da Lua pelo meridiano do local e aquele em que se dá a maré de maior amplitude
Ilha	Espaço de terra cercado por água
Intermitência	Interrupção momentânea
Inversor	Dispositivo elétrico capaz de converter corrente contínua em corrente alternada

Jusante	Ponto referencial ou secção de um rio compreendida entre o observador e a foz de um curso de água
Lei da gravitação universal de Newton	Duas massas estão submetidas a uma força de atração mútua proporcional às suas massas e inversamente proporcional ao quadrado da distância que separa os seus centros de gravidade
Levantamentos topo-hidrográficos	Representação do relevo de uma porção de um corpo de água
Micro-rede	Grupo localizado de fontes e cargas elétricas que normalmente operam ligadas à rede podendo, no entanto, desconectarem-se
Mó	Pedra redonda e plana que tritura grãos até se reduzirem em farinha
Modelo numérico	Modelo matemático que descreve condições físicas de cenários através de equações
Modularidade	Constituído por módulos
Moleiro	Trabalhador de um moinho
Molhe	Paredão que avança pelo mar a dentro para quebrar o ímpeto das ondas e servir de abrigo aos navios
Montante	Ponto referencial ou secção de um rio que se situa entre o observador e a origem do curso de água
<i>Nearshore</i>	Junto à costa
<i>Offshore</i>	Ao largo do oceano
<i>Onshore</i>	Na costa
Paredão	Estrutura rígida paralela à linha de costa utilizada na proteção contra a erosão costeira
Pá de passo variável	Pá que roda em torno do seu eixo para alterar o seu ângulo
Período vazio	Período em que o consumo de eletricidade é mais barato
Potência de pico	Potência máxima de um dispositivo eletrónico
Potência instalada	Soma das potências nominais dos equipamentos elétricos de uma instalação
Potência nominal	Potência mais elevada que pode fluir pelo equipamento sem o danificar
Potencial energético	Energia passível de ser extraída
Prisma de maré	Volume de água que entra num estuário
Promontório	Cabo constituído por montanhas elevadas
Rácio de ponta	Razão entre a velocidade tangencial da ponta de uma pá e a efetiva velocidade do fluido
Rotor	Dispositivo que roda em torno do seu próprio eixo produzindo movimentos de rotação

Salina	Área de produção de sal marinho
Sapal	Formações aluvionares periodicamente alagadas pela água salobra
Sinusoide	Curva que descreve uma oscilação repetitiva suave
<i>Smart grid</i>	Sistema de energia elétrica que utiliza informação para fazer com que o sistema seja mais eficiente
Suposição de água pouco profunda	Pressuposição de que a velocidade do fluxo é constante com a profundidade
Suposição de Boussinesq	Método para resolver fluxos não isotérmicos
Sustentabilidade	Atender às necessidades do presente sem comprometer gerações futuras de atenderem as suas
Topografia	Representação da configuração do relevo
Transformador	Dispositivo que modifica os níveis de tensão e corrente elétrica
Turbulência	Escoamento de um fluido em que as partículas se misturam de forma caótica

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1 - PRODUÇÃO ANUAL DE ENERGIA ELÉTRICA COM BASE EM FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEL, EM PORTUGAL, EM 2017 ("CARATERIZAÇÃO ENERGÉTICA NACIONAL 2017", 2018 <i>APUD</i> REA.APAMBIENTE.PT, 2019)	2
FIGURA 2 - PRODUÇÃO ANUAL DE ENERGIA ELÉTRICA COM BASE EM FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEL, EM PORTUGAL, EM 2018 ("CARATERIZAÇÃO ENERGÉTICA NACIONAL 2017", 2018 <i>APUD</i> REA.APAMBIENTE.PT, 2019)	2
FIGURA 3 - PERCENTAGEM DE INCORPORAÇÃO DE RENOVÁVEIS NO SETOR DA ELETRICIDADE, NA UE-28, EM 2017 ("RENEWABLE ENERGY STATISTICS - STATISTICS EXPLAINED", 2018 <i>APUD</i> REA.APAMBIENTE.PT, 2019)	3
FIGURA 4 – INFLUÊNCIA DA FORÇA GRAVITACIONAL DA LUA ("TIDAL MISCONCEPTIONS", 2003)	5
FIGURA 5 - INFLUÊNCIA DA FORÇA CENTRÍFUGA DO SISTEMA TERRA-LUA ("TIDAL MISCONCEPTIONS", 2003)	5
FIGURA 6 - INFLUÊNCIA DA FORÇA GRAVITACIONAL E DA FORÇA CENTRÍFUGA ("TIDAL MISCONCEPTIONS", 2003)	5
FIGURA 7 - MARÉ EM CASCAIS AO LONGO DE 31 DIAS (ANTUNES, 2015)	6
FIGURA 8 – EXEMPLO DE UM MOINHO DE MARÉ ("ELI: ENERGY: SUPPORT MATERIALS: TIDAL ENERGY", 2010)	11
FIGURA 9 – ILHA DE MAHEE, STRANGFORD LOUGH ("ELI: ENERGY: SUPPORT MATERIALS: TIDAL ENERGY", 2010)	11
FIGURA 10 - MOINHO DE MARÉ DE WOODBRIDGE, SUFFOLK ("WOODBRIDGE TIDE MILL", 2007)	12
FIGURA 11 – MOINHO DE CORROIOS, SEIXAL (RODRIGUES, 2019)	12
FIGURA 12 - MOINHO DE MARÉ DE COINA, COINA (CM-BARREIRO.PT, 2015)	12
FIGURA 13 - MOINHO DE MARÉ DE PALHAIS, SANTO ANDRÉ (CM-BARREIRO.PT, 2015)	12
FIGURA 14 - MOINHO DO CAIS, MONTIJO (RODRIGUES, 2019)	13
FIGURA 15 - MOINHO DE ALHOS VEDROS, MOITA (RODRIGUES, 2019)	13
FIGURA 16 - MOINHO DE MARÉ PEQUENO, BARREIRO (RODRIGUES, 2019)	13
FIGURA 17 - MOINHO DE MARÉ DO DUQUE, SANTO ANDRÉ (CM-BARREIRO.PT, 2015)	13
FIGURA 18 - MOINHO DE MARÉ GRANDE, BARREIRO (CM-BARREIRO.PT, 2015)	14
FIGURA 19 – MOINHO DE MARÉ DA MOURISCA, SETÚBAL (PT.WIKIPEDIA.ORG, 2008)	14
FIGURA 20 - MOINHO DE MARÉ DO BRAAMCAMP, BARREIRO (CM-BARREIRO.PT, 2015)	14
FIGURA 21 – MOINHO DE MARÉ DA QUINTA DE MARIM (PT.WIKIPEDIA.ORG, 2012)	14
FIGURA 22 – ESTUÁRIO DE LA RANCE, FRANÇA ("ELI: ENERGY: SUPPORT MATERIALS: TIDAL ENERGY", 2010)	16
FIGURA 23 – RECURSO ENERGÉTICO TEÓRICO GLOBAL DE AMPLITUDES DE MARÉ CALCULADO COMO PRODUÇÃO ANUAL DE ENERGIA (KWH/M ²) (ADAPTADO DE NEILL <i>ET AL.</i> , 2018)	17
FIGURA 24 - DISTRIBUIÇÃO DO RECURSO DE AMPLITUDES DE MARÉ (AQUARET.COM, 2012)	18
FIGURA 25 – FUNCIONAMENTO DE UMA BARRAGEM DE MARÉ (ADAPTADO DE COLOM, 2015)	19
FIGURA 26 – MODO DE OPERAÇÃO <i>EBB</i> (ADAPTADO DE YATES <i>ET AL.</i> , 2010)	21
FIGURA 27 – MODO DE OPERAÇÃO <i>FLOOD</i> (ADAPTADO DE YATES <i>ET AL.</i> , 2010)	22

FIGURA 28 - MODO DE OPERAÇÃO BIDIRECIONAL (ADAPTADO DE YATES <i>ET AL.</i> , 2010)	23
FIGURA 29 - TURBINA BULBO (ADAPTADO DE BOYLE, 1996)	25
FIGURA 30 - TURBINA STRAFLO (ADAPTADO DE BOYLE, 1996)	25
FIGURA 31 - TURBINA TUBULAR (ADAPTADO DE BOYLE, 1996)	26
FIGURA 32 - CENTRAL DE KISLAYA GUBA, RÚSSIA (SILVA, 2016)	27
FIGURA 33 - CENTRAL DE JIANGXIA, CHINA (SILVA, 2016)	27
FIGURA 34 - CENTRAL DE ANNAPOLIS, CANADÁ (SILVA, 2016)	28
FIGURA 35 - CENTRAL DE SIHWA, COREIA DO SUL (SILVA, 2016)	28
FIGURA 36 - LAGOA DE MARÉ <i>ONSHORE</i> (ADAPTADO DE TODESCHINI, 2017)	28
FIGURA 37 - LAGOA DE MARÉ <i>OFFSHORE</i> (ADAPTADO DE TODESCHINI, 2017)	28
FIGURA 38 - DISTRIBUIÇÃO DO RECURSO DE CORRENTES DE MARÉ (AQUARET.COM, 2012)	29
FIGURA 39 - TURBINA DE EIXO HORIZONTAL NÃO CANALIZADA (COLOM, 2015)	31
FIGURA 40 - TURBINA DE EIXO HORIZONTAL CANALIZADA (COLOM, 2015)	31
FIGURA 41 - VÁRIOS DESIGNS DE TURBINAS DE EIXO VERTICAL (KHAN <i>ET AL.</i> , 2009)	32
FIGURA 42 – HIDROFÓLIO OSCILANTE ("3. CORRENTES DE MARÉS", 2008)	32
FIGURA 43 – PROJETO ENERMAR (TETHYS.PNNL.GOV, S.D.).	34
FIGURA 44 – O SISTEMA STINGRAY (CROWN COPYRIGHT, 2005)	34
FIGURA 45 - DISPOSITIVO DE EIXO HORIZONTAL SEAFLOW (BRYDEN, 2015)	35
FIGURA 46 - ESTRUTURA DA TURBINA DE VENTURI (MARTINS, 2009)	35
FIGURA 47 - GEN4 KINETIC HYDROPOWER SYSTEM (KHPS) (TETHYS.PNNL.GOV, 2018)	37
FIGURA 48 - SEAGEN INSTALADO EM STRANGFORD LOUGH (MARTINS, 2009)	37
FIGURA 49 – MATRIZ DE 5 TURBINAS TOCARDO MONTADA ATRÁS DE UMA BARREIRA CONTRA TEMPESTADES (FROESE, 2015)	38
FIGURA 50 – ESTAÇÃO DE PRODUÇÃO DE ENERGIA DAS MARÉS DE ULDOLMOK (TETHYS.PNNL.GOV., 2019)	38
FIGURA 51 - TURBINA HS1000 ANDRITZ HYDRO HAMMERFEST (EMEC.ORG.UK, S.D.)	38
FIGURA 52 - SISTEMA DE MICROGERAÇÃO DE ENERGIA DAS MARÉS PROPOSTO PARA O PORTO DE AVILÉS (ALVAREZ ET AL., 2013)	39
FIGURA 53 - ELEMENTO BÁSICO DA TURBINA SAVONIUS-GORLOV (ALVAREZ ET AL., 2013)	40
FIGURA 54 - GERADOR DE ÍMANES PERMANENTES INTEGRADO NO EIXO DA TURBINA (ALVAREZ ET AL., 2013)	40
FIGURA 55 - EVOLUÇÃO CRONOLÓGICA DE APROVEITAMENTOS DE MARÉ	41
FIGURA 56 - ESQUEMA DA RIA DE AVEIRO (ADAPTADO DE FIDÉLIS <i>ET AL.</i> , 2016)	46
FIGURA 57 – GRELHA ESCALONADA DO DELFT3D-FLOW	48
FIGURA 58 – LOCALIZAÇÃO DAS ESTAÇÕES ESTUDADAS	49
FIGURA 59 - LOCAIS MAIS INTERESSANTES PARA APROVEITAMENTO DE ENERGIA DAS AMPLITUDES DE MARÉ	51
FIGURA 60 – DIMENSÕES DO SISTEMA DE MICROGERAÇÃO DE ENERGIA DAS MARÉS	53
FIGURA 61 – LOCAIS MAIS INTERESSANTES PARA APROVEITAMENTO DE ENERGIA DAS CORRENTES DE MARÉ	54
FIGURA 62 - COEFICIENTE DE POTÊNCIA DA TURBINA SAVONIUS-GORLOV (ALVAREZ ET AL., 2013)	55
FIGURA 63 - DISTRIBUIÇÃO TÍPICA DA VELOCIDADE DA ÁGUA NUMA SECÇÃO TRANSVERSAL (FERNANDES & SOUTO, 2011)	56

FIGURA 64 – NÍVEIS DE ÁGUA DURANTE UM ANO NA ESTAÇÃO DA BARRA	59
FIGURA 65 – NÍVEIS DE ÁGUA DURANTE A SEMANA DA MARÉ DE MAIOR AMPLITUDE NA ESTAÇÃO DA BARRA	60
FIGURA 66 – MARÉ DE MAIOR AMPLITUDE DURANTE UM ANO NA ESTAÇÃO DA BARRA – DIA 09/04/2020	60
FIGURA 67 – NÍVEIS DE ÁGUA DURANTE UM ANO NA ESTAÇÃO DA BARRA E DA TORREIRA	61
FIGURA 68 - NÍVEIS DE ÁGUA DURANTE A SEMANA DA MARÉ DE MAIOR AMPLITUDE NA ESTAÇÃO DA BARRA E DA TORREIRA	61
FIGURA 69 - MARÉ DE MAIOR AMPLITUDE NA BARRA E NA TORREIRA – DIA 09/04/2020	62
FIGURA 70 – NÍVEIS DE ÁGUA DURANTE UM ANO NA ESTAÇÃO DA BARRA E DO RIO NOVO	62
FIGURA 71 - NÍVEIS DE ÁGUA DURANTE A SEMANA DA MARÉ DE MAIOR AMPLITUDE NA ESTAÇÃO DA BARRA E DE RIO NOVO	63
FIGURA 72 - MARÉ DE MAIOR AMPLITUDE NA BARRA E NO RIO NOVO – DIA 09/04/2020	63
FIGURA 73 – MAPA DE NÍVEL DE ÁGUA ÀS 05H00 DO DIA 09/04/2020	64
FIGURA 74 - MAPA DE NÍVEL DE ÁGUA ÀS 10H00 DO DIA 09/03/2020	65
FIGURA 75 - MARÉ DE MAIOR AMPLITUDE DURANTE UM ANO NA ESTAÇÃO DA BARRA – DIA 09/04/2020 – COM IDENTIFICAÇÃO	65
FIGURA 76 – PRIMEIRA HIPÓTESE DE REPRESAMENTO DA RIA DE AVEIRO	66
FIGURA 77 – SEGUNDA HIPÓTESE DE REPRESAMENTO DA RIA DE AVEIRO	66
FIGURA 78 – TERCEIRA HIPÓTESE DE REPRESAMENTO DA RIA DE AVEIRO	67
FIGURA 79 – EXEMPLO DA VARIAÇÃO DO CAUDAL DURANTE 24 HORAS CONSIDERANDO O CAUDAL MÍNIMO E O CAUDAL NOMINAL	68
FIGURA 80 – NÍVEIS DE ÁGUA E COMPONENTES DE VELOCIDADE DURANTE UM ANO NA ESTAÇÃO DA BARRA	70
FIGURA 81 - NÍVEIS DE ÁGUA E COMPONENTES DE VELOCIDADE DURANTE A SEMANA DA MARÉ DE MAIOR AMPLITUDE NA ESTAÇÃO DA BARRA	71
FIGURA 82 – NÍVEIS DE ÁGUA E COMPONENTES DE VELOCIDADE ASSOCIADAS À MAIOR AMPLITUDE DE MARÉ NA ESTAÇÃO DA BARRA – DIA 09/04/2020	71
FIGURA 83 – NÍVEIS DE ÁGUA NA ESTAÇÃO DA TORREIRA E COMPONENTE X DAS VELOCIDADES DE MARÉ NA ESTAÇÃO DA BARRA E DA TORREIRA DURANTE UM ANO	72
FIGURA 84 - NÍVEIS DE ÁGUA NA ESTAÇÃO DA TORREIRA E COMPONENTE Y DAS VELOCIDADES DE MARÉ NA ESTAÇÃO DA BARRA E DA TORREIRA DURANTE UM ANO	72
FIGURA 85 - NÍVEIS DE ÁGUA NA TORREIRA E COMPONENTES X DE VELOCIDADE NA BARRA E NA TORREIRA DURANTE A SEMANA DA MARÉ DE MAIOR AMPLITUDE	73
FIGURA 86 - NÍVEIS DE ÁGUA NA TORREIRA E COMPONENTES Y DE VELOCIDADE NA BARRA E NA TORREIRA DURANTE A SEMANA DA MARÉ DE MAIOR AMPLITUDE	73
FIGURA 87 - VELOCIDADES ASSOCIADAS À MAIOR AMPLITUDE DE MARÉ NA ESTAÇÃO DA BARRA E NA ESTAÇÃO DA TORREIRA - DIA 09/04/2020	74
FIGURA 88 -MAGNITUDES DE VELOCIDADES ASSOCIADAS À MAIOR AMPLITUDE DE MARÉ NA ESTAÇÃO DA BARRA E NA ESTAÇÃO DA TORREIRA - DIA 09/04/2020	74
FIGURA 89 – NÍVEIS DE ÁGUA NA ESTAÇÃO DE RIO NOVO E COMPONENTE X DAS VELOCIDADES DE MARÉ NA ESTAÇÃO DA BARRA E DE RIO NOVO DURANTE UM ANO	75

FIGURA 90 - NÍVEIS DE ÁGUA NA ESTAÇÃO DE RIO NOVO E COMPONENTE Y DAS VELOCIDADES DE MARÉ NA ESTAÇÃO DA BARRA E DE RIO NOVO DURANTE UM ANO	75
FIGURA 91 - NÍVEIS DE ÁGUA NO RIO NOVO E COMPONENTES X DE VELOCIDADE NA BARRA E NO RIO NOVO DURANTE A SEMANA DA MARÉ DE MAIOR AMPLITUDE	76
FIGURA 92 - NÍVEIS DE ÁGUA NO RIO NOVO E COMPONENTES Y DE VELOCIDADE NA BARRA E NO RIO NOVO DURANTE A SEMANA DA MARÉ DE MAIOR AMPLITUDE	76
FIGURA 93 - VELOCIDADES ASSOCIADAS À MAIOR AMPLITUDE DE MARÉ NA ESTAÇÃO DA BARRA E NA ESTAÇÃO DE RIO NOVO - DIA 09/04/2020	77
FIGURA 94 - MAGNITUDES DE VELOCIDADES ASSOCIADAS À MAIOR AMPLITUDE DE MARÉ NA ESTAÇÃO DA BARRA E NA ESTAÇÃO DE RIO NOVO - DIA 09/04/2020	77
FIGURA 95 - MAPA DE MAGNITUDES DE VELOCIDADES MÉDIAS EM PROFUNDIDADE ÀS 03H00 DO DIA 09/04/2020	78
FIGURA 96 – MAPA DE MAGNITUDES DE VELOCIDADES MÉDIAS EM PROFUNDIDADE ÀS 09H00 DO DIA 09/04/2020	79
FIGURA 97 - MARÉ DE MAIORES VELOCIDADES DURANTE UM ANO NA ESTAÇÃO DA BARRA – DIA 09/04/2020 – COM IDENTIFICAÇÃO	79
FIGURA 98 - MAPA DE VELOCIDADE MÉDIA EM PROFUNDIDADE EM FORMA DE VETOR NA ENTRADA DO CANAL DE S. JACINTO ÀS 09H00 DO DIA 09/04/2020	80
FIGURA 99 - MAPA DE VELOCIDADE MÉDIA EM PROFUNDIDADE EM FORMA DE VETOR NA ENTRADA DO CANAL DE ESPINHEIRO ÀS 09H00 DO DIA 09/04/2020	80
FIGURA 100 - EXEMPLO DA VARIAÇÃO DA MAGNITUDE DAS COMPONENTES DE VELOCIDADE DURANTE 24 HORAS CONSIDERANDO UMA VELOCIDADE MÍNIMA	81
FIGURA 101 – PROFUNDIDADES MÍNIMAS NO CORTE TRANSVERSAL DA ZONA DA BARRA	82
FIGURA 102 – PROFUNDIDADES MÍNIMAS NO CORTE TRANSVERSAL DA ZONA SUL DO CANAL DE S. JACINTO	82
FIGURA 103 - PROFUNDIDADES MÍNIMAS NO CORTE TRANSVERSAL DA ZONA NORTE DO CANAL DE S. JACINTO	83
FIGURA 104 - PROFUNDIDADES MÍNIMAS NO CORTE TRANSVERSAL DA ZONA SUDOESTE DO CANAL DE ESPINHEIRO	83
FIGURA 105 - PROFUNDIDADES MÍNIMAS NO CORTE TRANSVERSAL DA ZONA NORDESTE DO CANAL DE ESPINHEIRO	83

ÍNDICE DE TABELAS

TABELA 1 – CAUDAL MÉDIO, ALTURA MÉDIA E POTÊNCIA TEÓRICA MÁXIMA DURANTE UM CICLO DE MARÉ PARA AS ÁREAS IDENTIFICADAS	67
TABELA 2 – CAUDAL NOMINAL, CAUDAL MÍNIMO, CAUDAL MÉDIO AFLUENTE, ALTURA ÚTIL, POTÊNCIA MÁXIMA E ENERGIA ANUAL MÁXIMA PARA AS ÁREAS IDENTIFICADAS	68
TABELA 3 – POTÊNCIA MÁXIMA E ENERGIA ANUAL PARA CADA HIPÓTESE DE REPRESAMENTO	68
TABELA 4 – POTÊNCIA TEÓRICA MÁXIMA POR TURBINA DURANTE 1 HORA PARA AS ÁREAS IDENTIFICADAS	81
TABELA 5 - POTÊNCIA MÁXIMA DURANTE 1 HORA E ENERGIA ANUAL MÁXIMA POR TURBINA PARA AS ÁREAS IDENTIFICADAS	81
TABELA 6 - Nº DE MÓDULOS MÁXIMO, POTÊNCIA MÁXIMA DURANTE 1 HORA E ENERGIA ANUAL MÁXIMA PARA AS ÁREAS IDENTIFICADAS	84

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	ENQUADRAMENTO	1
1.2	MARÉS.....	4
1.3	OBJETIVOS.....	7
1.4	MOTIVAÇÃO.....	8
1.5	ESTRUTURA DO TRABALHO.....	8
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	11
2.1	RESENHA HISTÓRICA.....	11
2.1.1	SÉCULO VII-XIX.....	11
2.1.2	SÉCULO XX.....	15
2.2	TECNOLOGIAS DE MARÉ	16
2.2.1	REPRESAMENTO DE MARÉ	17
2.2.2	CORRENTES DE MARÉ.....	29
2.3	CRONOLOGIA	40
3	DESCRIÇÃO DO CASO DE ESTUDO	45
3.1	ÁREA DE ESTUDO	45
3.2	METODOLOGIA	47
3.2.1	MODELO NUMÉRICO.....	47
3.2.2	REPRESAMENTO DE MARÉ.....	50
3.2.3	CORRENTES DE MARÉ.....	53
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	59
4.1	REPRESAMENTO DE MARÉ.....	59

4.2	CORRENTES DE MARÉ	70
4.3	ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE AS TECNOLOGIAS DE REPRESAMENTO DE MARÉ E DE CORRENTES DE MARÉ	85
5	CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS	89
5.1	CONCLUSÕES.....	89
5.2	SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS	90
6	BIBLIOGRAFIA E OUTRAS FONTES DE INFORMAÇÃO.....	95
7	ANEXOS.....	103
7.1	ARTIGO DE CONFERÊNCIA.....	103

INTRODUÇÃO

- 1.1 ENQUADRAMENTO
- 1.2 MARÉS
- 1.3 OBJETIVOS
- 1.4 MOTIVAÇÃO
- 1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO

1 INTRODUÇÃO

1.1 ENQUADRAMENTO

Preocupações com a redução das fontes energéticas convencionais, com o aumento do preço dos combustíveis, assim como com o aumento contínuo das emissões de carbono, forçaram os investigadores a explorar fontes de energia alternativas. Portugal foi pioneiro nessas investigações conseguindo produzir 5,6 milhões de tep, em 2014. Esta energia é essencialmente fornecida por energias renováveis, incluindo biocombustíveis e resíduos, porque Portugal tem acesso limitado à produção de combustíveis fósseis (Shahbaz *et al.*, 2017).

No entanto, desde a implementação de novas políticas energéticas ambientais, propostas pelo Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética (PNAEE), Portugal iniciou uma série de reformas para produzir mais energia renovável. Os resultados não demoraram a chegar: em 2014, as energias renováveis representaram 25,4% do fornecimento total de energia primária em Portugal e 61,3% da produção de eletricidade. Portugal tornou-se um dos líderes da União Europeia em termos de fontes de energias renováveis. Essa estratégia específica de energia permitiu reduzir as importações de gás natural e petróleo bruto, aumentou a produção económica doméstica, tornou o país menos dependente do estrangeiro em termos energéticos e reduziu a emissão de gases com efeito de estufa. De facto, Portugal importou 2,8 milhões de toneladas de produtos petrolíferos, em 2014, o que representou um decréscimo de aproximadamente 40% em relação a 2004. Bhattacharya *et al.* (2016) constataram que o consumo de energia renovável afeta positivamente o crescimento económico a longo prazo da economia portuguesa (Shahbaz *et al.*, 2017).

Atualmente, a produção doméstica de energia primária em Portugal baseia-se quase na totalidade em fontes de energia renovável. Em 2017, a produção de energia renovável situou-se em 5034 tep, das quais cerca de 56% tiveram origem na biomassa, 6,3% nos biocombustíveis e 1,7% no solar térmico ("Caraterização Energética Nacional 2017", 2018 *apud* Rea.apambiente.pt, 2019).

Em 2017, a incorporação de energias renováveis no consumo final bruto de energia situou-se nos 28,1%, 0,3 pontos percentuais abaixo do valor registado no ano anterior. Apesar da ligeira diminuição, este valor superou a trajetória indicativa prevista para 2017, que era 27,3%, e fez com que Portugal tivesse já alcançado em 2017, 90,6% da sua meta para 2020. Comparando os resultados obtidos por Portugal com os restantes Estados Membros da União Europeia (UE-28), verificou-se que em 2017

Portugal registou a sétima melhor posição, 10,6 pontos percentuais acima da média da UE-28, que tinha um valor de 17,5%, o que demonstra a boa prestação de Portugal no âmbito da Diretiva das Renováveis e o nível de ambição no cumprimento das metas para 2020 ("Caraterização Energética Nacional 2017", 2018 *apud* Rea.apambiente.pt, 2019).

Comparando a produção anual de energia elétrica com base em fontes de energia renovável entre 2017 e 2018, verificou-se que a produção registou uma subida de 9,8 pontos percentuais face a 2017 - 45,5% em 2017 para 55,3% em 2018. Esta diferença deveu-se essencialmente ao aumento da componente hídrica, que passou de um peso de 14,3% em 2017, como se pode observar na Figura 1, para 24,4% em 2018, na produção total da eletricidade, como se verifica na Figura 2 ("Caraterização Energética Nacional 2017", 2018 *apud* Rea.apambiente.pt, 2019).

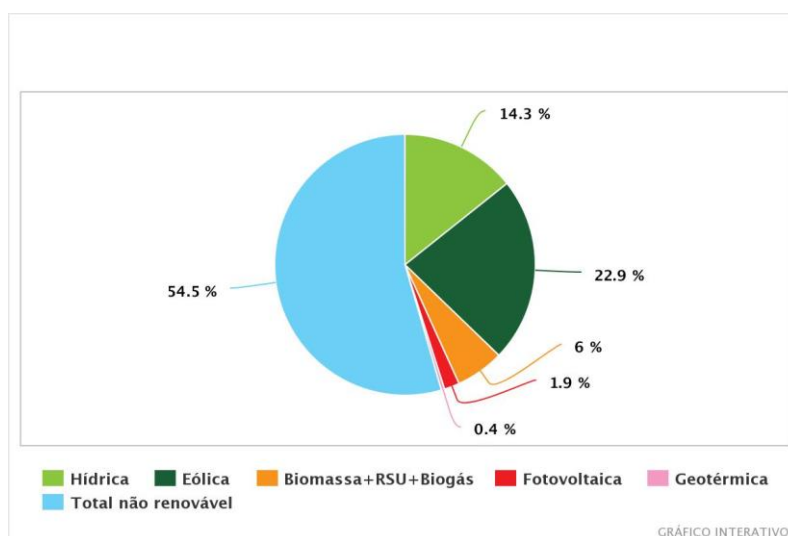


Figura 1 - Produção anual de energia elétrica com base em fontes de energia renovável, em Portugal, em 2017 ("Caraterização Energética Nacional 2017", 2018 *apud* Rea.apambiente.pt, 2019)

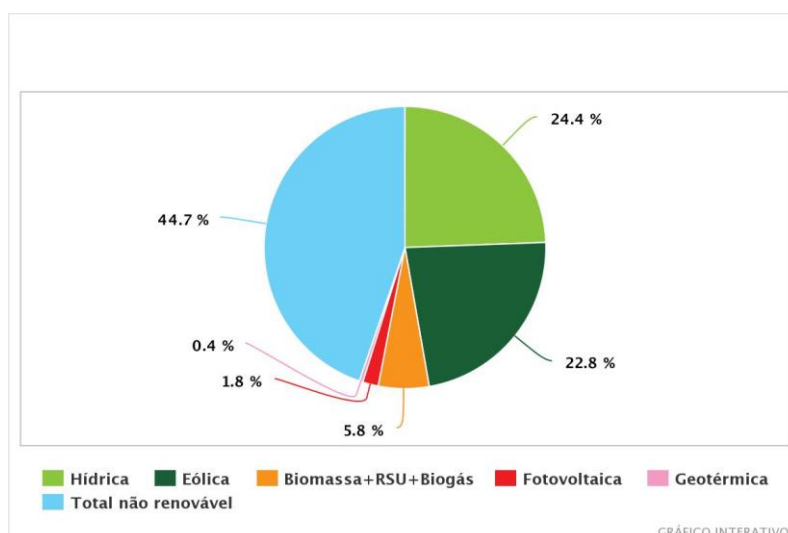


Figura 2 - Produção anual de energia elétrica com base em fontes de energia renovável, em Portugal, em 2018 ("Caraterização Energética Nacional 2017", 2018 *apud* Rea.apambiente.pt, 2019)

Analisando a produção de energia elétrica por fonte renovável em 2018, constatou-se que a componente hídrica foi responsável por 44,2% da energia elétrica

produzida, seguindo-se a produção eólica com 41,2%, a biomassa com 10,5%, a fotovoltaica com 3,3% e a geotérmica com 0,7% ("Caraterização Energética Nacional 2017", 2018 *apud* Rea.apambiente.pt, 2019).

Observando os dados por região, verificou-se que cerca de 86% da produção ocorreu nas regiões Norte e Centro do País, onde se situam a grande parte das turbinas eólicas e a maior parte da produção hídrica ("Caraterização Energética Nacional 2017", 2018 *apud* Rea.apambiente.pt, 2019).

Relativamente à potência instalada para a produção de energia elétrica a partir de fontes de energia renovável, no final de 2018, foram atingidos 14065 MW, em Portugal, o que traduz um aumento de 2,2% face a 2017 ("Caraterização Energética Nacional 2017", 2018 *apud* Rea.apambiente.pt, 2019).

Comparando com outros países da União Europeia (UE), Portugal foi, em 2017, o quinto país da UE-28 com maior incorporação de energias renováveis na produção de energia elétrica, como é possível verificar na Figura 3, com um valor de 54,2% ("Renewable energy statistics - Statistics Explained", 2018 *apud* Rea.apambiente.pt, 2019).

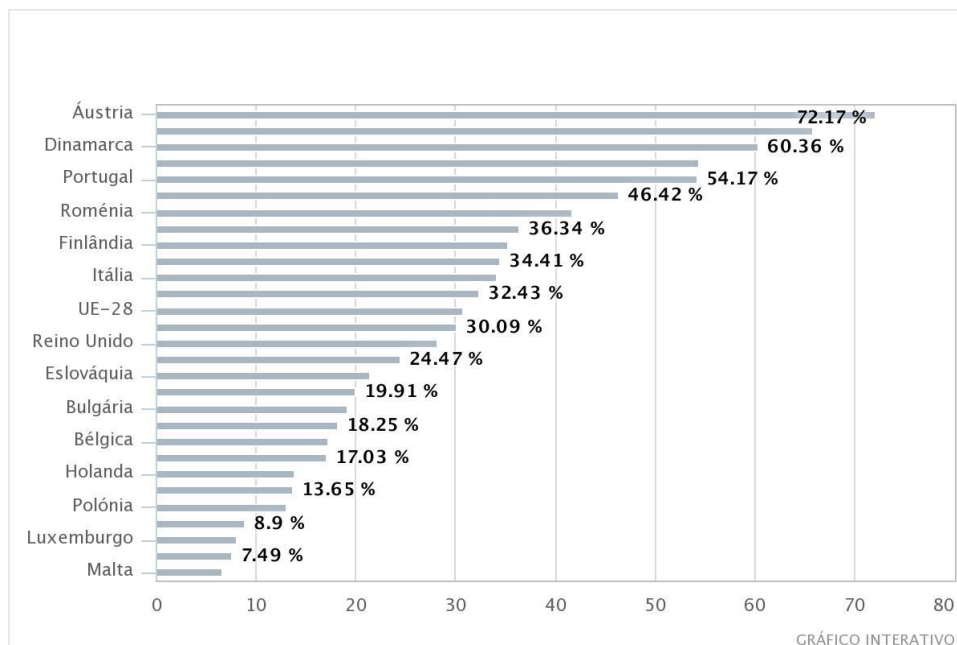


Figura 3 - Percentagem de incorporação de renováveis no setor da eletricidade, na UE-28, em 2017 ("Renewable energy statistics - Statistics Explained", 2018 *apud* Rea.apambiente.pt, 2019)

O oceano oferece uma grande diversidade de fontes de energia, por exemplo, a energia das ondas, a energia térmica do oceano e a energia das marés. A energia das marés recebe atenção mundial pois é uma fonte de energia renovável que apresenta alta densidade energética, alta previsibilidade e baixo impacto ambiental. Representa uma importante fonte de energia visto que o potencial energético das marés é estimado que seja cerca de 450 TWh/ano, com cerca de 24 TWh/ano nas costas da Europa (El Tawil *et al.*, 2017).

Focando na energia das marés, que constitui o interesse principal deste trabalho, esta pode ser obtida através de:

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

Desde cedo, a energia das marés começou a ser aproveitada através dos moinhos de maré que, antigamente, serviam para a moagem de 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 540 GWh. Este tipo de aproveitamento de energia é em tudo idêntico ao aproveitamento feito através das barragens, uma vez que utiliza o desnível entre dois pontos, ou seja, a energia potencial, para produzir energia elétrica. Neste caso o desnível entre dois pontos é obtido através do aproveitamento da maré alta para armazenar água num reservatório, esperando-se que a maré desça o seu nível, e assim, seja criado um desnível de forma a que seja possível aproveitar a energia potencial criada por esse desnível (Silva, 2016).

1.2 MARÉS

As marés são traduzidas pelas alterações cíclicas do nível das águas do mar que têm como causa a atração gravitacional do Sol e da Lua. Estas forças de atração criam 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 da gravitação universal de Newton, na Equação 1:

$$F = G \times \frac{M \times m}{d^2} \quad (1)$$

onde F é a força de atração, G é a constante universal de gravitação, M a massa da Lua ou do Sol, m a massa de água na Terra e d a distância entre os dois corpos (Hammons, 2011 *apud* Silva, 2016).

A influência da Lua é bastante superior, pois, embora a sua massa seja muito menor que a do Sol, esse facto é compensado pela menor distância à Terra. 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 4 (Hammons, 2011 *apud* Silva, 2016).

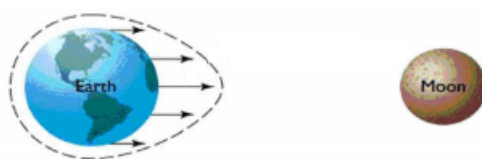


Figura 4 – Influência da Força Gravitacional da Lua ("Tidal Misconceptions", 2003)

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 5 (Silva, 2016).

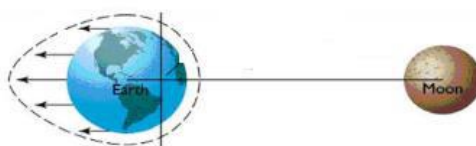


Figura 5 - Influência da Força Centrífuga do sistema Terra-Lua ("Tidal Misconceptions", 2003)

Assim, devido a este fenómeno, podemos então afirmar que vão existir, ao mesmo tempo, na Terra, locais onde ocorre 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, o que leva a que, nestes, o nível da superfície oceânica seja menor, como está representado na Figura 6 (Silva, 2016).



Figura 6 - Influência da Força Gravitacional e da Força Centrífuga ("Tidal Misconceptions", 2003)

Matematicamente a maré é uma soma de sinusoides cuja periodicidade é conhecida e depende exclusivamente de fatores astronómicos. Esta maré designa-se de maré astronómica. Esta variação do nível das águas pode, ainda, ser acentuada por efeitos meteorológicos e sazonais, tais como variações de pressão, ventos e alterações do caudal de rios. Esses são os efeitos de uma maré designada de meteorológica e que, atendendo à sua periodicidade mal definida, não será considerada neste trabalho que visa avaliar um recurso energético previsível ("Marés | Instituto Hidrográfico", 2018).

Em suma, é possível afirmar que existem dois níveis diferentes de marés ao mesmo tempo no planeta. Estas distinguem-se consoante o nível da superfície oceânica aumenta ou diminui, em relação à superfície terrestre ou ao nível do mar, sendo esses dois níveis denominados de preia-mar e baixa-mar. Esses níveis podem definir-se como:

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

Em Portugal, as preia-mares sucedem-se, regularmente, com um intervalo médio de meio-dia lunar, aproximadamente 12h 25m, o que corresponde matematicamente

ao constituinte lunar semidiurno, M_2 . Por sua vez, o intervalo de tempo entre uma preia-mar e a baixa-mar seguinte é, em média, 6h 13 m. No entanto, o mar não reage instantaneamente à passagem da Lua, havendo, para cada local, um atraso maior ou menor das preia-mares e baixa-mares. 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 ("Marés | Instituto Hidrográfico", 2018).

O intervalo de tempo entre a passagem meridiana da Lua e a preia-mar seguinte é o chamado *lunitidal interval*. Embora esse valor seja variável ao longo do tempo, em termos médios, esse atraso é cerca de 2 horas em Portugal Continental e inferior a 30 minutos na Madeira e nos Açores ("Marés | Instituto Hidrográfico", 2018).

Outro aspeto importante a considerar é o fenómeno quinzenal da alternância entre marés vivas e marés mortas. Este fenómeno, matematicamente explicado pelo constituinte solar semidiurno, S_2 , decorre do efeito do Sol como elemento "perturbador". Com efeito, quando o Sol e a Lua estão em oposição (Lua cheia) ou conjunção (Lua nova), a influência do Sol reforça a da Lua e ocorrem as marés vivas, ou seja, matematicamente os constituintes somam-se. Por outro lado, quando o Sol e a Lua estão em quadratura (Quarto crescente e Quarto minguante), a influência do Sol contraria a da Lua e ocorrem as marés mortas, ou seja, matematicamente os constituintes subtraem-se ("Marés | Instituto Hidrográfico", 2018).

A Figura 7, que se segue, apresenta a evolução da maré em Cascais ao longo de trinta e um dias, mostrando claramente a diferença de amplitudes entre marés vivas e marés mortas (Antunes, 2015).

A seguir à Lua Cheia e ao Quarto Minguante ocorrem, respetivamente, marés vivas e marés mortas ("Marés | Instituto Hidrográfico", 2018).

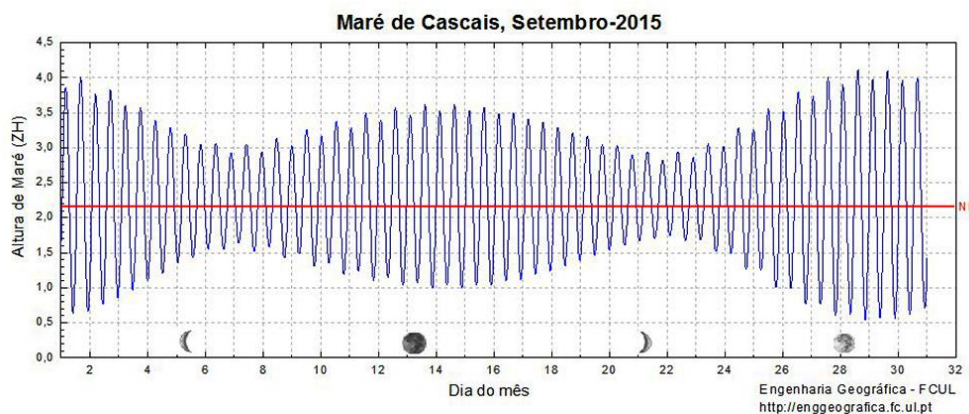


Figura 7 - Maré em Cascais ao longo de 31 dias (Antunes, 2015)

Regra geral, as amplitudes de marés vivas em Portugal Continental são cerca de 3 m. Isto é, o mar sobe e desce 1,5 m em relação ao nível médio. Em marés mortas, a amplitude da maré é da ordem dos 70 cm ("Marés | Instituto Hidrográfico", 2018).

A amplitude das marés vivas é ainda maior por ocasião dos equinócios, ou seja, por ocasião das marés vivas equinociais. Tal facto é matematicamente explicado pela introdução de um terceiro constituinte, K_2 , que, perto dos equinócios, reforça o efeito do Sol ("Marés | Instituto Hidrográfico", 2018).

Tal como já foi referido, os oceanos não reagem instantaneamente às influências astronómicas havendo aqui também, para cada local, um atraso de resposta. Neste caso, esse atraso chama-se, em termos médios, idade da Maré ("Marés | Instituto Hidrográfico", 2018).

De modo muito grosseiro, pode dizer-se que a maré viva ocorre no dia seguinte à Lua Nova ou Lua Cheia ("Marés | Instituto Hidrográfico", 2018).

A maré tem ainda muitos outros constituintes que representam matematicamente outras irregularidades astronómicas associadas com os dois astros. O programa de previsão de marés utilizado no Instituto Hidrográfico permite o uso de 62 constituintes ("Marés | Instituto Hidrográfico", 2018).

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 enchente (*flood*), e correntes em direção inversa denominadas de vazante (*ebb*). Estas correntes apresentam velocidades diferentes que podem 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 (estofa ou reponto de maré), que ocorrem nas transições do sentido das correntes (Silva, 2016).

Qualquer um dos períodos de vazante ou enchente da maré pode ser aproveitado para a produção de energia elétrica.

1.3 OBJETIVOS

O objetivo principal deste trabalho é avaliar a energia passível de ser produzida na Ria de Aveiro através de tecnologias de aproveitamento da energia das marés, ou seja, pretende-se calcular a energia produzida por um sistema de represamento de maré ou por uma matriz de turbinas de correntes de maré. Para atingir este objetivo, são precisos atingir objetivos secundários:

- Caracterizar a área de estudo;
- Aplicar um modelo numérico de alta resolução, desenvolvido para a área de estudo, capaz de reproduzir a hidrodinâmica local;
- Identificar as melhores zonas de exploração da energia potencial de represamentos de maré e da energia cinética das correntes de maré (locais de maior amplitude de maré e locais de maior velocidade horizontal).
- Escolher a turbina e o modo operacional mais adequado para uma barragem de maré para o local a estudar;
- Escolher a turbina mais adequada para uma matriz de turbinas de correntes de maré para local a estudar.

1.4 MOTIVAÇÃO

As energias renováveis são uma peça muito importante na procura por um futuro sustentável. Para se atingir esta tão pretendida sustentabilidade, é necessário que haja uma grande variedade de fontes de energia renovável, pois nem sempre haverá vento para produção de energia eólica, sol para energia solar e chuva para energia hidroelétrica, sendo que estas são as fontes de energia renovável mais desenvolvidas atualmente. Existem outros tipos de fontes como a geotermia, a biomassa, a energia das ondas, a energia das marés, etc. que não se encontram no mesmo ponto de desenvolvimento que as referidas anteriormente. A energia das marés encontra-se numa fase muito prematura sendo necessário que se façam todo o tipo de estudos de forma a avaliar a viabilidade desta.

1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho é composto por 5 capítulos, sendo o inicial o da introdução, com um enquadramento, um subcapítulo referente à caracterização de marés, assim como os objetivos, a motivação e a estrutura do trabalho. O segundo capítulo é referente à revisão bibliográfica, onde se efetua uma resenha histórica, caracterizando-se diferentes tecnologias de maré. O terceiro capítulo apresenta a área de estudo, caracterizando a hidrodinâmica local, bem como a metodologia seguida na realização deste trabalho, onde se descreve rigorosamente o plano de trabalhos realizado para efetuar este documento, sendo que os resultados do mesmo são apresentados e discutidos no quarto capítulo. Por fim, no quinto capítulo, são apresentadas as conclusões sobre o potencial energético do represamento de maré e da matriz de turbinas de correntes de maré na Ria de Aveiro e são apresentadas propostas de trabalhos a realizar no futuro. Em anexo, encontra-se uma proposta de artigo de conferência com uma síntese do trabalho realizado.

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

- 2.1 RESENHA HISTÓRICA
- 2.2 TECNOLOGIAS DE MARÉ

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 RESENHA HISTÓRICA

As pessoas têm aproveitado as marés e usado a sua energia durante muitos séculos. Os moinhos de maré, que são os precursores das centrais de produção de energia das marés, têm grandes semelhanças com as rodas de água. Os moinhos de maré, Figura 8, tornaram-se mais comuns durante a Idade Média. Um moinho de maré consistiria numa lagoa de armazenamento que se enchia, à medida que a maré subia, e, à medida que a maré descia, a lagoa esvaziava-se e o movimento da água faria girar uma roda de água ("ELI: Energy: Support Materials: Tidal Energy", 2010). Nesta secção procura-se compilar exemplos de aproveitamentos de marés pelo Homem ao longo do tempo.

2.1.1 SÉCULO VII-XIX

O moinho de maré mais antigo conhecido é datado do ano de 619. Foi descoberto no mosteiro Nendrum na Irlanda do Norte na ilha Mahee, em Strangford Lough, Figura 9. A energia gerada por este moinho, provavelmente, foi usada para moagem de grãos ("ELI: Energy: Support Materials: Tidal Energy", 2010).



Figura 8 – Exemplo de um moinho de maré ("ELI: Energy: Support Materials: Tidal Energy", 2010)



Figura 9 – Ilha de Mahee, Strangford Lough ("ELI: Energy: Support Materials: Tidal Energy", 2010)

Existem registos de moinhos de maré no Golfo Pérsico, datados do século X ("History - Tidal Lagoon", s.d.).

O primeiro moinho de maré de Inglaterra, localizado em Dover, foi registado no *Domesday Book*, em 1086. Este documento consiste no registo ou resumo original do

censo de William I, em Inglaterra. Esta operação era conhecida como a “descrição de Inglaterra” ("History - Tidal Lagoon", s.d.; "Domesday Book | English history", 2006).

Em Suffolk, também em Inglaterra, existe um moinho de maré que remonta a 1170, denominado de moinho de maré de Woodbridge, Figura 10 ("Tidal Power - History of Tidal Power", s.d.).

O primeiro moinho de maré registado em França é de 1235 em Veulves, Normandia ("History - Tidal Lagoon", s.d.).

O Moinho de Corroios, no Seixal, em Portugal, Figura 11, foi edificado em 1403, por ordem de Nuno Álvares Pereira. Um ano depois, o mesmo acabou por doá-lo aos frades carmelitas do Convento do Carmo, que o utilizavam para a moagem de cereais. Reconstruído após o terramoto de 1755, começou a perder importância nos anos 70 do século passado, mas a Câmara do Seixal transformou-o num ecomuseu (Rodrigues, 2019).



Figura 10 - Moinho de maré de Woodbridge, Suffolk ("Woodbridge Tide Mill", 2007)



Figura 11 – Moinho de Corroios, Seixal (Rodrigues, 2019)

O Moinho de Maré de Coina, Figura 12, foi construído algures nos séculos XV/XVI e possui cinco engenhos de moagem (Cm-barreiro.pt, 2015).

O Moinho de Maré de Palhais, Figura 13, foi edificado no século XV, em Santo André, e possuía seis casais de mós e casa para o moleiro (Cm-barreiro.pt, 2015).



Figura 12 - Moinho de Maré de Coina, Coina (Cm-barreiro.pt, 2015)



Figura 13 - Moinho de Maré de Palhais, Santo André (Cm-barreiro.pt, 2015)

O Moinho do Cais, no Montijo, Figura 14, tem origens documentadas em meados do século XVII, mas a cruz da Ordem de Santiago que existe na fachada denota uma

história anterior. Utilizava as águas do Estuário do Tejo para moer os cereais e transformá-los em farinha (Rodrigues, 2019).

O Moinho de Alhos Vedros, Figura 15, construído no século XVII, na Moita, é um moinho de maré cheio de história, já que a farinha que produzia abastecia não só a população local da zona da Moita, como a própria cidade de Lisboa. Além disso, era também utilizado pela Fábrica de Vale do Zebro, de onde saíam os biscoitos utilizados durante as viagens marítimas dos Descobrimentos. Esteve em laboração até 1940 e agora pertence à autarquia da Moita, que o reconverteu em espaço cultural (Rodrigues, 2019).



Figura 14 - Moinho do Cais, Montijo (Rodrigues, 2019)



Figura 15 - Moinho de Alhos Vedros, Moita (Rodrigues, 2019)

O Moinho de Maré Pequeno, Figura 16, construído no século XVII, esteve em funcionamento até ao primeiro quartel do século XX. Depois, chegou a ser armazém de produtos que chegavam do Ribatejo, via fragatas, e hoje é um centro interpretativo (Rodrigues, 2019; Cm-barreiro.pt, 2015).

O Moinho de Maré do Duque construído provavelmente no século XVII, em Santo André, Figura 17, tinha seis casas de mós, casa de moleiro e barco para o transporte das farinhas e cereais (Cm-barreiro.pt, 2015).



Figura 16 - Moinho de Maré Pequeno, Barreiro (Rodrigues, 2019)



Figura 17 - Moinho de Maré do Duque, Santo André (Cm-barreiro.pt, 2015)

O Moinho de Maré Grande, Figura 18, construído no século XVII, no Barreiro, possuía sete casais de mós (Cm-barreiro.pt, 2015).

O Moinho de Maré da Mourisca, em Setúbal, Figura 19, é um moinho de maré localizado no estuário do rio Sado. No seu interior, existem inscrições datadas do ano de 1601, o que coloca a sua construção original pelo menos no início do século XVII (Pt.wikipedia.org, 2008).



Figura 18 - Moinho de Maré Grande, Barreiro (Cm-barreiro.pt, 2015)



Figura 19 – Moinho de Maré da Mourisca, Setúbal (Pt.wikipedia.org, 2008)

O Moinho de Maré do Braamcamp, Figura 20, foi edificado no século XVIII nos terrenos da Quinta do Braamcamp, no Barreiro, e possuía dez pares de mós (Cm-barreiro.pt, 2015).

Estima-se que, no século XVIII, existiriam 750 moinhos de maré a operar ao longo da costa atlântica da Europa e dos Estados Unidos da América (EUA). O conceito de moinho de maré foi levado para a América do Norte com os colonos. O Maine, em particular, testemunhou o uso quase contínuo de moinhos de maré desde esse século. Desses 750 moinhos, cerca de 300 operavam nas costas norte-americanas, cerca de 200 nas Ilhas Britânicas e cerca de 100 na França. Em “ELI: Energy: Support Materials: Tidal Energy” (2010), é mencionado que, só em Londres, eram usados 76 moinhos de maré, contudo, em “History - Tidal Lagoon” (s.d.), é declarado que existiam 140 moinhos de maré, em Londres (“ELI: Energy: Support Materials: Tidal Energy”, 2010; “Tidal Power - History of Tidal Power”, s.d.; “History - Tidal Lagoon”, s.d.).

Thomas Fulijames, em 1849, propôs os planos para uma barragem no estuário de Severn, no Reino Unido, devido às suas elevadas amplitudes de maré. Desde então, várias propostas foram apresentadas posteriormente (“History - Tidal Lagoon”, s.d.).

Na Ria Formosa, em Olhão, é possível visitar o moinho de maré da Quinta de Marim, Figura 21, que esteve a funcionar quase um século, desde 1875 até 1970 (Algarve Fantastic, s.d.).



Figura 20 - Moinho de Maré do Braamcamp, Barreiro (Cm-barreiro.pt, 2015)



Figura 21 – Moinho de Maré da Quinta de Marim (Pt.wikipedia.org, 2012)

2.1.2 SÉCULO XX

Em 1921, foi publicado um livro em Londres intitulado *Tidal Power* por A.M. A. Struben. O livro descrevia vários métodos de aproveitamento de energia das marés ("Tidal Power - History of Tidal Power", s.d.).

Em 1920, um engenheiro chamado Dexter Cooper teve a ideia de aproveitar a energia fornecida pelas marés, um plano que ele pretendia implementar nas baías de Cobscook e Passamaquoddy, no Maine. O financiamento antecipado foi elevado, mas a quebra da bolsa de 1929 rapidamente pôs fim ao trabalho. Alguns anos depois, Franklin D. Roosevelt, um dos primeiros apoiantes de Cooper, tornou-se presidente dos Estados Unidos e o governo federal realizou um estudo sobre a central de produção de energia de marés proposta por Cooper. Infelizmente, estes decidiram que o projeto seria muito caro e entregaram a autoridade a um comitê no estado do Maine. O comitê decidiu que o projeto só poderia prosseguir se os recursos federais fossem alocados e o próprio Roosevelt encomendou sete milhões de dólares (o máximo possível sem a aprovação do congresso) para o projeto através da Administração de Obras Públicas. Eventualmente, o projeto foi interrompido quando o Congresso recusou mais financiamento, mas a ideia permaneceu na mente do povo do Maine desde então. Em 1961, o projeto foi novamente considerado por uma cooperativa internacional entre os Estados Unidos e o Canadá. A análise de custos mostrou que o projeto só beneficiaria os Estados Unidos e, portanto, o projeto foi novamente deixado de lado. Em 1977, o Canadá realizou outro estudo da baía, mas novamente decidiu que o projeto não era benéfico, embora fosse considerado economicamente viável. Hoje, o progresso é interrompido principalmente pelo grande impacto que esse projeto terá na ecologia da baía. Não está claro quanto extenso será o impacto, mas é provável que seja substancial o suficiente para afetar a lucrativa indústria pesqueira que prospera nessa região ("Tidal Power - History of Tidal Power", s.d.).

A França tem sido líder na implementação do poder das marés na era moderna. Iniciou-se, na década de 1920, uma investigação séria sobre o potencial de geração de eletricidade a partir da amplitude de maré, devido à ideia de Gerard Boisnoer, culminando na conclusão do primeiro projeto do mundo, em 1966, a barragem de maré de La Rance. No estuário de La Rance, Figura 22, aproveita-se a energia das marés há séculos pois este abrigou alguns dos históricos moinhos de maré. Esta central está em operação contínua há mais de 50 anos e gera parte da eletricidade mais barata da Europa. Atualmente, tem uma potência instalada de 240 MW, o que representa $\frac{1}{3}$ da produção de uma central a carvão. Esta barragem, como melhoria aos antigos moinhos de maré, permite gerar energia durante a maré alta e a maré baixa ("History - Tidal Lagoon", s.d.; "ELI: Energy: Support Materials: Tidal Energy", 2010; "Tidal Power - History of Tidal Power", s.d.).



Figura 22 – Estuário de La Rance, França ("ELI: Energy: Support Materials: Tidal Energy", 2010)

Seguiram-se vários projetos operacionais menores: em 1968, na Rússia a estação de produção de energia das marés de Kislaya Guba, de 1,7 MW, entra em funcionamento pela primeira vez; em 1980, a construção da primeira central de produção de energia das marés na Ásia, localizada em Jiangxi, na China, de 3,9 MW, foi concluída; em 1984, a primeira central de produção de energia das marés na América do Norte, de 20 MW, abriu em Annapolis Royal, Nova Escócia, Canadá; em 2008, a Strangford Lough SeaGen, de 1,2 MW, foi comissionada em Strangford Lough, na Irlanda do Norte; em 2009, na Coreia do Sul, foi construída a central de produção de energia das marés de Uldolmok, de 1 MW e, em 2015, na Holanda, acabou a construção da central de produção de energia das marés na barreira contra tempestades de Eastern Scheldt, com uma capacidade de 1,25 MW ("History - Tidal Lagoon", s.d.; Power Technology | Energy News and Market Analysis, 2019; Tethys.pnnl.gov, 2019; Tocardo, s.d.; Silva, 2016).

Em 2011, a central de produção de energia de marés de Sihwa Lake, na Coreia do Sul, tornou-se na maior instalação de energia de marés do mundo até o momento, com uma capacidade instalada de 254MW ("History - Tidal Lagoon", s.d.).

Encontra-se em construção a primeira central de produção de energia das marés *offshore* totalmente operacional e conectada à rede do mundo, em Bluemull Sound, no Reino Unido. No Reino Unido, também, se encontra a ser construída o que pode ser a maior central do mundo de produção de energia das marés, podendo chegar a 398 MW - o Projeto MeyGen (Novainnovation.com, 2019; SIMEC Atlantis Energy, s.d.).

2.2 TECNOLOGIAS DE MARÉ

A intermitência é um problema para a energia eólica, das ondas e solar, pois o sol nem sempre brilha e o vento nem sempre sopra. Essas fontes de energia renovável muitas vezes exigem um *backup* das formas tradicionais de geração de energia. No entanto, a previsibilidade inerente do poder de maré é altamente atraente para a gestão

de rede, evitando que seja necessário a utilização de uma reserva principalmente alimentada por centrais de combustíveis fósseis (Barbarelli *et al.*, 2015).

Como mencionado anteriormente, existem, principalmente, dois métodos para gerar energia através das marés: aproveitar a energia potencial da subida e descida de maré através da construção de uma barragem ao longo de uma baía ou de um estuário em áreas de elevada amplitude de maré ou extrair a energia cinética das correntes que ocorrem durante enchentes e vazantes de maré. As instalações de energia das marés podem ser classificadas em dois tipos: represamento de maré e correntes de maré (Colom, 2015).

2.2.1 REPRESAMENTO DE MARÉ

Neill *et al.* (2018) estimaram que o recurso teórico global de amplitudes de maré seja à volta de 25880 TWh, com base em limites razoáveis de produção de energia e profundidade da água. O mapa de contorno resultante da densidade de energia potencial global (em kWh/m²) é mostrado na Figura 24.

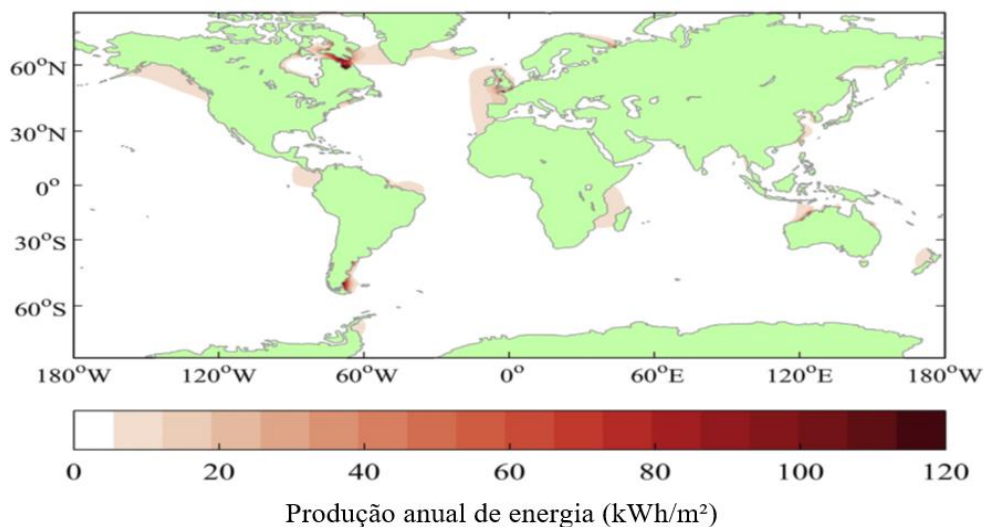


Figura 23 – Recurso energético teórico global de amplitudes de maré calculado como produção anual de energia (kWh/m²) (Adaptado de Neill *et al.*, 2018)

Na Europa, as amplitudes de maré mais altas estão nas costas ocidentais, influenciando, particularmente, a costa oeste de Inglaterra, do País de Gales e de França. A topografia local aprimora as amplitudes de maré criando focos localizados em grandes estuários, como o estuário de Severn entre Inglaterra e o País de Gales, que possui a segunda maior amplitude de maré do mundo, com 13 m, e o Rance, na França, com uma amplitude média de 8 m. As costas da Península Ibérica, do Báltico, da Noruega e do Mediterrâneo têm um potencial baixo devido à pequena mudança no nível do mar entre os níveis de maré alta e baixa. A Figura 24 indica o nível de recurso em toda a Europa (Aquaret.com, 2012).

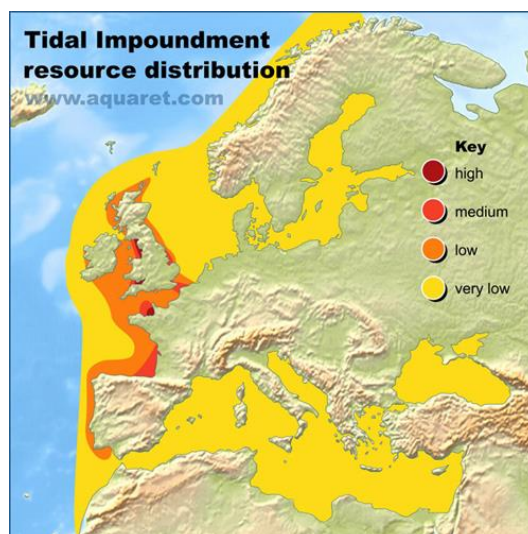


Figura 24 - Distribuição do recurso de amplitudes de maré (Aquaret.com, 2012)

BARRAGENS DE MARÉ

A tecnologia requerida para converter a diferença de nível da água induzida pela maré em eletricidade é muito semelhante à utilizada numa central hidroelétrica convencional. As barragens de maré usam a energia potencial na diferença de alturas entre a maré alta e a maré baixa, como se pode constatar pelo funcionamento desta na Figura 25. As instalações de barragens de maré são fundamentalmente compostas por uma estrutura de barragem com comportas para controlar o fluxo da água do mar. As comportas permanecem fechadas na maré alta para manter o nível de água dentro da barragem no seu ponto mais alto. Quando a maré recua, é criada uma diferença no nível da água entre a água do mar e a do interior da barragem. A energia potencial da diferença do nível de água pode, então, fazer rodar turbinas para gerar eletricidade. Há uma grande variedade de projetos de turbinas, que podem ser projetados para operar em ambos os sentidos - vazante e enchente (Colom, 2015).

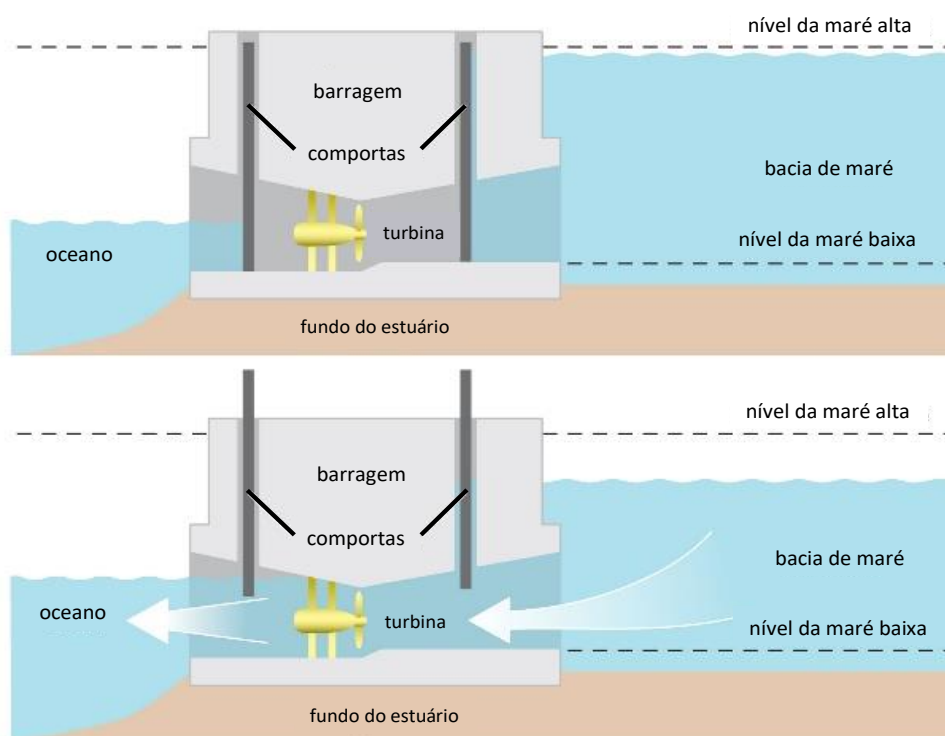


Figura 25 – Funcionamento de uma barragem de maré (Adaptado de Colom, 2015)

TIPOS DE TECNOLOGIA

A principal diferença entre o mecanismo de aproveitamento tradicional em centrais hidroelétricas e o mecanismo de aproveitamento de energia através da amplitude das marés, é 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 existe uma altura de queda que tende a ser constante. Outra das principais diferenças corresponde à 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 influenciados pelas marés (Silva, 2016).

Assim, podemos definir dois tipos de estruturas diferentes de 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. Uma lagoa de maré consiste num bloqueio parcial de um corpo de água através de paredões (Silva, 2016).

Consoante o tipo de estruturas utilizadas, existem características que podem ser acrescentadas aos sistemas de forma a torná-los mais rentáveis, do ponto de vista de produção de energia. Estas passam pela utilização de sistemas de bombagem ou a utilização de múltiplas lagoas de forma a aumentar a capacidade de armazenamento, permitindo produzir uma maior quantidade de energia. Podem existir diferenças relativamente às formas de aproveitamento, pois estas podem ser feitas com recurso a

apenas uma lagoa de armazenamento, denominada *single basin*, ou com recurso a múltiplas lagoas, ou seja, *double basin*, que geralmente não são superiores a duas (Silva, 2016).

Além do número de lagoas de armazenamento, podem também definir-se os modos de operação que vão ser utilizados para gerar energia elétrica (Silva, 2016).

SISTEMAS SINGLE BASIN

Nos sistemas tradicionais, onde apenas existe uma lagoa para armazenamento, tal como nas barragens tradicionais, existem três modos de operação o modo *ebb* (vazante), o modo *flood* (enchente) 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 (Silva, 2016).

MODO “EBB”

Neste modo de operação, o reservatório vai armazenando água, uma vez que as comportas se encontram abertas, aproveitando a maré enchente. Tal como é possível observar pelo esquema da Figura 26, onde a linha a cheio representa o nível do mar e a linha a tracejado simboliza o nível de água no reservatório, o armazenamento da maré enchente ocorre no período designado por “eclusa”. Quando se atinge o ponto em que o reservatório e o mar estão ao mesmo nível, as comportas são fechadas seguindo-se um período de espera até estas voltarem a abrir, representado na Figura 26 pelo período designado por “reter”. Durante este período, pode ser adicionada água extra para o reservatório através de 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 altura da água do lado do mar baixe o suficiente para que seja criada uma diferença de alturas apreciável. Quando se atinge uma diferença adequada, as comportas são abertas fazendo o fluxo de água passar pelas turbinas de forma a que seja produzida energia elétrica. As comportas permanecerão abertas até que seja atingida a altura mínima de produção de energia das turbinas. Este espaço de tempo é representado na Figura 26 pelo período denominado por “geração”. No final desse período, as comportas são fechadas e o processo volta ao início repetindo-se ciclicamente (Silva, 2016).

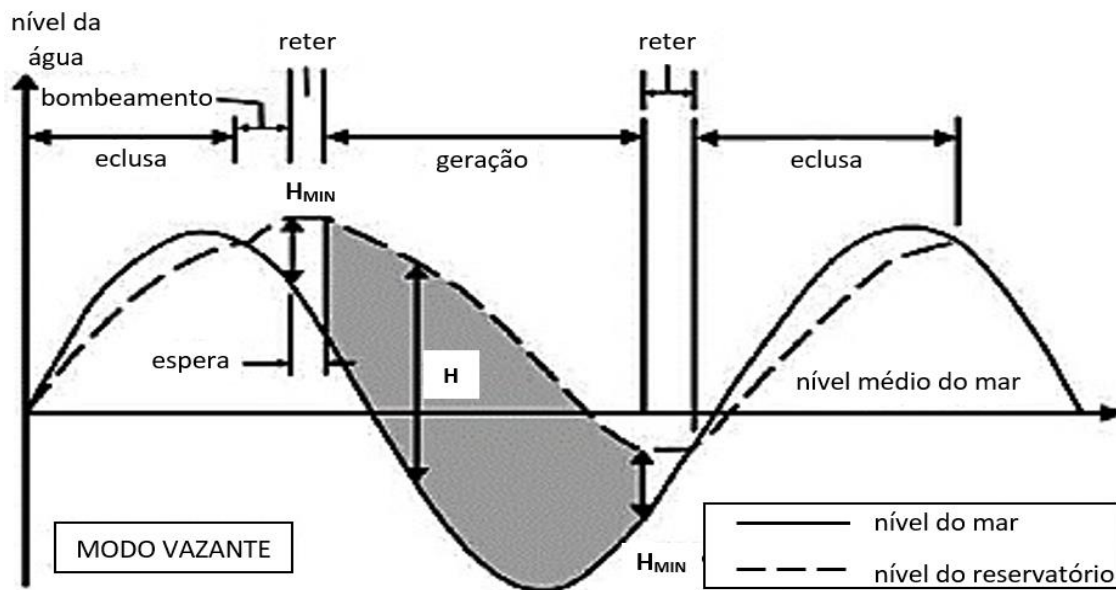


Figura 26 – Modo de operação Ebb (Adaptado de Yates et al., 2010)

Este é o modo mais utilizado, sendo mesmo o 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 dia (Silva, 2016).

MODO “FLOOD”

Neste modo de operação a energia é produzida quando o fluxo de água toma o sentido mar-reservatório. A descrição gráfica deste modo é feita na Figura 27, onde a linha a cheio representa o nível da água do mar e a linha a tracejado representa o nível de água no reservatório (Silva, 2016).

Como é possível observar na Figura 27, as comportas, após o início da maré enchente, são fechadas, podendo existir bombeamento de água, até que exista altura suficiente para a produção de energia. Após se atingir a altura mínima de produção de energia, as comportas são abertas e o fluxo de água movimenta-se no sentido do reservatório, passando pelas turbinas gerando-se energia elétrica, período representado por “geração” na Figura 27. As turbinas vão estar ativas e a gerar energia até que a diferença dos níveis de água nos dois lados atinja a altura mínima de produção. Quando esse valor é atingido, as comportas são fechadas por um breve período, sendo que, posteriormente, são abertas e o fluxo de água acompanha o baixar da maré até que a maré atinja o seu mínimo e as comportas tornem a fechar e o ciclo volta a repetir-se (Silva, 2016).

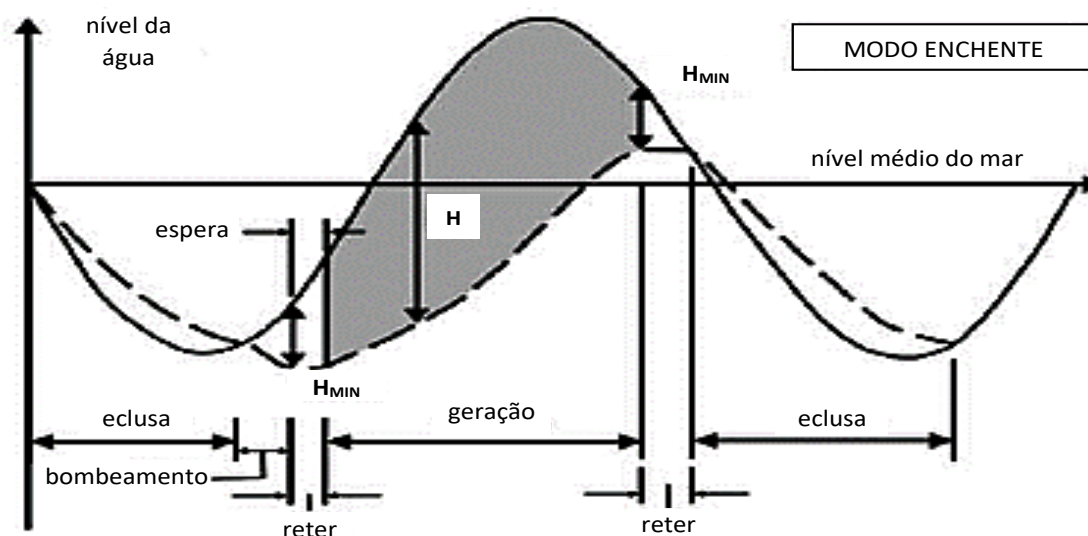


Figura 27 – Modo de operação Flood (Adaptado de Yates *et al.*, 2010)

Este modo de operação é muito pouco usado, sendo apenas utilizado em conjugação com o modo *ebb*, como posteriormente 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 26 com a Figura 27, 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* é muito menor do que quando se usa o modo *ebb*. 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 (Silva, 2016).

MODO BIDIRECIONAL

Este modo de operação agrega 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 28, onde a linha a cheio representa o nível da água do mar e a linha a tracejado representa o nível de água no reservatório (Silva, 2016).

Enquanto nos encontramos no período de vazante da maré, as comportas são fechadas, podendo ocorrer bombeamento de água, até que se atinja uma diferença de alturas considerável entre o reservatório e o nível do mar, período esse representado por “reter”. Quando esta altura é atingida, as comportas são abertas e o fluxo de água é encaminhado para as turbinas produzindo-se energia, período este denominado por “geração”. Este período acontece até que seja atingida uma altura mínima de produção, após o final da maré vazante. Posteriormente, durante o período de enchente da maré, as comportas do sistema são fechadas, sendo isto representado na Figura 28 por “reter”. Assim que se atinja uma altura considerável, as comportas são abertas, fazendo com que a água flua em direção ao reservatório e atravesse as turbinas. As turbinas permanecerão em funcionamento até que se atinja uma diferença mínima de alturas

entre os dois lados a partir da qual as turbinas entram numa zona de baixa eficiência. O período descrito está representado por “geração” (Silva, 2016).

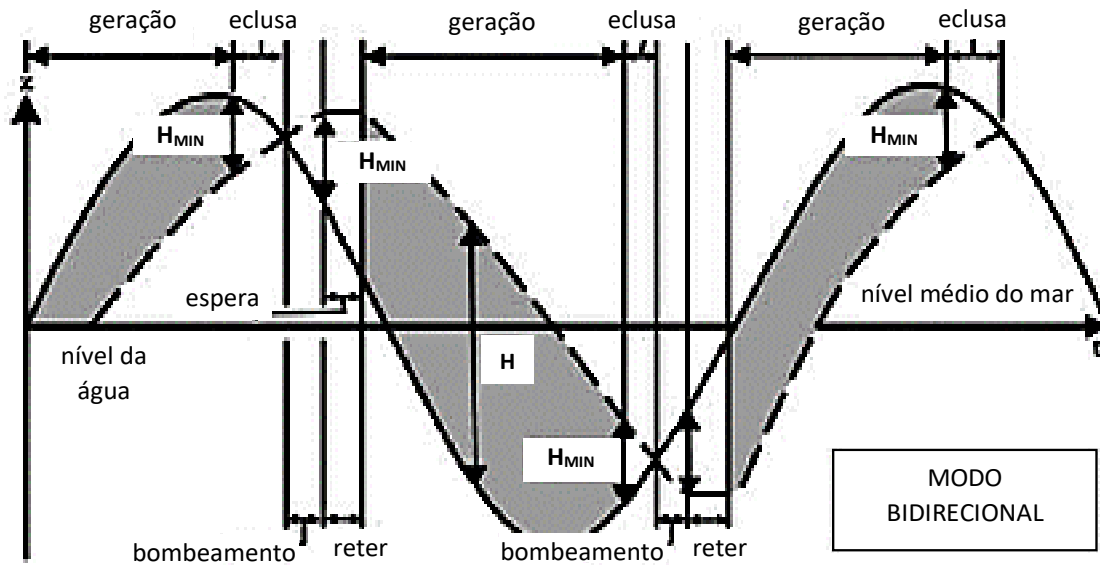


Figura 28 - Modo de operação Bidirecional (Adaptado de Yates *et al.*, 2010)

Como já foi referido, este modo de operação junta os dois modos 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 do 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, a que sejam utilizadas as duas fases de maré para produção de energia o que leva a que as diferenças de altura que se estabelecem 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 superiores aos valores de uma central que utiliza o modo *ebb*. Todos estes fatores, em centrais bidirecionais, aliados à necessidade de as turbinas instaladas possuírem a capacidade de serem reversíveis e de operar para baixas alturas leva a que a energia produzida tenha um elevado custo (Silva, 2016).

SISTEMAS DOUBLE BASIN

Os sistemas com recurso a múltiplas lagoas consistem, geralmente, na utilização de duas lagoas de armazenamento, existindo diferentes tipos de configurações propostas (Silva, 2016).

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 (Silva, 2016).

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, sendo que a turbina é colocada no canal onde as duas lagoas comunicam e, assim, quando a maré atinge o seu ponto mais alto, as comportas 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 (Silva, 2016).

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, de 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 da energia produzida ser colocada na rede em períodos de ponta, onde o consumo de energia é elevado assim como os preços de venda de energia (Silva, 2016).

TIPOS DE TURBINA

Os equipamentos principais de uma central 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, a utilização de bombagem no sistema, entre outros (Silva, 2016).

Existem diversos tipos de turbinas no mercado, no entanto, devido à especificidade deste processo de aproveitamento das marés, as turbinas a utilizar devem ser eficientes para baixas diferenças de altura disponíveis e para caudais elevados. Assim, as mais usadas atualmente são descritas seguidamente.

A Turbina Bulbo/Hélice, representada na Figura 29, apresenta melhores rendimentos em aproveitamentos de baixas quedas disponíveis, sendo estas as mais utilizadas. Apresentam uma configuração em que o gerador se encontra encapsulado na forma de um bulbo (forma de gota de água), fazendo parte integral da turbina. Devido a este aspeto, a turbina encontra-se totalmente submersa, 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 submersas em águas salgadas que provocam um maior desgaste dos componentes. Estes tipos de turbinas são reversíveis e podem ser utilizadas em processos de bombagem de águas (Silva, 2016).

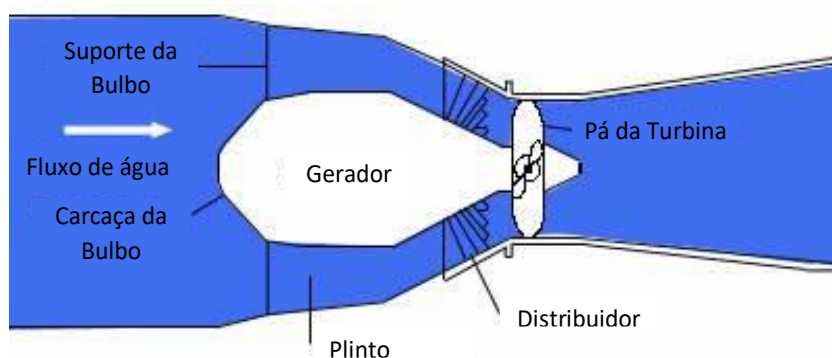


Figura 29 - Turbina Bulbo (Adaptado de Boyle, 1996)

A Turbina Rim/Straflo, esquematizada na Figura 30, diferencia-se da Bulbo pois o gerador não se encontra 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. Devido a estas desvantagens as turbinas Straflo são pouco utilizadas, sendo utilizadas apenas na central de Annapolis, Canada (Silva, 2016).

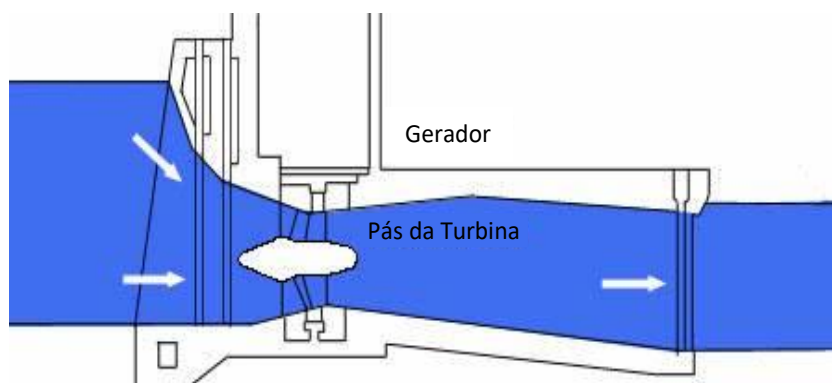


Figura 30 - Turbina Straflo (Adaptado de Boyle, 1996)

Numa Turbina Tubular, representada na Figura 31, o gerador está no topo da barragem e as pás são conectadas a um longo eixo. Foram propostas turbinas Tubulares para o projeto de maré do Severn no Reino Unido (Boyle, 1996).

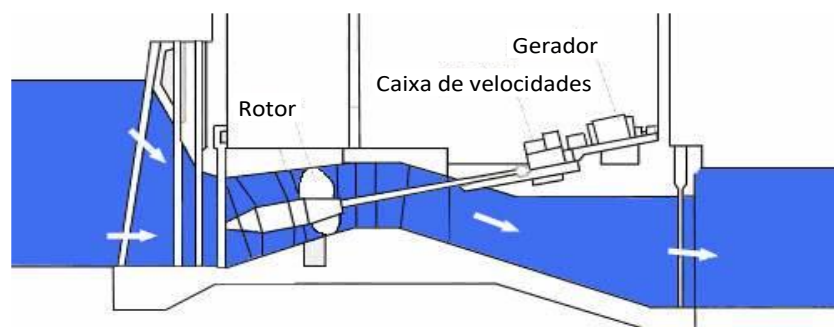


Figura 31 - Turbina Tubular (Adaptado de Boyle, 1996)

HISTÓRIA E DESENVOLVIMENTO

A primeira central de maré à escala comercial, a barragem de La Rance, na França, Figura 22, tem uma potência instalada de 240 MW distribuídos por 24 turbinas reversíveis, do tipo Bulbo ou Hélice, cada uma delas de 10 MW de potência nominal, desenvolvidos pela Électricité de France. Apresenta amplitudes de maré de 8,4 m em média atingindo no máximo 13,5 m. Esta central contém uma só bacia para o armazenamento de água de aproximadamente $184 \cdot 10^6 \text{ m}^3$, e combina o 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 (Aquaret.com, 2012; Silva, 2016).

A central de Kislaya Guba, Figura 32, a 100 km de Murmansk, na Rússia, foi construída pelo governo russo de 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 potência. Esta turbina foi desmantelada em 2004, tendo sido instalados 200 kW, no mesmo ano, e 1500 kW mais tarde, em 2007. O sucesso desta central levou ao desenvolvimento de estudos para encontrar possíveis novas localizações na Rússia de forma a esta fonte de energia poder ser aproveitada em maiores dimensões (Aquaret.com, 2012; Silva, 2016; En.wikipedia.org, 2010).

A central de Jiangxia, em Jangxia Creek, na província de Zhejiang, na China, Figura 33, tem uma instalação de 5 turbinas, uma de 500 kW, instalada em 1980, e, instaladas em 1985, uma de 600 kW e três de 700 kW perfazendo um total de 3,2 MW de potência instalada. Em 2007, foi instalada mais uma turbina de 700 kW aumentando assim a potência instalada para 3,9 MW. Todas estas turbinas são do tipo Bulbo. Esta central é, neste momento, a maior da China. A central apresenta, também, um sistema com uma bacia de armazenamento de água e opera num modo bidirecional, apresentando marés com amplitudes médias de 5,08 m e amplitudes máximas de 8,39 m (Silva, 2016).

A segunda barragem de maré à escala comercial e, neste momento, a terceira maior central de produção de energia através das marés, apenas ultrapassada pela

central de La Rance e pela central de Sihwa, é a central de maré piloto de Annapolis Royal, na província de Nova Escócia, Figura 34. Situa-se numa região onde são registadas as maiores amplitudes de maré do mundo. Neste local, as marés podem atingir até 16 m de amplitude registando-se médias de 12 m. A central tem apenas uma turbina instalada, do tipo Straflo, de 20 MW de potência, inventada por Escher-Wyss da Suíça, o que faz com que a central possua uma potência instalada de 20 MW. 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*. Anualmente a central tem uma produção que ronda os 30 GWh. 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 (Aquaret.com, 2012; Silva, 2016).

A central de Sihwa, na Coreia do Sul, Figura 35, para além de ser atualmente a maior central do mundo de produção de energia através do aproveitamento das marés é também ela a mais recente. Entrou em operação em 2011 e tem uma potência instalada de 254 MW distribuída por 10 turbinas, sendo que cada turbina tem uma potência de aproximadamente 26 MW. Esta central foi construída com base numa barragem já existente 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. 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. As amplitudes da maré atingem em média os 5,82 m e anualmente a central produz cerca de 552,7 GWh (Silva, 2016).

Foram consideradas várias outras centrais de barragem de maré em todo o mundo desde a construção da central de La Rance, algumas com vários gigawatts de capacidade de geração, incluindo um esquema de 15 GW na Bretanha, França e uma central de 8,64 GW no estuário de Severn, entre Inglaterra e País de Gales no Reino Unido (Aquaret.com, 2012).



Figura 32 - Central de Kislaya Guba, Rússia (Silva, 2016)



Figura 33 - Central de Jiangxia, China (Silva, 2016)



Figura 34 - Central de Annapolis, Canadá (Silva, 2016)



Figura 35 - Central de Sihwa, Coreia do Sul (Silva, 2016)

LAGOAS DE MARÉ

TIPOS DE TECNOLOGIA

As lagoas de maré podem operar de forma similar às barragens, como explanado anteriormente. Uma lagoa de maré difere de uma barragem porque, em vez de usar uma bacia já existente, são construídos paredões para criar uma estrutura artificial. Uma lagoa de maré pode ser *onshore*, Figura 36, ou *offshore*, Figura 37. As lagoas de maré, apesar de bloquearem uma determinada massa de água numa determinada área, não servem de barreira por completo dessa mesma área. (Todeschini, 2017; Silva, 2016).

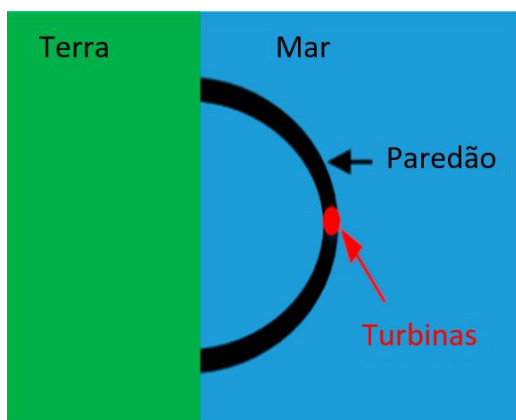


Figura 36 - Lagoa de maré *onshore* (Adaptado de Todeschini, 2017)

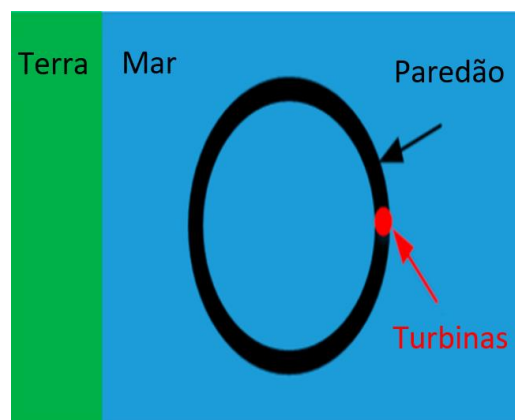


Figura 37 - Lagoa de maré *offshore* (Adaptado de Todeschini, 2017)

HISTÓRIA E DESENVOLVIMENTO

Apesar de existirem mais de 40 anos de operação bem-sucedida, apenas algumas centrais de represamento de maré à escala comercial foram construídas desde a construção da barragem de La Rance em 1967, devido a incertezas e preocupações sobre os possíveis efeitos ambientais e os altos custos de capital das centrais de barragem de maré. Isso levou ao desenvolvimento do conceito de lagoas de marés situadas no mar em áreas de grandes amplitudes de maré. Até o momento, não existem

lagoas de maré; no entanto, a Tidal Electric, uma empresa com sede nos EUA, planeia testar o conceito em Swansea Bay, País de Gales, Reino Unido, com uma planta de produção de 60 MW. Receberam também apoio do governo chinês para uma lagoa de 300 MW no mar perto da foz do rio Yalu, que faz parte da fronteira entre a China e a Coreia do Norte. Se chegar a ser concluído, o projeto do rio Yalu será a maior central de represamento de marés do mundo, superando a central de 254 MW em Sihwa, na Coreia do Sul. Outros locais com potencial para as lagoas de marés estão a ser investigados no Alasca, África, México e Índia (Aquaret.com, 2012).

2.2.2 CORRENTES DE MARÉ

O recurso das correntes de maré é geralmente maior em áreas onde a profundidade da água é relativamente baixa, onde existe amplitude de maré relevante e onde a velocidade das correntes é amplificada pelo efeito de afunilamento da costa e do fundo do mar, como por exemplo, em estreitos e enseadas, em torno de promontórios e em canais entre ilhas. Geralmente, as entradas para lagos, baías e portos, também, apresentam fluxos de corrente elevados. Em particular, existem grandes fluxos de corrente onde exista uma diferença de fase significativa entre marés. Um bom local para produção de energia a partir de correntes de maré é aquele que possui propriedades de batimetria e de fundo do mar que permitirão a localização de um dispositivo de correntes de maré, possui mínimo ou nenhum conflito com outros usos do espaço marítimo e está próximo de uma interconexão de carga e rede (Aquaret.com, 2012).

A Figura 38 abaixo indica o nível disponível de recurso de correntes de maré em toda a Europa.

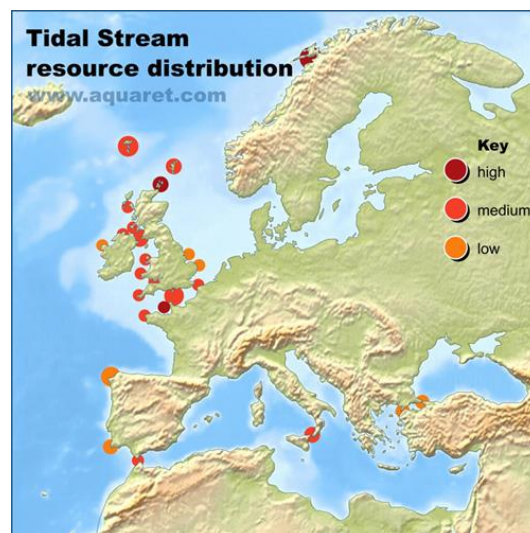


Figura 38 - Distribuição do recurso de correntes de maré (Aquaret.com, 2012)

Os sistemas de corrente de maré extraem a energia cinética da água em movimento de forma semelhante à que os moinhos de vento extraem energia do ar. A instalação de dispositivos de corrente de maré requer um uso mínimo terrestre. Em

contraste com as barragens de maré, onde uma estrutura hidráulica artificial é criada usando represas ou comportas, os conversores hidrocinéticos de maré são construídos sem alterar significativamente o caminho natural do fluxo de água. Esta tecnologia pode ser organizada em matrizes de várias unidades. A modularidade e a escalabilidade são características atraentes desta tecnologia (Colom, 2015).

A energia cinética de um fluido em movimento pode ser extraída por um rotor de uma turbina. Portanto, a análise de turbinas eólicas pode ser estendida para turbinas de corrente de maré. No entanto, existem várias diferenças nas condições operacionais. A água é aproximadamente 800 vezes mais densa que o ar. A extração de energia é proporcional à densidade do fluido e à área da seção transversal do rotor da turbina, por isso, como resultado, a energia extraída por turbinas de correntes de maré será substancialmente maior do que a produzida por turbinas eólicas quando forem consideradas velocidades de fluxo semelhantes. Em contraste com os fluxos de ar, a disponibilidade de correntes de maré pode ser prevista com precisão por muitos anos no futuro (Colom, 2015).

TIPOS DE TECNOLOGIA

A energia das correntes de maré é uma grande aposta, especialmente durante as fases iniciais, quando os locais de maior energia ainda estão disponíveis para a implementação de novos sistemas. A tecnologia é projetada para aproveitar a energia cinética do fluxo rápido de água nas áreas de elevada amplitude da maré. Grande número de dispositivos estão em fase de investigação e desenvolvimento e apenas uma minoria atingiu o estágio pré-comercial. A indústria está a crescer rapidamente e a tecnologia da energia hidrocinética é um dos setores mais recentes e de crescimento mais rápido das energias renováveis. A pesquisa e o desenvolvimento neste campo emergente levaram ao design de vários tipos de dispositivos para capturar essa energia (Colom, 2015).

TURBINAS DE EIXO HORIZONTAL

As turbinas de eixo horizontal são o meio mais comum de extrair energia das correntes marinhas e são bastante semelhantes, em termos de design, às turbinas eólicas. Embora haja uma variedade de abordagens, incluindo canais, pás de passo variável e geradores de turbina Rim/Straflo, todos esses dispositivos consistem numa turbina com um eixo de rotação horizontal, alinhado paralelamente ao fluxo da corrente. Estas turbinas de fluxo axial, geralmente, usam um mecanismo de arranque que envolve um gerador acoplado ao eixo da turbina, diretamente ou por meio de uma caixa de velocidades, para produzir eletricidade (Colom, 2015).

As turbinas de eixo horizontal são divididas em duas categorias: não canalizadas, Figura 39, e canalizadas, Figura 40. Os canais são estruturas fixas colocadas em redor do lado externo de um rotor para aumentar a sua potência, criando um efeito de funil que aumenta a taxa de fluxo através do rotor (Colom, 2015).

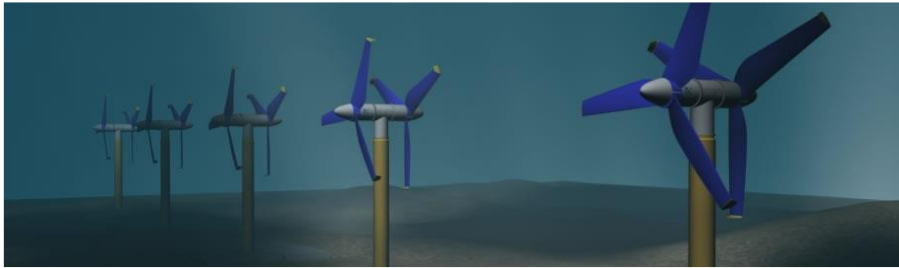


Figura 39 - Turbina de eixo horizontal não canalizada (Colom, 2015)



Figura 40 - Turbina de eixo horizontal canalizada (Colom, 2015)

As turbinas de maré de eixo horizontal são os dispositivos de extração de energia de corrente de maré mais desenvolvidos atualmente (Colom, 2015).

TURBINAS DE EIXO VERTICAL

As turbinas de eixo vertical, representadas na Figura 41, extraem energia das marés de maneira similar às horizontais, no entanto, a turbina é montada num eixo vertical. O fluxo das marés faz com que os rotores girem em torno do eixo vertical e gerem energia. Estas, também, são designadas por turbinas de fluxo cruzado, já que a direção do fluxo é através do eixo de rotação. Existem vários designs diferentes em uso, alguns incorporando pás de passo variável, controladas ou movimentando-se livremente, ou canais moldados para direcionar ou restringir os fluxos dos fluidos (Colom, 2015).

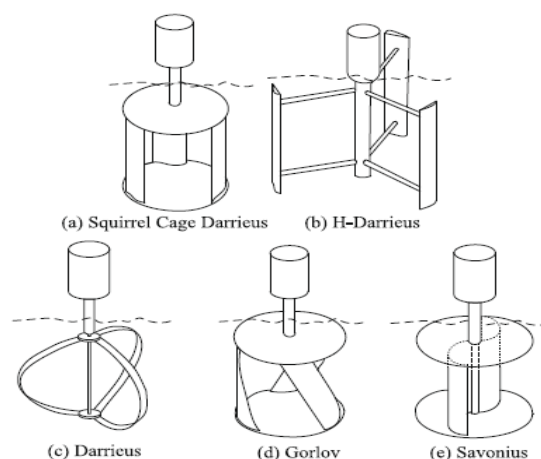


Figura 41 - Vários designs de turbinas de eixo vertical (Khan et al., 2009)

HIDROFÓLIO OSCILANTE

Os sistemas oscilantes usam a força de impulsão gerada por uma asa oscilante, como se pode constatar na Figura 42, cuja incidência é controlada por um sistema apropriado. Quando o fluxo de maré passa sobre ela, sob o efeito de elevação, a asa move-se perpendicularmente ao fluxo. Até certo ângulo de incidência, este é ativamente revertido por um sistema apropriado. A elevação é então orientada na direção oposta, invertendo o movimento da asa. Este movimento é reproduzido ciclicamente. O movimento oscilante aciona o fluido num sistema hidráulico que é convertido em eletricidade (Colom, 2015).

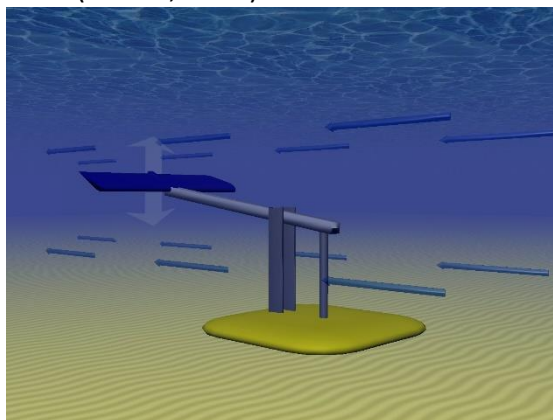


Figura 42 – Hidrofólio oscilante ("3. Correntes de Marés", 2008)

OUTROS DESIGNS

Esta subsecção aborda os dispositivos menos comuns e desenvolvidos. Um exemplo deles é o parafuso de Arquimedes, um dispositivo em forma de saca-rolhas helicoidal que retira energia do fluxo das marés à medida que a água sobe e passa pela espiral virando as turbinas. Outro projeto que vale a pena mencionar é o *kite* de maré, que consiste num papagaio amarrado ao leito do mar que contém uma turbina debaixo da asa. O *kite* "voa" nos fluxos das marés, mergulhando numa forma de oito aumentando a velocidade da água que flui através da turbina. Adicionalmente, é

importante mencionar os dispositivos de correntes de maré de efeito de Venturi que consistem na condução do fluido através de uma conduta que o concentra e que produz diferença de pressão, o que provoca um fluxo secundário através da turbina (Colom, 2015; "3. Correntes de Marés", 2008).

HISTÓRIA E DESENVOLVIMENTO

As tecnologias de corrente de maré geram eletricidade através do fluxo de água criado pelas marés e acelerado pela topografia costeira. Existem vários conceitos de dispositivos de corrente de maré. A maioria é baseada em rotores rotativos, de eixo horizontal ou vertical. Vários dispositivos foram ou estão a ser testados em pequena escala, tendo sido alguns testados como protótipos de grande escala (Aquaret.com, 2012).

Os programas de pesquisa de energia das marés nas indústrias, governo e universidades do Reino Unido, Noruega, Irlanda, Itália, Suécia, Canadá e EUA nos últimos anos estabeleceram uma base importante para a indústria emergente de energia das marés. Hoje, várias empresas, apoiadas pela indústria privada, capital de risco e governos europeus, lideram os esforços para comercializar tecnologias para gerar eletricidade a partir de correntes de maré. Os resultados mostram que a geração de energia em larga escala a partir de correntes requer turbinas totalmente submersas e sistemas *offshore* grandes e robustos - que só agora se estão a tornar tecnicamente viáveis (Aquaret.com, 2012).

A maneira mais direta de desenvolver energia de corrente de maré é através da adaptação de turbinas eólicas de eixo horizontal, onde a tecnologia, os componentes e o conhecimento foram desenvolvidos nos últimos 30 anos. Uma turbina de corrente de maré é semelhante a uma turbina eólica, exceto que a densidade da água do mar é 800 vezes maior que o ar e as taxas de fluxo da água do mar são tipicamente um quinto das do ar. Uma turbina de maré teria um diâmetro de rotor de cerca de metade do de uma turbina eólica da mesma potência nominal (Aquaret.com, 2012).

Comparados à tecnologia eólica, os sistemas de correntes de maré estão na sua infância e houve, apenas, um pequeno número de demonstrações à escala de protótipo com uma capacidade instalada superior a 100 kW. Espera-se aguardar ainda vários anos até que os equipamentos sejam produzidos para compra e instalação. Três das demonstrações tecnológicas mais significativas ocorreram nos últimos anos e duas delas estão em andamento. Nenhuma das unidades de demonstração é um protótipo de pré-produção e todas as equipas de pesquisa planeiam construir e testar sistemas maiores antes de entrar em produção. Existem muito poucos dados publicados sobre o desempenho dos sistemas de correntes de marés, tanto em escala de modelo quanto de protótipo. Consequentemente, a maioria das informações disponíveis são provenientes de literatura da empresa e da Internet. Muitos engenheiros e desenvolvedores agora favorecem a tecnologia que faz uso da energia cinética nas correntes de maré. A tentativa inicial mais minuciosamente documentada de provar a colocação em prática do poder das correntes de maré foi conduzida no início dos anos 90 nas águas de Loch Linnhe, nas Terras Altas da Escócia. Esse esquema usava uma

turbina, mantida na água por cabos, que se estendia desde uma âncora no fundo do mar até uma barcaça flutuante (Aquaret.com, 2012).

A metade final da década de 1990 foi basicamente um período de planeamento e desenvolvimento e não foi até ao início do século XXI que outros sistemas ficaram prontos para teste. Em 2000, um grande dispositivo flutuante de eixo vertical, o Enermar, Figura 43, foi testado no Estreito de Messina. Esse projeto, que já foi descomissionado, consistia num protótipo de grande escala de uma plataforma de suporte flutuante, projetada pela empresa Ponte di Archimede, e numa turbina Kobold de 50 kW de rotor de fluxo cruzado, com 6 m de diâmetro e equipada com três pás com uma extensão de 5 m colocada sob a plataforma. Este projeto foi instalado em 2001 e tinha uma eficiência líquida global, incluindo perdas elétricas e mecânicas, de cerca de 25% (Aquaret.com, 2012; Tethys.pnnl.gov, s.d.).

O sistema Stingray, Figura 44, foi instalado à escala real, em setembro de 2002, em Yell Sound, Ilhas Shetland. Ao contrário da maioria das tecnologias de aproveitamento da energia das correntes de maré, o gerador Stingray utiliza o movimento de oscilação das correntes, em vez do movimento de rotação. A sua estrutura, semelhante a uma asa de hidroplano associada a um braço oscilante, funciona segundo um mecanismo simples: a corrente de maré passa através do hidroplano, induzindo forças de impulsão na sua asa, causando a sua elevação. A asa possui a capacidade de modificar o seu ângulo relativamente à corrente de maré, através de cilindros hidráulicos, de modo a manter um ângulo de ataque ótimo com a passagem da corrente de maré. A elevação do hidroplano, e conseqüentemente do braço de apoio, desenvolve pressão através de cilindros hidráulicos, gerando eletricidade. Quando o hidroplano, e respetivo braço, atingem o seu limite superior, o ângulo do hidroplano é invertido, o braço desce, e o ciclo é repetido. O Stingray tem uma altura máxima, na posição mais elevada do hidroplano, de 23,6 m, uma largura de 15,5 m e um comprimento de braço de cerca de 11 m. O ângulo de operação do braço é de aproximadamente 35°, e o ângulo de ação do hidroplano é próximo de 90°. Tem uma potência de 150 kW para uma velocidade de maré de 3 m/s (Martins, 2009).



Figura 43 – Projeto Enermar (Tethys.pnnl.gov, s.d.).



Figura 44 – O Sistema Stingray (Crown Copyright, 2005)

A Marine Current Turbines Ltd instalou um protótipo montado em pilar chamado Seaflow, Figura 45, no Canal de Bristol, em 2003, entre Inglaterra e o País de Gales. O sistema Seaflow utiliza um rotor de eixo horizontal, de 11 m de diâmetro, diferindo do protótipo Enermar, com turbinas de três lâminas montadas sobre uma plataforma flutuante cilíndrica. O Seaflow foi a primeira turbina de correntes de maré no mundo a ser usada, em mar aberto, a 1,1 km ao largo da costa. Tem uma capacidade de 300 kW (Aquaret.com, 2012; Martins, 2009).

A companhia Lunar Energy Limited, formada em 2001, desenvolveu, em cooperação com a empresa Rotech Engineering Limited, o estudo de aplicação de uma turbina de maré Rotech. O princípio de funcionamento consiste na captura de uma massa de água através de uma conduta de Venturi bidirecional, Figura 46. A massa de água é acelerada pela passagem na conduta, acionando uma bomba hidráulica e um gerador que se encontram no módulo central. A conduta de Venturi, para além de acelerar o fluido que passa pela turbina, protege as lâminas desta, aumentando a energia que pode ser capturada pelas lâminas e evitando grandes oscilações no tamanho e custos associados à manufatura, operação e manutenção. O escoamento quando proveniente de um ângulo de 40° relativamente ao eixo da turbina possibilita um aproveitamento de energia com perdas quase nulas. A segunda fase deste estudo, consistiu na instalação de um protótipo de 1 MW de energia, no Centro Europeu de Energia Marinha (EMEC), em Orkney, Escócia, testado em 2006. Em março de 2008, a Lunar Energy, assinou um negócio para construir um grupo de 300 turbinas ao largo da costa da Coreia do Sul - o maior do seu género ainda proposto (Martins, 2009). Segundo "Wando Hoenggan Waterway Tidal Plant" (s.d.) esta central encontra-se ativa desde 2015 tendo tido um custo de 500 milhões de dólares.

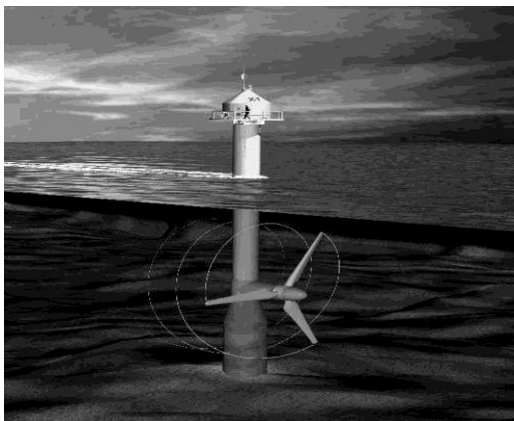


Figura 45 - Dispositivo de eixo horizontal SeaFlow (Bryden, 2015)



Figura 46 - Estrutura da turbina de Venturi (Martins, 2009)

Roosevelt Island Tidal Energy (RITE), pela Verdant Power, nos EUA, já descomissionado, foi um projeto de demonstração de um sistema de turbina de eixo horizontal de três pás - Gen4 Kinetic Hydropower System (KHPS), Figura 47. A Verdant Power operou um conjunto de demonstração de seis turbinas KHPS conectado à rede, no Canal Leste do East River. Em dezembro de 2006, a primeira turbina KHPS conectada à rede foi instalada, seguida pelas outras cinco turbinas em 2007. A demonstração bem-

sucedida do RITE é a primeira matriz de turbinas de maré conectada à rede do mundo e consistiu num projeto constituído por: Cinco turbinas KHPS Gen4 de fluxo axial de 35 kW e 5 m de diâmetro e um dinamómetro de turbina; Seis montagens monopilares; Cabos subaquáticos de 480 V de cada turbina geradora às caixas de distribuição costeiras conectadas à sala de controlo e aos pontos de interconexão; Mais de 7 000 horas de operação com cerca de 50 MW de eletricidade fornecida, e aptidões pertinentes para navegação e operação (Tethys.pnnl.gov, 2018).

Em 2007, o (EMEC), criado em 2004 para testar a tecnologia de energia marinha em grande escala de maneira robusta e transparente, ficou totalmente equipado. Os berços de teste de maré estão localizados na ponta sudoeste da ilha de Eday, Escócia (Aquaret.com, 2012).

A primeira turbina de maré à escala comercial do mundo, Figura 48, foi comissionada em Strangford Lough, na Irlanda do Norte, em julho de 2008, pela Marine Current Turbines Ltd. Inicialmente, um pequeno protótipo desta turbina, com uma potência de 15 kW e um diâmetro de 3,5 m, começou a ser testado com sucesso, entre 1999 e 2002. Em 2003, devido ao sucesso prévio, foi testado em mar aberto, num local perto de Devon, Reino Unido, um protótipo de 300 kW, com um diâmetro de 15 m. Este, foi testado durante 3 anos, entre 2003 e 2006, confirmando a viabilidade da tecnologia. O projeto SeaGen de 1,2 MW, composto por duas turbinas de 600KW, exigiu um investimento total de £12 milhões (€14 milhões). O projeto alcançou um marco importante em setembro de 2012, produzindo, desde o seu comissionamento, 5 GWh de energia. Isto é igual à energia requerida por 1500 famílias anualmente. O marco indica a conclusão da fase de demonstração do projeto. A turbina como um todo pesa 1000 t e tem 43 m de largura de ponta a ponta. Projetados pelo engenheiro Peter Fraenkel, os rotores acionam um gerador que envia energia ao longo de um cabo que se conecta à rede. O SeaGen possui um braço transversal móvel numa única pilha de suporte com 3 m de diâmetro e 9 m acima do nível médio do mar. Os rotores duplos começam a gerar eletricidade quando a maré tem correntes superiores a 1 m/s. Na velocidade máxima, as pontas movem-se a aproximadamente 12 m/s, que é aproximadamente 1/3 da velocidade média nas turbinas eólicas. As duas lâminas rotativas giram a 14 rpm e acionam um sistema de caixa de velocidades. Atualmente a empresa encontra-se a desenvolver este modelo de forma a colocar no mercado um modelo com algumas alterações e com uma potência de 2 MW, estando também a executar um projeto com o objetivo de instalar vários modelos destes em linha num local (Silva, 2016; Power Technology | Energy News and Market Analysis, 2019).



Figura 47 - Gen4 Kinetic Hydropower System (KHPS)
(Tethys.pnnl.gov, 2018)



Figura 48 - SeaGen instalado em Strangford Lough
(Martins, 2009)

Em 2008, a Tocado começou a desenvolver um projeto: a instalação de turbinas de maré numa defesa marítima primária na Holanda, Figura 49, a barreira contra tempestades de Eastern Scheldt. O projeto foi concluído em 2015. A barreira contra tempestades de Eastern Scheldt é a maior das famosas Delta Works - uma série de barragens e barreiras, projetadas para proteger a Holanda de inundações. Este projeto é uma combinação única de segurança hídrica e energia renovável com capacidade de gerar energia para 1000 famílias holandesas, tendo uma capacidade instalada de 1,25 MW. Esta instalação é o maior projeto de energia das marés da Holanda, bem como a maior instalação comercial de marés do mundo de cinco turbinas numa matriz. As turbinas T2 são equipadas com pás bidirecionais para extrair eletricidade das correntes de vazante e enchente, porque a barreira só fecha quando uma forte tempestade se aproxima (Tocado, s.d.; Tidal Power Plant Delta Works Netherlands, 2017).

Em 2009, a matriz de turbinas de corrente de maré de Uldomok, Figura 50, foi comissionada pelo governo sul-coreano, tendo sido instalada uma capacidade de 1000 kW, capaz de gerar 2,4 GWh anualmente, suficiente para atender as necessidades de 430 habitações. O Estreito de Uldolmok experiencia velocidades de maré que excedem os 6,5 m/s, com a largura do estreito sendo aproximadamente 300 m devido à amplitude média das marés ser de 3 m em todo o canal e à diferença de fase das marés ser de 100 minutos entre as duas extremidades. As turbinas de eixo vertical de três pás helicoidais Gorlov de 1 m de diâmetro e 2,5 m de comprimento são usadas para coletar flutuações de maré de fluxo cruzado (Tethys.pnnl.gov., 2019; Whiting, 2012; Li *et al.*, 2014).



Figura 49 – Matriz de 5 turbinas Tocardo montada atrás de uma barreira contra tempestades (Froese, 2015)



Figura 50 – Estação de produção de energia das marés de Uldolmok (Tethys.pnnl.gov., 2019)

Em dezembro de 2011, a ANDRITZ HYDRO Hammerfest implantou com sucesso a sua turbina de maré pré-comercial de 1 MW, Figura 51, no local de teste de marés da EMEC. O dispositivo entregou a primeira energia à rede em fevereiro de 2012. A turbina HS1000 é baseada na tecnologia de uma turbina menor, a HS300, instalada na Noruega como a primeira turbina de corrente de maré com conexão permanente à rede pública em 2004. O protótipo está em operação há mais de 17000 horas, entregando mais de 1,5 GWh à rede e mostrou 98% de disponibilidade durante os testes. Com base no conhecimento obtido durante o período de testes na EMEC, a ANDRITZ HYDRO Hammerfest desenvolveu turbinas de 1,5 MW, três das quais foram instaladas como parte do projeto MeyGen no Pentland Firth (Emec.org.uk, s.d.).



Figura 51 - Turbina HS1000 ANDRITZ HYDRO Hammerfest (Emec.org.uk, s.d.)

Projetos recentes estão focados na concepção de uma nova abordagem baseada em microturbinas hidrocínéticas organizadas numa matriz adequada para locais *onshore/nearshore*, onde há elevada energia cinética devido à influência das marés. Esta situação torna possível usar a energia gerada em locais próximos aos pontos de consumo de energia, como cidades e portos, minimizando o impacto ambiental, bem como os custos de investimento e operacional correspondentes (Alvarez *et al.*, 2016).

Alvarez *et al.* (2013) propuseram uma central de microgeração de energia das marés para o Porto de Avilés, Espanha, como se pode observar na Figura 52. Composta por 20 turbinas Savonius-Gorlov, Figura 53, conectadas a um barramento de corrente contínua (CC) de 400 V que contém um sistema eletrônico de baixo custo. Esta proposta híbrida de turbina está alinhada com as mais recentes e avançadas turbinas de fluxo axial. Estas turbinas são um híbrido da Savonius devido ao seu bom desempenho em baixas velocidades. Os autores selecionaram uma Gorlov pois é a turbina de eixo vertical que obtém os valores máximos de eficiência. O módulo básico proposto é composto por uma Gorlov com um raio de 0,2 m e com um comprimento de 0,5 m com uma pequena Savonius deslocada 90° de maneira a fornecer binário inicial a baixas velocidades. O comprimento total do módulo é de 1 m. Cada turbina inclui um gerador de ímãs permanentes integrado no eixo da turbina, Figura 54. Conforme mostrado na Figura 52, a energia obtida na central de marés pode ser fornecida à rede usando um inversor de energia convencional. A potência de pico desse elemento é de 660 kW. Opcionalmente, um sistema de armazenamento de energia pode ser interconectado ao barramento de CC para melhorar o desempenho do sistema. Cargas específicas, como estações de carregamento de veículos elétricos ou sistemas de iluminação, podem ser facilmente alimentadas diretamente do barramento de CC, simplificando os circuitos e aumentando a eficiência geral do sistema (Alvarez *et al.*, 2013).

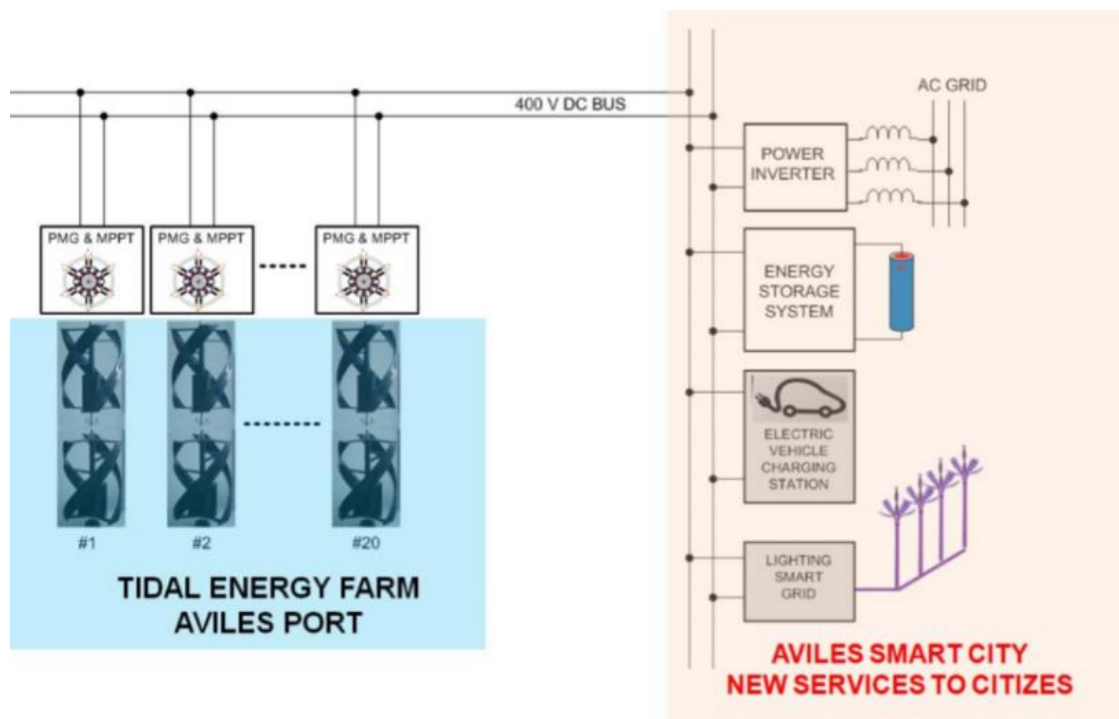


Figura 52 - Sistema de microgeração de energia das marés proposto para o Porto de Avilés (Alvarez *et al.*, 2013)

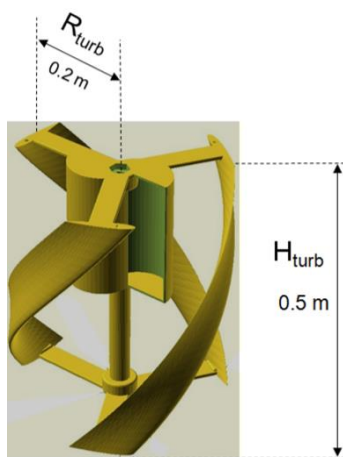


Figura 53 - Elemento básico da turbina Savonius-Gorlov (Alvarez et al., 2013)

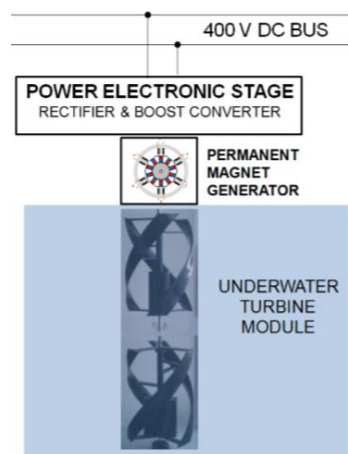


Figura 54 - Gerador de ímãs permanentes integrado no eixo da turbina (Alvarez et al., 2013)

Este será o esquema utilizado para a Ria de Aveiro como se poderá verificar posteriormente no capítulo da Metodologia.

2.3 CRONOLOGIA

Podemos observar, na Figura 55, uma linha cronológica do desenvolvimento de tecnologias de aproveitamento da energia das marés, desde o primeiro moinho de maré registado do mundo até à maior barragem de maré da atualidade, contrastando com alguns acontecimentos históricos relevantes para o nosso país.



Figura 55 - Evolução cronológica de aproveitamentos de maré

DESCRIÇÃO DO CASO DE ESTUDO

3.1 ÁREA DE ESTUDO

3.2 METODOLOGIA

3 DESCRIÇÃO DO CASO DE ESTUDO

3.1 ÁREA DE ESTUDO

A área de estudo deste trabalho será a Ria de Aveiro, Figura 56, localizada na costa norte de Portugal (40°38' N, 8°45' W), uma laguna de águas pouco profundas, a mais extensa de Portugal, separada do Oceano Atlântico por uma barreira dunar. Possui uma geometria irregular e a sua única conexão com o oceano é através de um canal artificial, a Barra de Aveiro, aberto no início do século XIX, com 350 m de largura e fixado por dois molhes. Cobrindo uma área de 83 km² na maré alta, durante a maré viva, e uma área de 66 km² na maré baixa, é um dos sistemas mais dinâmicos em termos de processos físicos (Silva, 2012; Mendes, 2010).

Esta laguna tem um comprimento de 45 km e uma largura de 10 km. Quatro ramos principais, identificados na figura referida anteriormente, irradiam da Barra de Aveiro: os canais de Mira, S. Jacinto, Ílhavo e Espinheiro. O Canal de Mira é alongado de baixas profundidades, com 20 km de extensão, o Canal de S. Jacinto tem cerca de 29 km, o Canal de Ílhavo e o Espinheiro têm, respetivamente, 15 e 17 km de comprimento. Os canais de Mira e Ílhavo estão localizados na região sul da laguna, o Canal de S. Jacinto na região norte, enquanto que o Canal Espinheiro se situa numa área central da laguna muito complexa. Portanto, a Ria de Aveiro é caracterizada por um grande número de canais entre os quais se encontram zonas intertidais significativas, essencialmente zonas lodosas, sapais e antigas salinas (Silva, 2012).

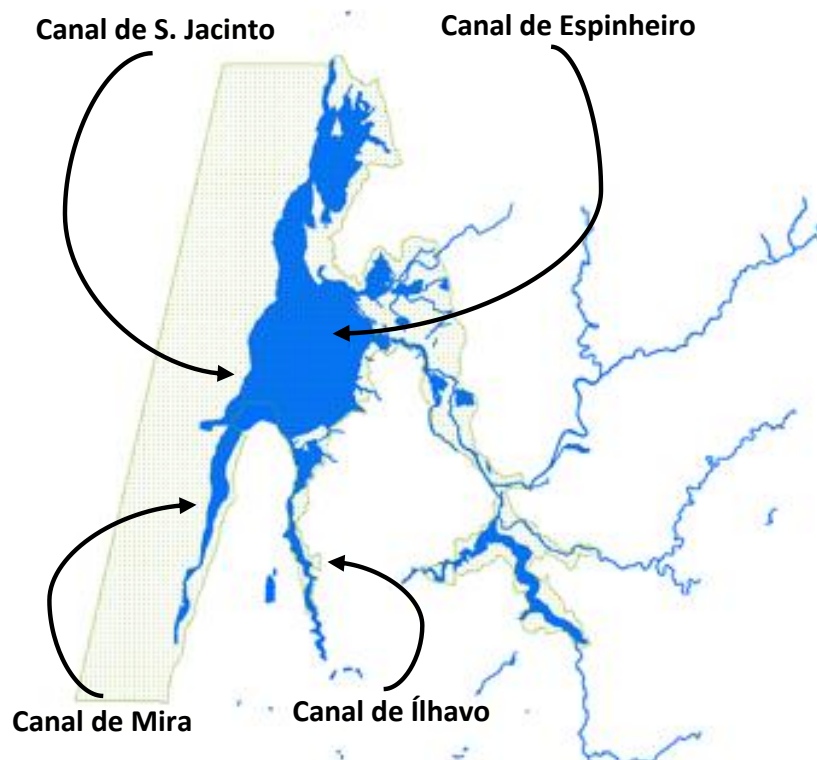


Figura 56 - Esquema da Ria de Aveiro (Adaptado de Fidélis *et al.*, 2016)

A profundidade média da laguna em relação ao nível médio do mar é cerca de 3 m, embora o canal de ligação ao oceano possa ultrapassar os 28 m de profundidade, devido a operações de dragagem que são realizadas frequentemente para permitir a navegação de embarcações. Devido às pequenas profundidades e à significativa amplitude das marés, existem zonas, especialmente ao longo da margem e na área central da laguna, que são alternadamente molhadas e secas durante cada ciclo de maré (Silva, 2012).

A Ria de Aveiro recebe sedimentos e água doce de vários rios e pequenos riachos. O maior aporte fluvial é proveniente do Rio Vouga, com um caudal médio de $50 \text{ m}^3/\text{s}$, responsável pela entrada de cerca de 66% da água doce na laguna, do Rio Antuã, com um caudal médio de $5 \text{ m}^3/\text{s}$, e do Rio Boco, com um caudal máximo de $0,47 \text{ m}^3/\text{s}$, sendo a entrada total de água doce média estimada de, aproximadamente, $1,8 \cdot 10^6 \text{ m}^3$, durante um ciclo de maré. O prisma de maré da laguna para a máxima maré viva e para a mínima maré morta é estimado que seja, respetivamente, $136,7 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ e $34,9 \cdot 10^6 \text{ m}^3$. Portanto, é estimado que a entrada total média de água doce seja muito baixa, cerca de 2,5 %, quando comparado ao prisma médio de maré, que é aproximadamente $70 \cdot 10^6 \text{ m}^3$. Assim sendo, neste estudo não serão considerados os caudais fluviais, visto que estes são praticamente desprezáveis (Silva, 2012; Mendes, 2010).

Na Ria de Aveiro, as marés são predominantemente semidiurnas, com uma amplitude média de cerca de 2,0 m, influenciada principalmente pelo constituinte lunar semidiurno, M_2 , correspondente a 88% da energia total das marés e pelo constituinte solar semidiurno, S_2 , correspondente a 10%. A amplitude mínima das marés é de 0,6 m, em marés mortas, e a amplitude máxima das marés é de cerca de 3,2 m, em marés vivas,

correspondendo a um nível máximo e mínimo de água de 3,5 e 0,3 m, respetivamente. De acordo com Dias *et al.* (2000), à medida que a maré vai de morta até as condições de maré viva, o nível alto da água aumenta de um ciclo para outro, mas o nível baixo permanece constante. Portanto, o volume de água que atinge o extremo dos canais durante a enchente é superior ao volume que sai na próxima vazante, levando à acumulação de água nessas áreas. As correntes mais fortes são observadas no canal de entrada, atingindo valores superiores a 2 m/s. Segundo Dias *et al.* (2000), o atraso máximo de fase do nível da água é cerca de 4,5 horas e o atraso máximo de fase das correntes de maré é cerca de 3,5 horas. O atraso é maior em situações de águas pouco profundas devido à baixa velocidade de propagação da maré quando o nível da água é mais baixo (Silva, 2012; Mendes, 2010).

A primeira metade dos principais canais da Ria de Aveiro, ou seja S. Jacinto, Mira e Espinheiro, foram caracterizados como dominados pela maré vazante sendo que a segunda metade foi caracterizada como dominada pela maré enchente (Silva, 2012).

3.2 METODOLOGIA

3.2.1 MODELO NUMÉRICO

Neste capítulo são descritos os métodos utilizados para a realização deste trabalho, que assentam na exploração de um modelo numérico bidimensional que permite simular os parâmetros físicos pretendidos, permitindo obter mapas horizontais de velocidade e velocidades em estações pré-definidas.

A Deltares desenvolveu um software de computador totalmente integrado e exclusivo para uma abordagem multidisciplinar e cálculos para áreas costeiras, fluviais e estuarinas. Este software pode realizar simulações de fluxos, transporte de sedimentos, ondas, qualidade da água, desenvolvimentos morfológicos e ecologia. O Delft3D é composto por vários módulos, agrupados numa interface mútua, sendo capazes de interagir entre si. O Delft3D-FLOW, utilizado para a realização deste trabalho, é um desses módulos. O Delft3D-FLOW é um programa de simulação hidrodinâmica multidimensional que calcula fenómenos de fluxo e transporte não constantes que resultam de forças de maré e meteorológicas numa grelha ajustada. Este modelo é um código de diferenças finitas que resolve as equações baroclínicas de Navier-Stokes e de transporte sob suposições de águas pouco profundas e Boussinesq (*Delft3D-FLOW Simulation of multi-dimensional hydrodynamic flows and transport phenomena, including sediments - User Manual*, 2020; Pacheco & Ferreira, 2016).

A grelha do Delft3D é uma grelha escalonada onde nem todas as quantidades, como o nível de água, a profundidade, as componentes de velocidade ou a concentração de substâncias são definidas no mesmo local da grelha numérica. A rede escalonada aplicada no Delft3D-FLOW é dada na Figura 57, onde no centro da célula, assinalado

com o “+”, são dados os valores de nível de água, concentração de constituintes, salinidade e temperatura. Nos símbolos “-”, “|” e “●” são dados, respetivamente os valores das componentes horizontal e vertical de velocidade e a profundidade abaixo do nível médio de água. A área a cinzento representa itens com os mesmos índices de grelha (*Delft3D-FLOW Simulation of multi-dimensional hydrodynamic flows and transport phenomena, including sediments - User Manual, 2020*).

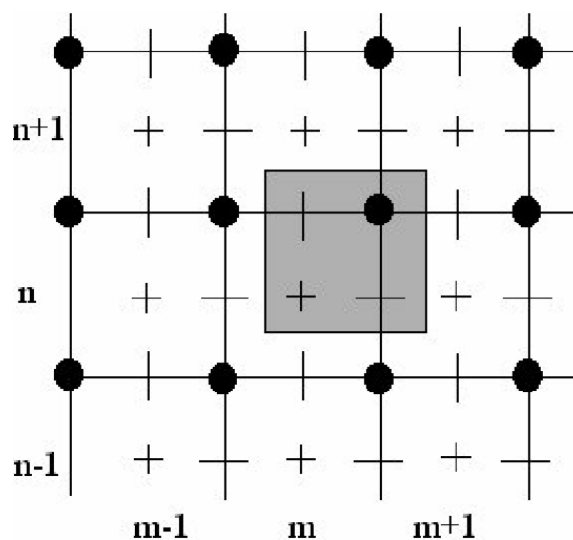


Figura 57 – Grelha escalonada do Delft3D-Flow

Todos os dados necessários para o modelo foram previamente extraídos e tratados pelo Núcleo de Modelação Estuarina e Costeira (NMEC) da Universidade de Aveiro. A grelha numérica foi construída através do módulo RGFGRID do Delft3D e adaptada à curvatura da linha de costa e das margens da laguna, aspetos cruciais para o bom funcionamento do modelo. A grelha, na zona de maior resolução, ou seja, na zona de embocadura apresenta resoluções de 60 m · 40 m e estende-se ao longo da laguna, diminuindo a resolução, chegando a apresentar dimensões de 120 m · 120 m. A batimetria foi obtida através de uma compilação de levantamentos topo-hidrográficos do Instituto Hidrográfico em 1988, da Polis Litoral da Ria de Aveiro em 2011 e, também, da Administração do Porto de Aveiro em 2012. Foram introduzidos constituintes de maré e interpolados para vários pontos da fronteira, para haver variação latitudinal e longitudinal. Os dados de maré foram obtidos acedendo à sonda espacial TOPEX/Poseidon, um projeto conjunto entre a NASA e o CNES que mapeou a topografia do oceano, sendo fornecidos como amplitudes complexas a partir de oito constituintes harmónicos principais (M_2 , S_2 , N_2 , K_2 , K_1 , O_1 , P_1 , Q_1 , M_4 , MS_4 , MN_4 , M_f e M_m). A rugosidade de fundo utilizada na simulação foi obtida através da fórmula de Chézy, tendo um valor constante de 65 m/s, em ambas as direções horizontais ("TOPEX/Poseidon", s.d.).

Primeiramente, utilizando o modelo descrito, foi realizada uma simulação de 1 ano com um passo de tempo de 2 minutos, tendo sido guardados mapas de hora a hora.

De forma a identificar os locais mais interessantes para aproveitamento energético efetuou-se uma série de passos. Para o represamento de maré, recorrendo ao modelo numérico, mencionando que todos os dados extraídos do modelo têm como referência o nível médio da água do mar, foi obtida uma série temporal anual de níveis de água para a zona da Barra (Embocadura), Figura 58, através disto foi encontrada a maré mais energética, ou seja, de maior amplitude. Após isto, de forma a analisar se os resultados do modelo seriam expectáveis e os desfazamentos coerentes, foram obtidas as séries temporais anuais para duas outras estações na Ria de Aveiro (Torreira e Rio Novo), recorrendo novamente ao modelo. Nessas estações, foram encontradas as marés de maior amplitude que correspondiam à maré encontrada na zona da embocadura, provando, assim, que os resultados do modelo são expectáveis. Posteriormente, foram analisados mapas de nível de água para a maré mais energética, extraídos do modelo numérico, identificando, assim, os locais mais interessantes para aproveitamento. Quanto às correntes de maré, o processo foi semelhante tendo sido obtidas as séries temporais anuais de componentes de velocidade na zona da Barra, através do modelo, e tendo sido identificado o período de tempo em que ocorriam as velocidades mais elevadas. A coerência da simulação foi analisada da mesma maneira, tendo sido obtidas séries temporais durante um ano, através do modelo, para outras duas estações. Posteriormente, foram encontrados os períodos mais energéticos, correspondentes ao período encontrado na zona da embocadura, provando, assim, que o modelo tem resultados expectáveis. Para estes períodos foram calculadas magnitudes de velocidade em cada estação. Após isso, foram analisados mapas de velocidade, extraídos do modelo, tendo sido encontrados os locais mais interessantes. Finalmente, para cada local de interesse, foram analisadas turbulências, recorrendo a mapas provenientes do modelo, nas velocidades locais com o intuito de verificar se estes eram apropriados para aproveitamentos energéticos.



Figura 58 – Localização das estações estudadas

3.2.2 REPRESAMENTO DE MARÉ

As tecnologias utilizadas para extrair energia da amplitude das marés são idênticas às utilizadas nas tradicionais centrais hidroelétricas, fazendo assim proveito da energia potencial. A potência disponível é descrita pela Equação 2:

$$P = \rho g Q H \quad (2)$$

onde ρ é a densidade da água, sendo $\rho = 1025 \text{ Kg/m}^3$, g a aceleração gravítica, sendo $g = 9,81 \text{ m/s}^2$, Q o caudal volúmico e H a altura bruta medida entre o nível de água a montante da barragem e o nível de água a jusante da mesma. Esta equação é obtida supondo que em ambos os lados da central hidroelétrica a água se encontra 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 (Silva, 2016).

Através desta equação, foram obtidas potências teóricas máximas durante um ciclo de maré para os sete locais identificados na Figura 59, correspondentes à embocadura e ao início de um conjunto de canais da Ria, através de um caudal médio e de uma diferença média de níveis de água máximos e mínimos extraídos de séries de dados obtidas no modelo. Considerou-se ainda o modo operacional da barragem como bidirecional por constituir um modo de operação que conduz a um maior fator de utilização da central, pressupondo que a altura de queda seria 40% da diferença média de níveis de água. 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. Foram calculadas, assim, energias anuais para cada um dos locais mencionados anteriormente. Nota-se que ao serem considerados os valores máximos obtidos num ciclo de maré, os valores anuais de energia são utópicos, pois deverão ser encarados como máximos inatingíveis. Contudo, permitem-nos balizar os valores de energia para a Ria de Aveiro para este tipo de aproveitamentos.

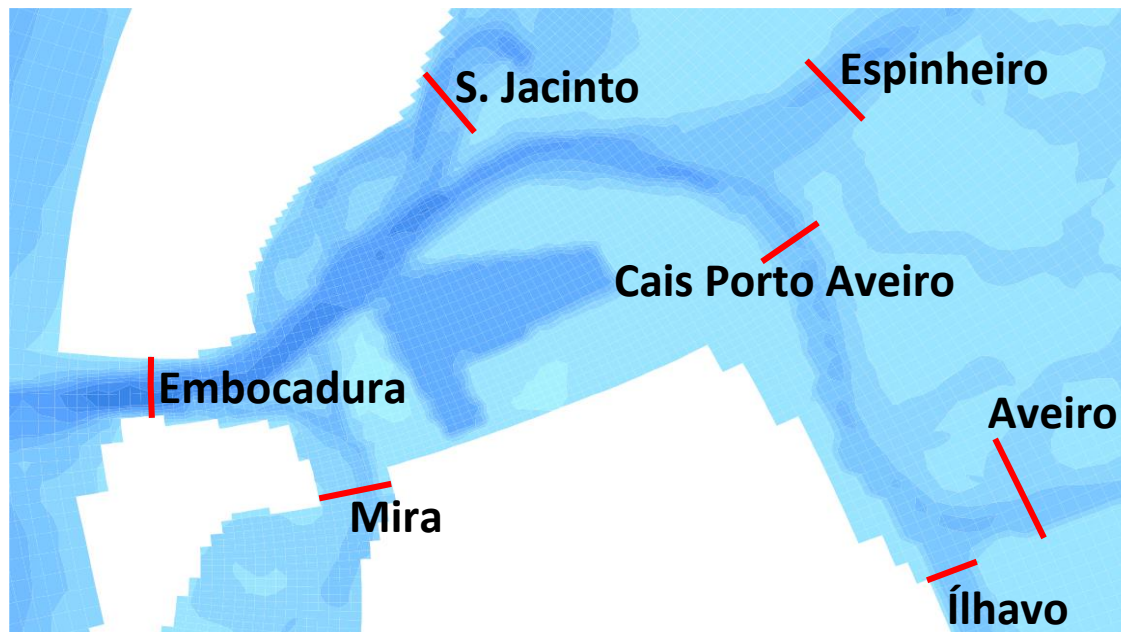


Figura 59 - Locais mais interessantes para aproveitamento de energia das amplitudes de maré

De realçar que a expressão teórica anteriormente apresentada para a potência disponível não contabiliza eventuais perdas que possam existir nos circuitos hidráulicos, levando a que não estejam contabilizadas eventuais perdas de energia. Considerando as perdas que existem nos circuitos hidráulicos, podemos afirmar que a altura disponível H_u corresponde à subtração das perdas que ocorrem nos circuitos hidráulicos, denominadas de perdas de carga h_c 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, dada na Equação 3 (Castro, 2012):

$$H_u = H - h_c \quad (3)$$

As perdas de carga, h_c , podem ser calculadas através da Equação 4 (Castro, 2012):

$$h_c = H p_c^{max} \left(\frac{Q}{Q_N} \right)^2 \quad (4)$$

onde H 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 o caudal nominal. Esta forma apresentada para calcular as perdas de carga existentes no sistema é uma forma simplificada de as contabilizar, existindo outras formas mais complexas. Assim, e na ausência de informações sobre o valor máximo de perdas do sistema este pode então tomar valores entre 3% e 5%, sendo que, neste caso tomou o valor de 4% (Castro, 2012).

Outro facto que influencia a potência teórica disponível e consequentemente a energia produzida é o rendimento da turbina utilizada, $\eta_{Turbina}$. Assim, a potência efetiva disponível contabilizando perdas é dada pela Equação 5 (Castro, 2012):

$$P_{efet} = \eta_{Turbina} \rho g Q H_u \quad (5)$$

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. Estes podem ser contabilizados no rendimento da turbina, e podem assumir valores típicos tais como (Castro, 2012):

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

Sendo a turbina Bulbo/Hélice a turbina que apresenta melhores rendimentos em aproveitamentos de baixas quedas disponíveis, opera bidirecionalmente e sendo, devido às suas características, a mais adequada para o aproveitamento das amplitudes de maré será a turbina utilizada neste trabalho. De uma forma mais simplificada podemos definir que a curva de rendimento de uma turbina tipo Hélice se pode aproximar da equação de uma reta, dada pela Equação 6 (Castro, 2012):

$$\eta_{Turbina} = 1,13 \left(\frac{Q}{Q_N} \right) - 0,23 \quad (6)$$

O caudal mínimo é definido em função do caudal nominal da turbina, sendo que, por exemplo, para uma turbina do tipo Hélice este é dado pela Equação 7 (Castro, 2012):

$$Q_{min} = 0,65Q_N \quad (7)$$

Concluimos, então, que as turbinas do tipo Hélice, quando o caudal afluyente apresenta valores inferiores a 65% do caudal nominal, são desligadas uma vez que os rendimentos obtidos são muito baixos.

Neste trabalho considerou-se um caudal nominal igual ao caudal existente que é excedido em pelo menos três meses do ano. Com os caudais mínimos e os caudais nominais, obtidos a partir da série de dados referida anteriormente, calculou-se a média de caudais afluentes entre esses valores para os locais identificados na Figura 59. Através da média de caudais afluentes, do caudal nominal e do valor máximo das perdas de carga especificado anteriormente, foram calculadas as perdas de carga do sistema. A partir do valor de perdas, posteriormente, foi obtido o valor de altura útil para cada local selecionado. Com os rendimentos da turbina, gerador, transformador, conversor e perdas elétricas diversas e alturas úteis, calcularam-se as potências ao longo dos vários ciclos de maré, resultando em energias anuais máximas para cada um desses locais. Posteriormente, foram apresentados três projetos hipotéticos de represamento, de forma a que nenhum aproveitamento de maré fosse prejudicado por outro aproveitamento quer a montante quer a jusante, tendo sido, para estes, calculadas, também, potências máximas durante ciclo de maré e energias anuais máximas, assumindo que a totalidade do caudal afluyente seria turbinado. Por fim, estes três projetos foram comparados e discutidos.

3.2.3 CORRENTES DE MARÉ

A tecnologia que será utilizada para calcular o potencial das correntes de maré na Ria de Aveiro já foi apresentada anteriormente. Esta foi selecionada por apresentar dimensões adequadas para a Ria de Aveiro e por ter sido aplicada num sistema aquático semelhante. Apesar de não ser especificado na publicação do sistema de microgeração de energia das marés proposto para o Porto de Avilés, para este estudo foi assumido que o módulo seria flutuante. Segundo a EMEC (2013), o espaçamento lateral entre turbinas deve ser duas vezes e meia o diâmetro do rotor, enquanto que o espaçamento a jusante deve ser dez vezes o diâmetro. A partir destas considerações, foi desenhado o sistema de microgeração e foram calculadas as dimensões desse mesmo sistema, como se pode observar na Figura 60. Sabendo que a turbina Savonius-Gorlov tem um diâmetro de 0,4 m, o espaçamento lateral entre turbinas é de 1 m e o espaçamento a jusante é de 4 m. Na totalidade, o sistema teria duas fileiras de cinco turbinas com dois andares, perfazendo um comprimento de 6 m, uma largura de 4,8 m e uma altura de 1 m.

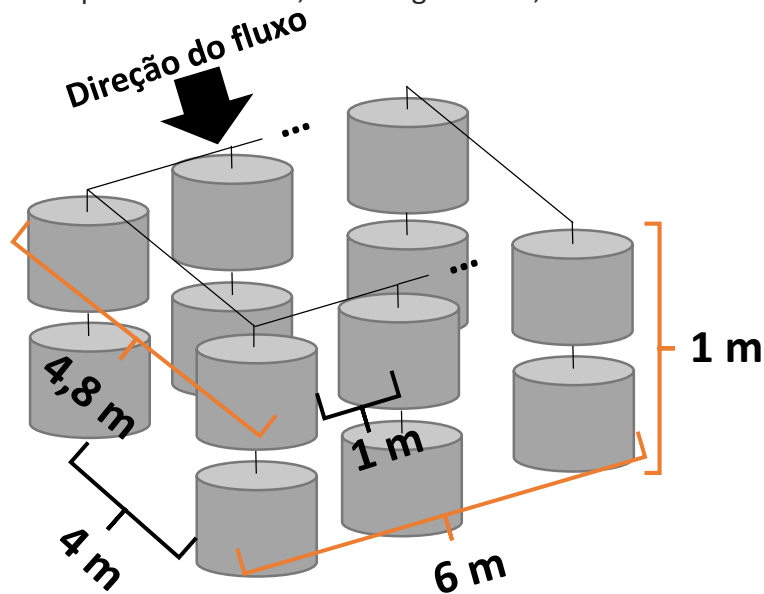


Figura 60 – Dimensões do sistema de microgeração de energia das marés

A energia cinética disponível numa corrente de maré, segundo Eriksson e Bernhoff (2008), é mostrada na Equação 8:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (8)$$

onde ρ é a densidade do fluido, sendo $\rho = 1025 \text{ Kg/m}^3$, A a área varrida pela turbina, sendo $A = 0,1 \text{ m}^2$, e v a velocidade do fluido, tendo sido esta calculada através da magnitude das componentes vetoriais, Equação 9:

$$v = \sqrt{X^2 + Y^2} \quad (9)$$

onde X representa a componente das abcissas da velocidade média em profundidade e Y a componente das ordenadas da velocidade média em profundidade.

Foi calculada, então, a energia cinética máxima disponível numa turbina de corrente de maré para cinco locais identificados na Figura 61, através das Equações 8 e 9, pois foram estes o locais que apresentaram maiores velocidades, como se poderá verificar posteriormente no capítulo dos Resultados.

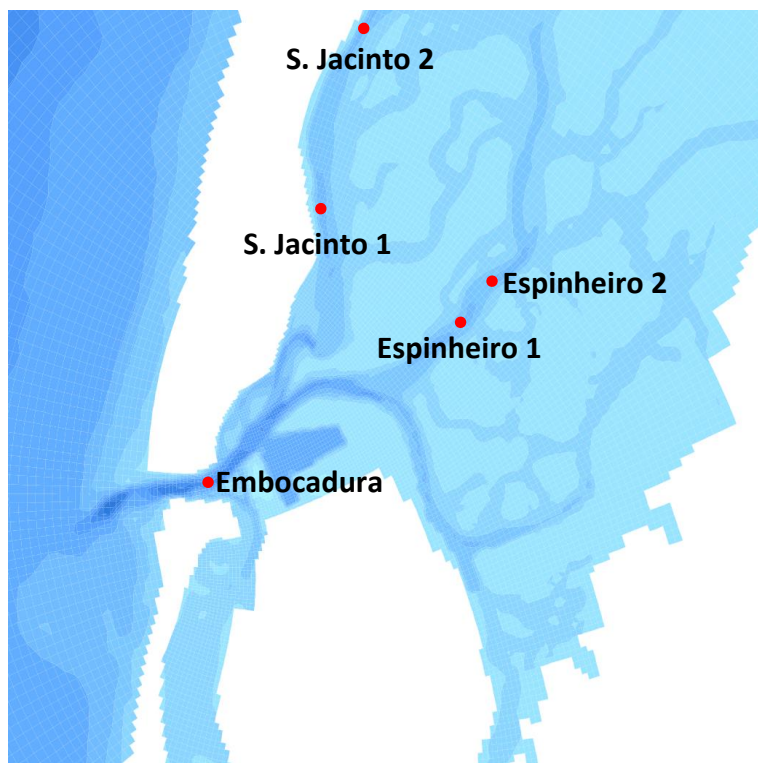


Figura 61 – Locais mais interessantes para aproveitamento de energia das correntes de maré

Contudo, nem toda a energia da corrente é transferida para o conversor de energia das marés e transformada em energia elétrica. É preciso ter em consideração a eficiência de todos os mecanismos envolvidos nessa transferência, como a potência do rotor e a eficiência da cadeia cinemática. Assim, segundo Manwell *et al.* (2009) a Equação 8 pode ser definida pela Equação 10:

$$P_{efet} = \frac{1}{2} \rho A C_p \eta_{PT} v^3 \quad (10)$$

onde C_p é o coeficiente de potência do rotor e η_{PT} a eficiência da cadeia cinemática.

A potência gerada pela Savonius não foi tida em conta. Foi considerada uma eficiência de 30% para o design teórico, tendo sido este valor calculado, segundo Alvarez *et al.* (2013), com um rácio de ponta λ de 4. A Figura 62 mostra a abordagem do coeficiente de potência usado no estudo teórico. Quanto à eficiência da cadeia cinemática da turbina, esta representa a eficiência na qual uma turbina converte energia mecânica em energia elétrica e é determinada pela eficiência do rotor, pela eficiência do gerador e pela eficiência da rede elétrica. Em suma, a eficiência média da cadeia cinemática pode ser considerada 90% (EMEC, 2013).

A velocidade de corte pode ser assumida constante a 0,5 m/s. Esta suposição simplifica bastante a análise e, de acordo com EMEC (2013), não põe em causa a

precisão dos resultados, uma vez que a energia disponível das correntes de maré em velocidades abaixo de 0,5 m/s é geralmente inferior a 5% do total de energia disponível.

Através da Equação 10, assumindo um coeficiente de potência de 30%, uma eficiência de cadeia cinemática de 90% e uma velocidade de corte mínima de 0,5 m/s, foi calculada a potência máxima por turbina durante 1 hora que seria possível obter através das correntes de maré para os locais identificados na Figura 61.

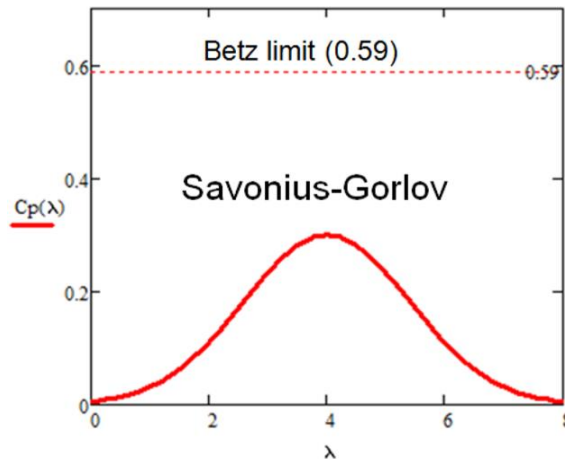


Figura 62 - Coeficiente de potência da turbina Savonius-Gorlov (Alvarez et al., 2013)

Posteriormente, foram simulados pontos de observação transversais para cada área identificada com o intuito de se obterem as profundidades de margem a margem. Com estes dados foram obtidas as profundidades mínimas em cada célula transversal ao canal e foi criado um perfil de profundidades mínimas para se averiguar em que sítios existiria profundidade suficiente para a implantação do módulo de turbinas. É importante mencionar que o nível de profundidade igual a zero corresponde ao nível médio da água do mar.

Com esses perfis, foram verificadas em que larguras dos canais poderiam ser implementados os módulos acima descritos. Depois dessa verificação, foram calculadas as quantidades máximas de módulos que poderiam ser colocados em cada área. Supondo que todas as turbinas obteriam a mesma energia cinética, não tendo em conta as perturbações entre turbinas laterais e as perturbações entre turbinas a montante e a jusante, calculou-se a potência máxima durante 1 hora e a energia anual máxima que se poderia obter em cada secção com a quantidade máxima de módulos. Sendo importante enunciar que neste trabalho foram consideradas velocidades médias em profundidade desprezando a distribuição típica da velocidade da água numa secção transversal, como se pode ver num exemplo na Figura 63, por questões de facilidade. Constata-se que perto das fronteiras a velocidade é menor por causa do atrito e à superfície estas tendem a ser maiores.

Por fim, foi feita uma análise comparativa entre as tecnologias de represamento de maré e as de correntes de maré. Os resultados desta última serão aquém dos de represamento de maré pois não foi considerado o aproveitamento das velocidades da secção vertical.

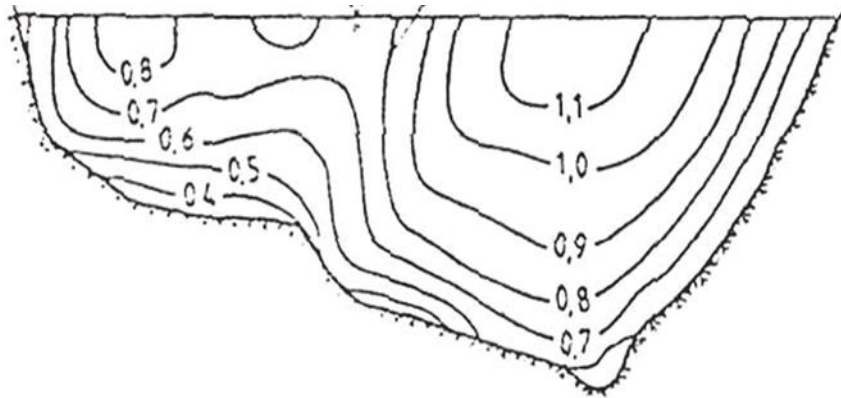


Figura 63 - Distribuição típica da velocidade da água numa secção transversal (Fernandes & Souto, 2011)

RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 REPRESAMENTO DE MARÉ

4.2 CORRENTES DE MARÉ

4.3 ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE AS TECNOLOGIAS DE REPRESAMENTO DE MARÉ E DE CORRENTES DE MARÉ

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 REPRESAMENTO DE MARÉ

Neste subcapítulo serão mostrados os resultados referentes à tecnologia de represamento de maré. Do modelo numérico foram extraídas séries temporais de níveis de água e de caudais volúmicos para diferentes locais. Extraíram-se, também, mapas de níveis de água para a Ria de Aveiro.

Através da análise dos dados presentes na Figura 64 correspondente aos níveis de água durante um ano numa estação da Barra, averiguou-se que a maré de maior amplitude se iniciava por volta das 00h10 e terminava por volta das 12h45 do dia 09/04/2020. Relembrando que o nível da água igual a zero representa o nível médio da água do mar.

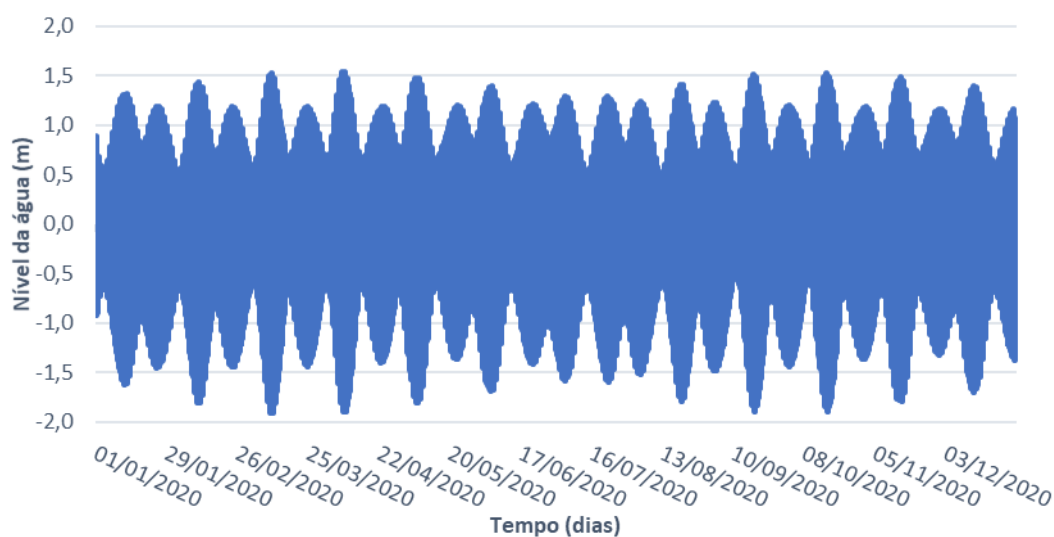


Figura 64 – Níveis de água durante um ano na estação da Barra

É possível constatar uma variação mais pormenorizada do nível da água ao longo da semana da maré de maior amplitude na zona da embocadura, na Figura 65. Constata-se, ainda, um aumento gradual das amplitudes com o passar das marés até se verificar a maré de maior amplitude.

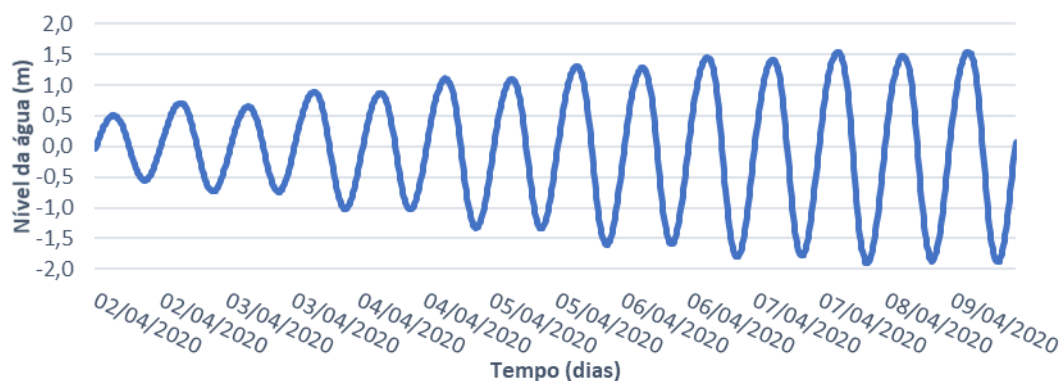


Figura 65 – Níveis de água durante a semana da maré de maior amplitude na estação da Barra

Observando a maré referida anteriormente, Figura 66, é possível averiguar que o nível máximo durante a enchente ocorre às 03h50 do dia 09/04/2020, tendo um valor de 1,54 m, e o nível mínimo durante a vazante ocorre às 09h30 do mesmo dia, com um valor de -1,89 m. Estes valores resultam numa amplitude de maré máxima na estação da Barra de 3,43 m. Na análise do gráfico, é possível verificar, também, que a curva da preia-mar e da baixa-mar são aproximadamente simétricas.

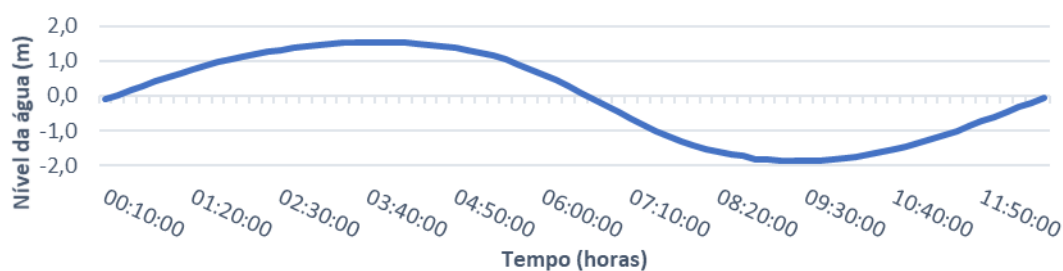


Figura 66 – Maré de maior amplitude durante um ano na estação da Barra – dia 09/04/2020

De forma a verificar se a simulação produziria resultados expectáveis foram analisados dados de uma estação na Torreira, adicionando-se as flutuações do nível de água dessa estação aos da anterior na Figura 67.

Analisando esta figura correspondente a valores de altura de água para a estação da Barra e da Torreira, foi possível verificar que os níveis de água na maré alta na Torreira são muito semelhantes aos da embocadura. No entanto, os valores de nível de água das marés baixas na Torreira são distintos dos da embocadura. Estes valores atingem, entre si, níveis de altura semelhantes e relativamente baixos quando comparados com os valores da Barra, devido à baixa profundidade dos canais. Foi possível verificar, também, através da análise dos dados presentes na figura que a maré de maior amplitude na estação da Torreira se iniciou por volta das 01h35 e findou às 14h00 no dia 09/04/2020, denotando um desfase espetável entre as duas estações. Verifica-se que a maré de maior amplitude na Barra é a mesma que na Torreira.

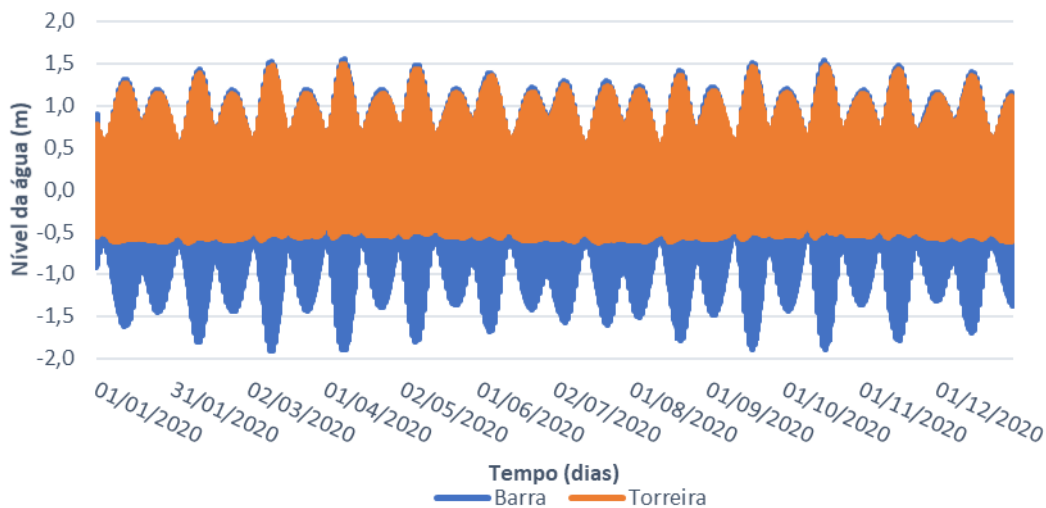


Figura 67 – Níveis de água durante um ano na estação da Barra e da Torreira

É possível constatar uma variação mais pormenorizada do nível da água ao longo da semana da maré de maior amplitude na zona da embocadura e na Torreira, na Figura 68. Constata-se com maior pormenor a diferença de amplitudes e o desfasamento entre as duas estações. Nota-se, também, um aumento gradual das amplitudes com o passar das marés até se verificar a maré de maior amplitude. Verifica-se, ainda, que quando os valores de amplitude são baixos estes são semelhantes em ambas as estações e quando as amplitudes são elevadas verifica-se que são atingidos mínimos de nível de água na Barra mais acentuados que na Torreira.

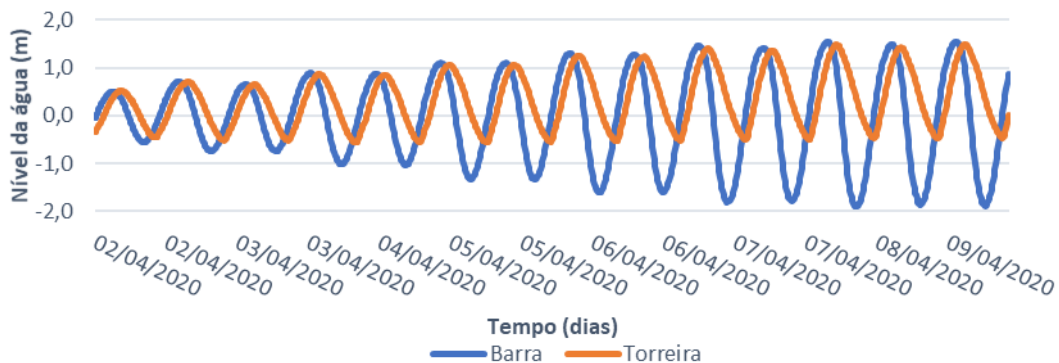


Figura 68 - Níveis de água durante a semana da maré de maior amplitude na estação da Barra e da Torreira

Observando a Figura 69 correspondente à maré de maior amplitude na Torreira e na Barra, é possível verificar que, na Torreira, o nível de água máximo desta maré ocorre às 05h30 no dia 09/04/2020, com um valor de 1,49 m, e que o nível de água mínimo desta maré ocorre às 12h50, tendo um valor de -0,46 m. Assim, a amplitude máxima na estação da Torreira é igual a 1,95 m. Também, é possível verificar que existe um atraso de cerca de 1 hora e 25 minutos no início das marés e um atraso de 1 hora e 15 minutos no final das marés. Existe, ainda, um atraso de 1 hora e 40 minutos entre os níveis de água máximos e um atraso de 3 horas e 20 minutos entre os níveis de água mínimos. Podemos verificar pela análise da figura, que, na Torreira, a maré baixa é

assimétrica relativamente à maré alta, devido à acumulação de água, como explicado anteriormente.

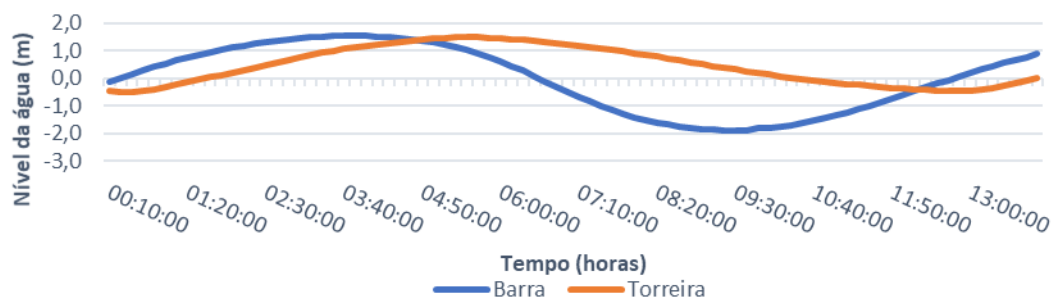


Figura 69 - Maré de maior amplitude na Barra e na Torreira – dia 09/04/2020

De forma a observar se os resultados do modelo seriam expectáveis, foram analisados dados para uma terceira estação, a de Rio Novo.

Analisando a Figura 70 correspondente a valores de altura de água para a estação da Barra e de Rio Novo, é possível verificar que os valores de maré alta na estação de Rio Novo são praticamente semelhantes aos da embocadura. No entanto, os valores de nível de água das marés baixas no Rio Novo são díspares dos da Barra. Estes valores atingem, entre si, níveis de altura semelhantes e relativamente baixos quando comparados com os valores da Barra, devido à baixa profundidade dos canais. Foi possível verificar, também, através da análise dos dados presentes na figura que a maré de maior amplitude na estação de Rio Novo se iniciou por volta das 01h35 e findou às 14h05 no dia 09/04/2020. Verifica-se que a maré de maior amplitude na Barra é a mesma que no Rio Novo.

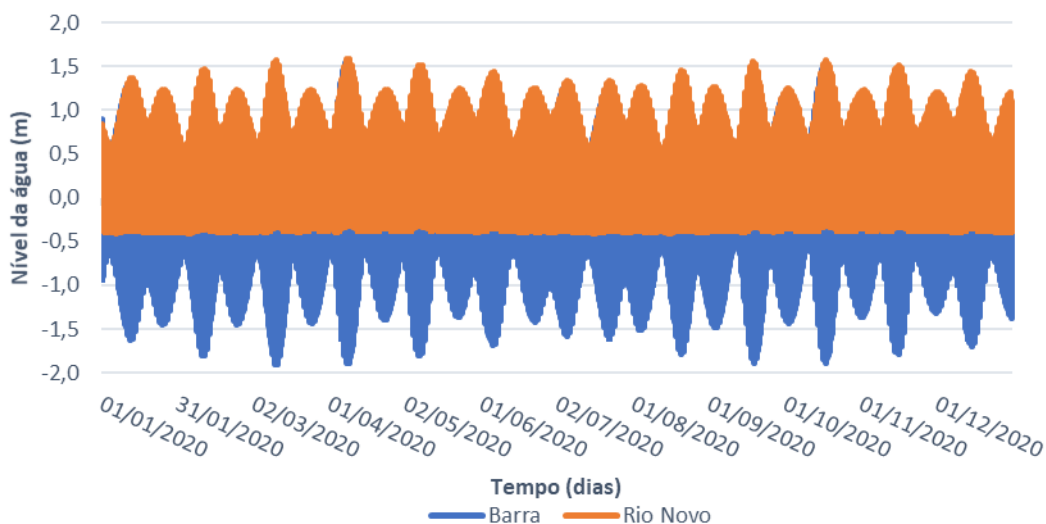


Figura 70 – Níveis de água durante um ano na estação da Barra e do Rio Novo

É possível observar uma variação mais pormenorizada do nível da água ao longo da semana da maré de maior amplitude na zona da embocadura e de Rio Novo, na Figura 71. Constata-se com maior pormenor a diferença de amplitudes e o desfasamento entre as duas estações. Nota-se um aumento gradual das amplitudes com o passar do tempo

até se verificar a maré de maior amplitude. Verifica-se, também, que quando os valores de amplitude são baixos estes são semelhantes em ambas as estações e quando as amplitudes são elevadas estes são díspares, verificando-se que são atingidos mínimos de nível de água na Barra mais acentuados que na estação de Rio Novo.

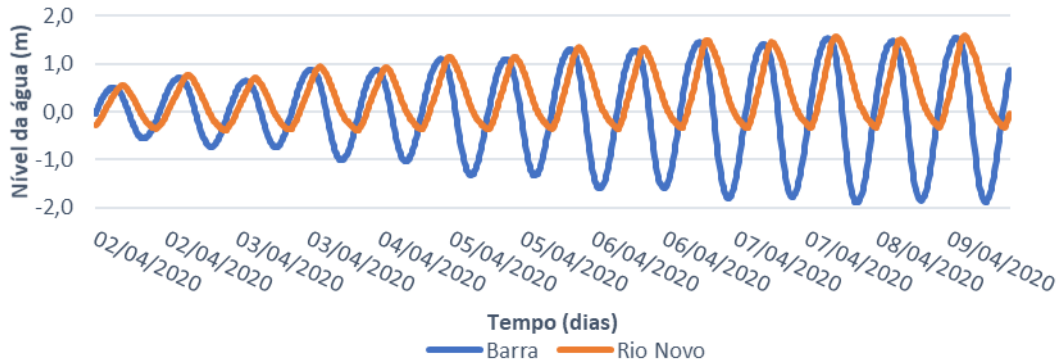


Figura 71 - Níveis de água durante a semana da maré de maior amplitude na estação da Barra e de Rio Novo

Constatando a Figura 72 correspondente à maré de maior amplitude na Barra e no Rio Novo, é possível verificar que, no Rio Novo, o nível de água máximo desta maré ocorre às 05h20 no dia 09/04/2020, com um valor de 1,58 m, e que o nível de água mínimo ocorre às 13h00, tendo um valor de -0,32 m. Assim, a amplitude máxima na estação de Rio Novo é igual a 1,90 m. É possível verificar que existe um atraso de cerca de 1 hora e 25 minutos no início das marés e um atraso de 1 hora e 20 minutos no final das marés. Existe, ainda, um atraso de 1 hora e 30 minutos entre os níveis de água máximos e um atraso de 3 horas e 30 minutos entre os níveis de água mínimos. Podemos observar, também, pela análise do gráfico que a maré baixa é assimétrica à maré alta, devido à acumulação de água, como explicado anteriormente.

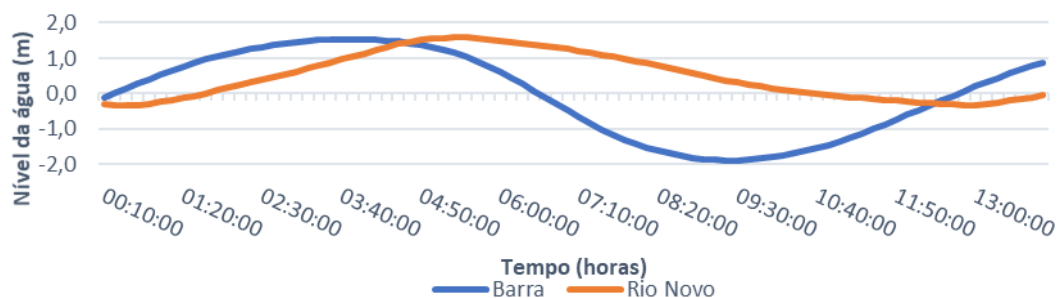


Figura 72 - Maré de maior amplitude na Barra e no Rio Novo – dia 09/04/2020

Através da análise de mapas de nível de água durante o período desde as 00h00 do dia 09/04/2020 até às 18h00 do mesmo dia, de forma a analisar a totalidade da maré na zona da embocadura e possíveis atrasos de maré, podendo estes chegar até 4,5 horas, foram identificados os locais mais atrativos para confinamentos de maré. Da análise desses mapas, foram escolhidos dois mapas que melhor representassem as zonas de maior interesse. Na Figura 73, logo após a preia-mar na Barra, verificam-se valores perto dos 1,6 m em grande parte da laguna exceto no Canal de Ovar, junto ao Rio Antuã e na extremidade do Canal de Ílhavo. Na Figura 74, logo após a baixa-mar na Barra, verificam-se valores perto dos -1,5 m na zona da embocadura, no início do Canal

de Mira e no Canal de Ílhavo e em grande parte do Canal do Espinheiro e do Canal de S. Jacinto, podendo, assim, aferir que estas são as zonas onde existem maiores diferenças de nível de água, logo são as zonas mais interessantes para aproveitamento energético.

Na Figura 75 análoga à Figura 66, podemos verificar em que período da maré ocorrem os níveis da maré apresentados nas figuras anteriormente descritas.

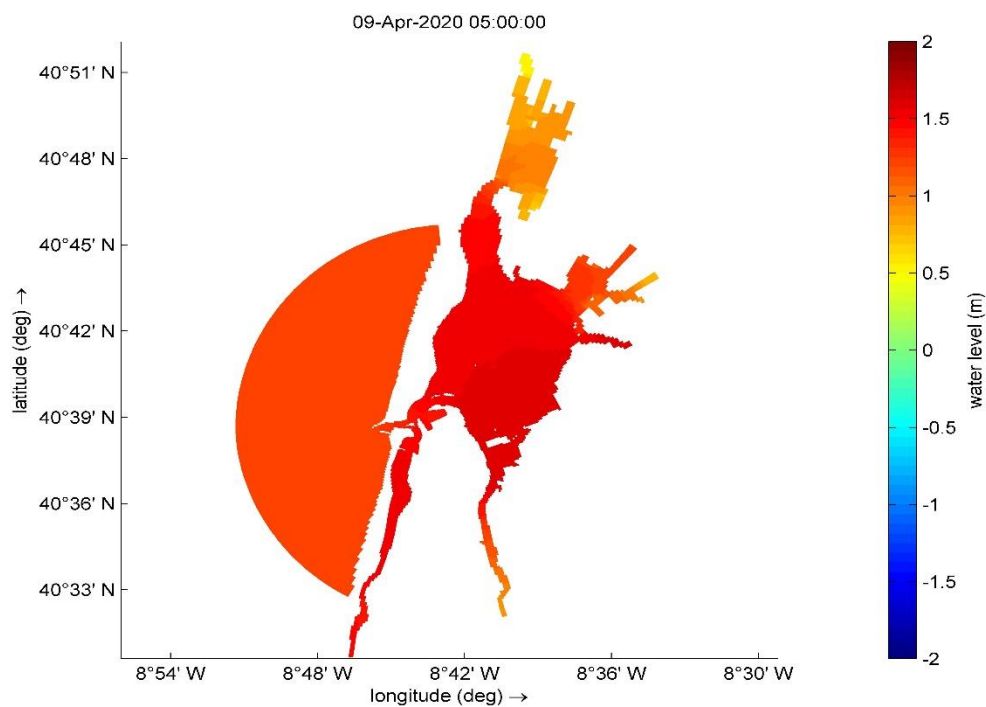


Figura 73 – Mapa de nível de água às 05h00 do dia 09/04/2020

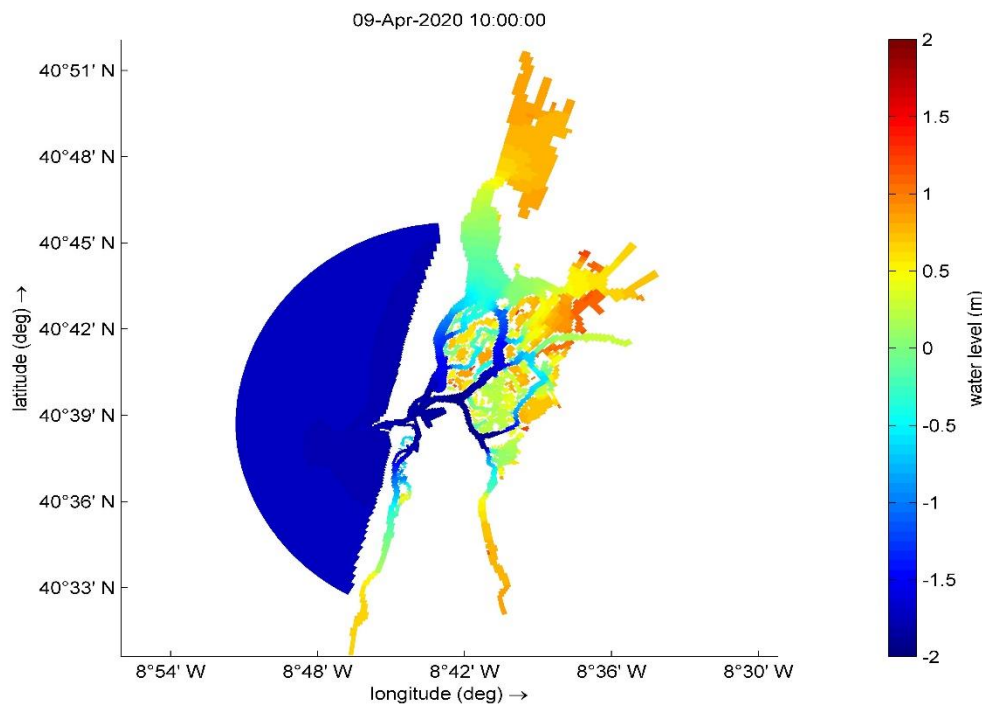


Figura 74 - Mapa de nível de água às 10h00 do dia 09/03/2020

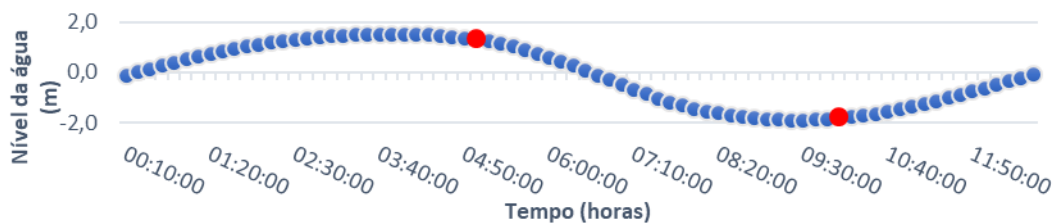


Figura 75 - Maré de maior amplitude durante um ano na estação da Barra – dia 09/04/2020 – com identificação

Neste trabalho avaliaram-se três hipóteses de represamento de maré. Existe a hipótese de enclausurar a totalidade da Ria de Aveiro na zona da embocadura, como é possível ver na Figura 76. Existe a hipótese de se encarcerarem os canais de S. Jacinto, de Espinheiro, de Mira e o canal que passa ao Porto de Aveiro, como é possível constatar na Figura 77. Existe ainda uma última hipótese que é a de represar os canais de S. Jacinto, de Espinheiro, de Mira, de Ílhavo e o canal que se dirige para os canais centrais da cidade de Aveiro, Figura 78.

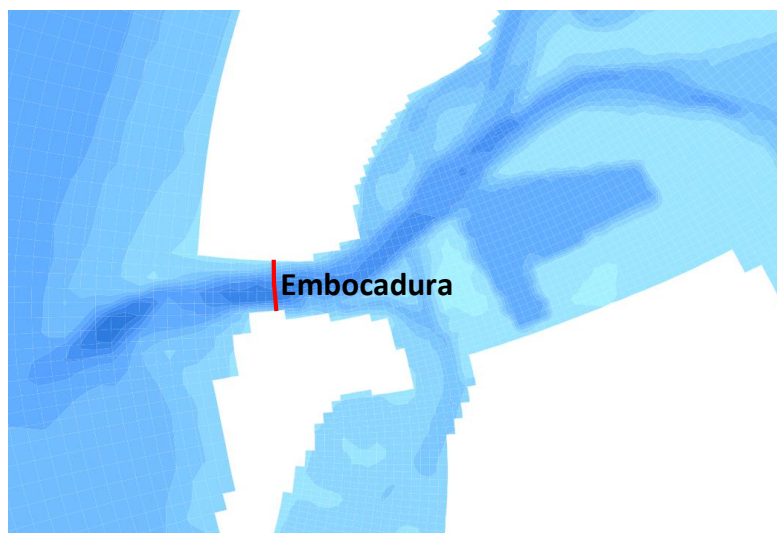


Figura 76 – Primeira hipótese de represamento da Ria de Aveiro

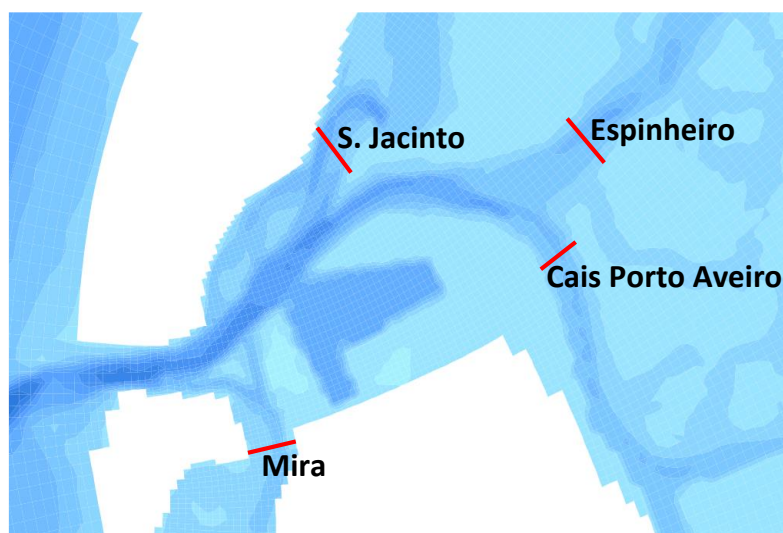


Figura 77 – Segunda hipótese de represamento da Ria de Aveiro

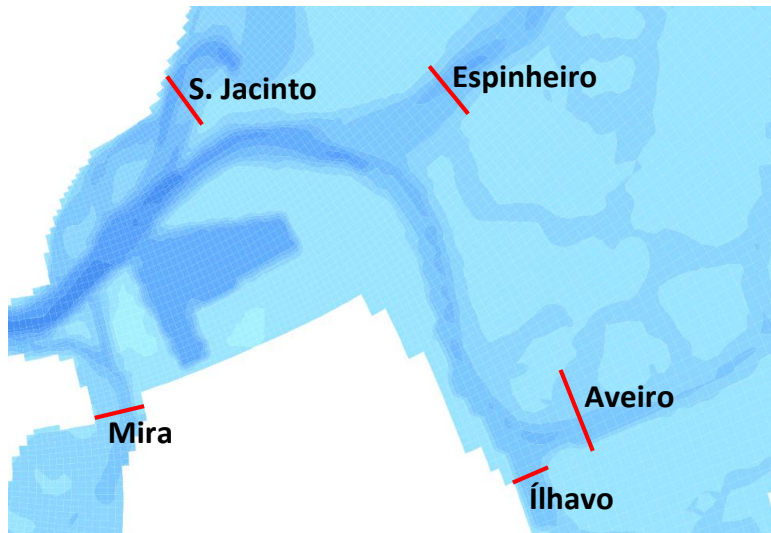


Figura 78 – Terceira hipótese de represamento da Ria de Aveiro

Foram, assim, para os locais identificados anteriormente, calculadas potências máximas que se poderiam obter num ciclo de maré, através de um caudal médio e de uma altura média nessa zona, sendo 40% da diferença média de níveis de água conforme foi explicado anteriormente, como se pode constatar na Tabela 1. É possível verificar, nessa tabela, que é no canal da embocadura, no canal de S. Jacinto e no canal de Espinheiro que existem maiores valores de caudal, sendo que no cais do Porto de Aveiro os valores também têm alguma dimensão, e, conseqüentemente, maiores potências durante um ciclo de maré. Verifica-se, ainda, que, entre as áreas identificadas, os valores de altura média pouco oscilam.

Tabela 1 – Caudal médio, altura média e potência teórica máxima durante um ciclo de maré para as áreas identificadas

	Barra	Mira	S. Jacinto	Espinheiro	P. Aveiro	Ílhavo	Aveiro
Q médio (m ³ /s)	5091	355	1653	1467	736	262	303
H média (m)	0,84	0,86	0,84	0,87	0,88	0,89	0,89
Potência (MW)	42,8	3,1	14,0	12,8	6,5	2,3	2,7

Posteriormente, foram calculadas potências máximas durante um ciclo de maré e energias anuais máximas, mas tendo em conta um caudal mínimo, um caudal nominal, o rendimento do sistema e uma altura útil, como se pode observar na Tabela 2. Na Figura 79, podemos observar um exemplo das horas em que há aproveitamento de energia, tendo em conta um caudal mínimo e um caudal nominal. Importante referir que a linha da tabela referente a um caudal médio se refere a um caudal afluente médio calculado entre os valores mínimos e nominais. Constata-se o mesmo que na tabela anterior, os valores de caudal afluente médio e potência máxima durante um ciclo de maré são mais elevados na zona da embocadura, no canal de S. Jacinto e no canal de Espinheiro, tendo, também, o canal do cais do Porto de Aveiro alguma dimensão. Por conseqüência, os valores de energia anual são mais elevados para os canais referidos. Os valores de caudal

afluente aumentaram de um cálculo para o outro, pois, todos os valores abaixo do mínimo foram desprezados. Verificou-se, ainda, uma ligeira diminuição da altura de queda. Assim sendo, os valores de potência diminuíram maioritariamente devido à consideração de um rendimento do sistema.

Tabela 2 – Caudal nominal, caudal mínimo, caudal médio afluente, altura útil, potência máxima e energia anual máxima para as áreas identificadas

	Barra	Mira	S. Jacinto	Espinheiro	P. Aveiro	Ílhavo	Aveiro
Q nominal (m ³ /s)	6074	419	1997	1751	909	316	369
Q mínimo (m ³ /s)	3948	272	1298	1138	591	206	240
Q médio (m ³ /s)	5393	374	1763	1554	803	280	325
H útil (m)	0,81	0,83	0,82	0,84	0,85	0,86	0,86
Potência (MW)	30,0	2,1	9,8	9,0	4,7	1,7	1,9
Energia Anual (GWh)	199	15	63	59	27	11	12

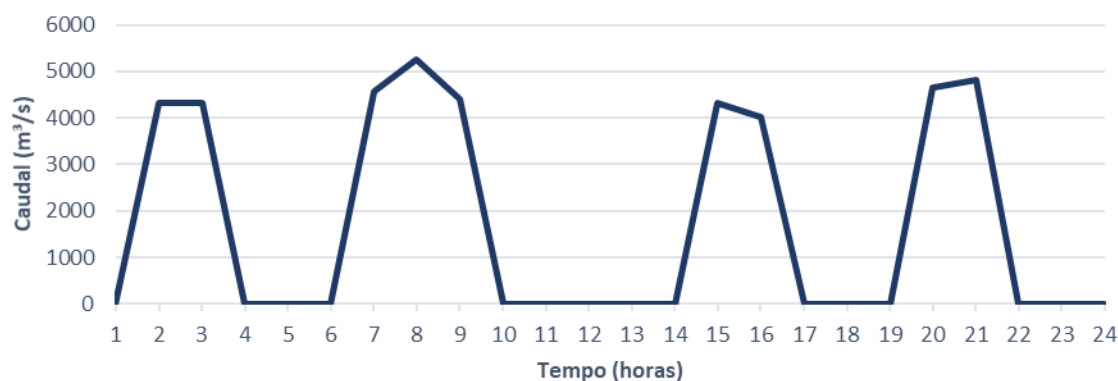


Figura 79 – Exemplo da variação do caudal durante 24 horas considerando o caudal mínimo e o caudal nominal

Posteriormente, foram feitos os cálculos para cada uma das hipóteses apresentadas anteriormente, como se pode constatar na Tabela 3.

Tabela 3 – Potência máxima e energia anual para cada hipótese de represamento

	1ª hipótese	2ª hipótese	3ª hipótese
Potência (MW)	30,0	25,7	24,5
Energia Anual (GWh)	199	166	160

Estes valores foram calculados admitindo que todo o caudal afluente seria turbinado, quer na fase de enchente quer na fase de vazante. Verifica-se que a maior

produção energética ocorre na primeira hipótese, seguida da segunda hipótese e por último a terceira hipótese. Verifica-se que quanto maior o número de aproveitamentos menor é a energia produzida, sendo maiores as perdas energéticas. Isto acontece, pois, ao existirem vários aproveitamentos com diferentes rendimentos a eficiência do sistema baixa. Outra razão para a produção energética ser mais elevada nas hipóteses com menor número de aproveitamentos é a de existir um caudal mais elevado. Ao existir apenas um aproveitamento na zona da embocadura, todo o caudal que entra na Ria de Aveiro, pois esta apenas tem uma entrada, passaria por esse aproveitamento enquanto que nas outras hipóteses certos volumes de água são perdidos para outros canais e meandros. Comparando com aproveitamentos de maré, como La Rance, Annapolis Royal e Sihwa, já descritos anteriormente, com, respetivamente, produções de energia anuais de 540 GWh, 30 GWh e 553 GWh, e com potenciais energéticos, como Solway Firth, Morecambe Bay, Mersey, Dee e Severn, no Reino Unido, de acordo com Burrows *et al.* (2009), com, potenciais anuais de 9660 GWh, 5980 GWh, 570 GWh, 890 GWh e 15810 GWh, respetivamente, e como Swansea Bay, Reino Unido, com um potencial entre 480 GWh e 732 GWh, de acordo com Petley e Aggidis (2016), verificamos que a Ria de Aveiro, para a tecnologia de represamento de maré, tem um potencial energético significativo, apesar de todas as aproximações efetuadas. De realçar que estes cálculos foram efetuados sem se ter tido em conta a navegação de embarcações ou quaisquer outros impactos associados a estes represamentos.

A segunda e terceira hipótese permitiriam uma flexibilidade de rede maior que a primeira, pois, devido ao atraso de maré, os diferentes represamentos produziram energia em alturas temporais diferentes. A segunda e terceira hipótese permitiriam uma distribuição de energia elétrica com menos perdas pois os seus aproveitamentos encontram-se junto a zonas industriais ou populações enquanto que a primeira hipótese poderia, “apenas”, alimentar a população da Barra sem grandes perdas elétricas.

A hipótese mais facilmente realizável seria a terceira pois a circulação de navios de grande porte ocorre na zona da embocadura e no cais do Porto de Aveiro. As outras duas hipóteses necessitariam de um projeto de engenharia bastante complexo, como uma eclusa.

Todas as hipóteses impactariam morfológicamente, a nível biológico e sedimentar a Ria de Aveiro. Segundo Angeloudis e Falconer (2017), as barragens de maré impactam a hidrodinâmica do local provocando acelerações locais advectivas, rastos turbulentos junto à barragem e estagnação do fluxo a montante do represamento e, de acordo com Xia *et al.* (2010), estas provocam uma diminuição das descargas máximas em 30-50%, provocam uma diminuição dos níveis máximos de água a montante, reduzem, ainda, o pico das correntes de maré e induzem campos complexos de velocidade junto à barragem. Por outro lado, a hipótese com menos impacto ambiental seria a primeira pois é a que necessita de um menor número de matérias-primas. A primeira hipótese prejudicaria apenas, pelo menos diretamente, espécies que circulam entre a laguna e o oceano. A segunda e terceira hipótese prejudicariam essas espécies, as espécies que coabitam na laguna e as espécies que circulam entre a laguna e os rios que lá desaguam.

4.2 CORRENTES DE MARÉ

Neste subcapítulo serão demonstrados os resultados referentes à tecnologia de correntes de maré. Do modelo numérico foram extraídas séries temporais das componentes de velocidade para diferentes localizações. Extraíram-se, também, mapas de magnitude de velocidade e mapas de turbulência para a Ria de Aveiro.

Através da análise dos dados presentes na Figura 80, verificou-se que as velocidades de maior magnitude, ocorrendo durante a maré indicada na secção anterior, se iniciam às 23h00 do dia 08/04/2020 e terminam por volta das 11h00 do dia 09/04/2020. Considerando os valores de nível de água analisados anteriormente, constata-se que, para a maré referida anteriormente, as velocidades se tornam positivas 1 hora e 10 minutos antes dos níveis de água. Constata-se, ainda, que, no final da maré, os valores de velocidade atingem o zero 1 hora e 45 minutos antes dos níveis de água. Constata-se, também, que na Barra a componente X é a dominante, sendo esta componente a das abcissas da velocidade média em profundidade como explicado anteriormente.

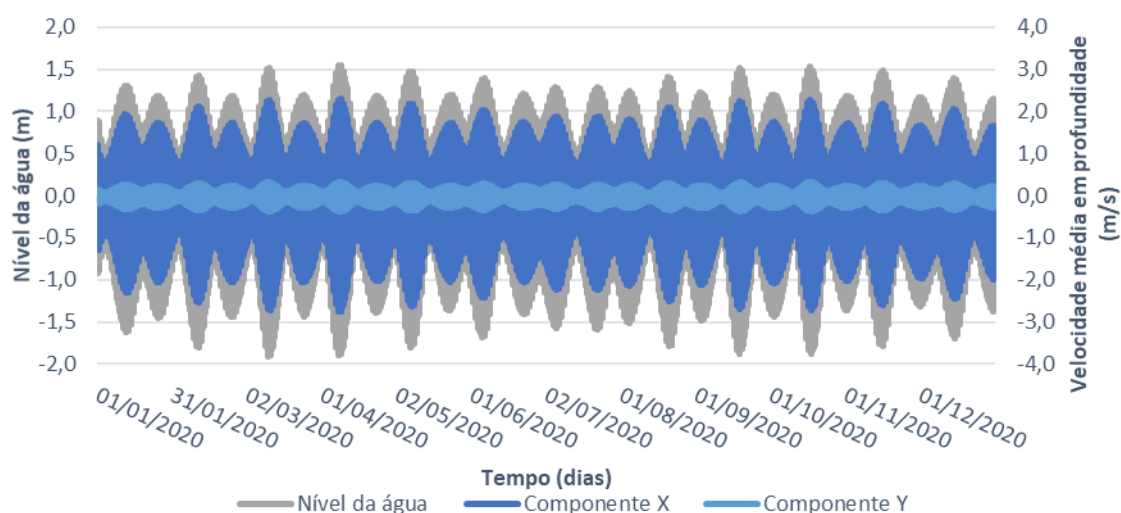


Figura 80 – Níveis de água e componentes de velocidade durante um ano na estação da Barra

Na Figura 81, é possível observar uma variação mais pormenorizada do nível da água e das componentes de velocidade ao longo da semana da maré de maior amplitude na zona da embocadura. Nota-se um aumento gradual das amplitudes e consequentemente das componentes de velocidade com o passar das marés até se verificar a maré de maior amplitude.

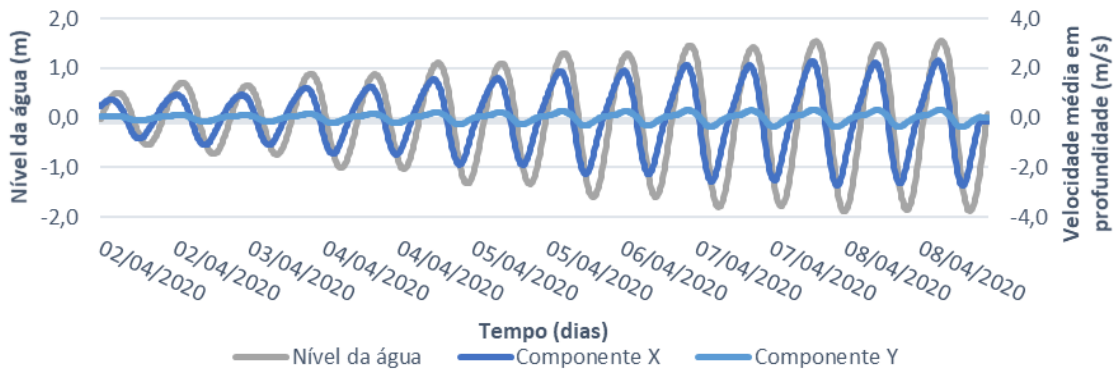


Figura 81 - Níveis de água e componentes de velocidade durante a semana da maré de maior amplitude na estação da Barra

Observando a maré referida anteriormente, Figura 82, é possível verificar que, estando a maré a encher, a componente X de velocidade mais elevada no sentido Este ocorre às 03h10 no dia 09/04, ocorrendo 40 minutos antes da preia-mar, tendo um valor de 2,30 m/s. Os valores negativos de velocidade indiciam um sentido oposto e, consequentemente, a componente X de velocidade mais elevada no sentido Oeste, estando a maré a vaziar, que ocorre às 08h00 do mesmo dia, ocorrendo 1 hora e 30 minutos antes da baixa-mar, apresenta um valor de -2,75 m/s. Referente à componente Y, sendo esta a componente das ordenadas da velocidade média em profundidade como explicado anteriormente, verifica-se que a maior velocidade no sentido Norte, estando a maré a encher, ocorre às 03h30 no dia 09/04, tendo um valor de 0,32 m/s, e a maior velocidade no sentido Sul, estando a maré a vaziar, ocorre às 07h50 no dia 09/04, com um valor de -0,37 m/s. É possível verificar, também, que, para ambas as componentes, a curva da maré alta e da maré baixa são simétricas em relação aos pontos de inversão dos sentidos de escoamento.

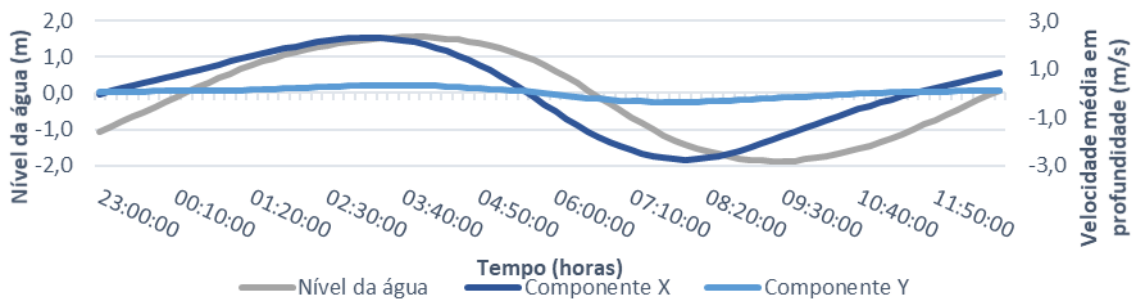


Figura 82 – Níveis de água e componentes de Velocidade associadas à maior amplitude de maré na estação da Barra – dia 09/04/2020

De forma a verificar se os resultados da simulação seriam expectáveis foram analisados dados de uma estação na Torreira.

Através da análise dos dados presentes na Figura 83 e na Figura 84, averigua-se que na Torreira a componente Y é dominante, por outro lado, na Barra, como referido anteriormente, a componente X é dominante. Averigua-se, também, que na zona da embocadura as componentes dominantes e não dominantes são superiores às da

Torreira. Verifica-se, ainda, que as velocidades de maior magnitude na Torreira ocorrem durante a maré que se inicia às 01h30 do dia 09/04/2020 e termina por volta das 14h00, sendo esta maré correspondente à maré de maiores velocidades na zona da embocadura. Durante a enchente, as velocidades na Torreira tornam-se positivas ao mesmo tempo que o nível da água no mesmo local. No final da maré, as velocidades e o nível de maré atingem o zero na mesma altura.

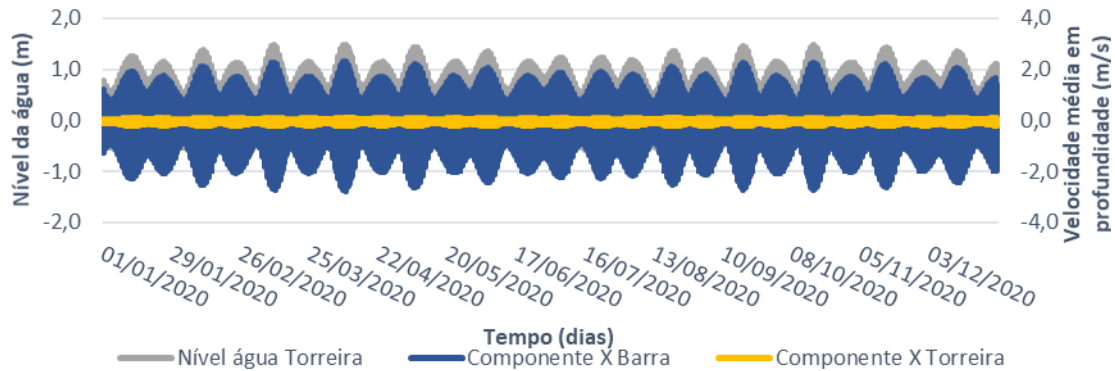


Figura 83 – Níveis de água na estação da Torreira e componente X das velocidades de maré na estação da Barra e da Torreira durante um ano

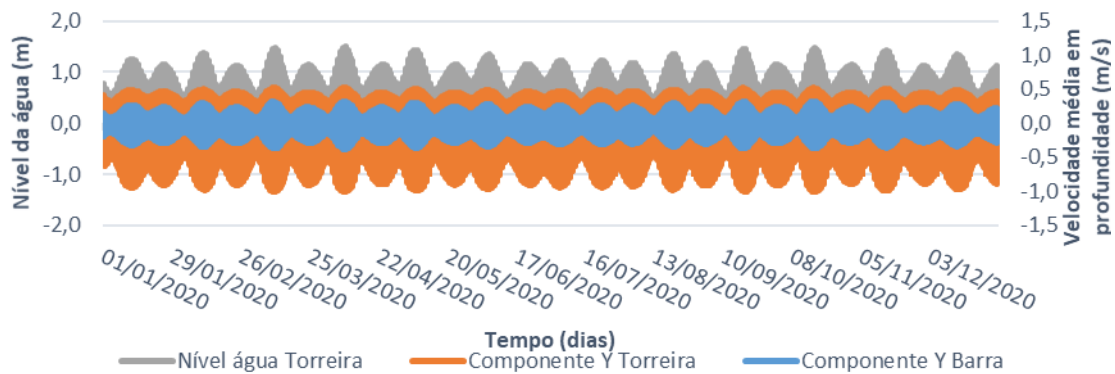


Figura 84 - Níveis de água na estação da Torreira e componente Y das velocidades de maré na estação da Barra e da Torreira durante um ano

Na Figura 85, é possível observar uma variação mais pormenorizada do nível da água na Torreira e da componente X de velocidade na Torreira e na zona da embocadura ao longo da semana da maré de maior amplitude. Nota-se um aumento gradual das amplitudes posterior ao aumento da componente da velocidade da embocadura. Na Figura 86, pode-se constatar uma variação com maior pormenor do nível da água na Torreira e da componente Y de velocidade na Barra e na Torreira. Verifica-se com maior detalhe, como foi explicado anteriormente, que as velocidades na Torreira tornam-se positivas ao mesmo tempo que o nível da água no mesmo local e, no final da maré, a componente Y de velocidade na Torreira e o nível de maré no mesmo local atingem o zero na mesma altura

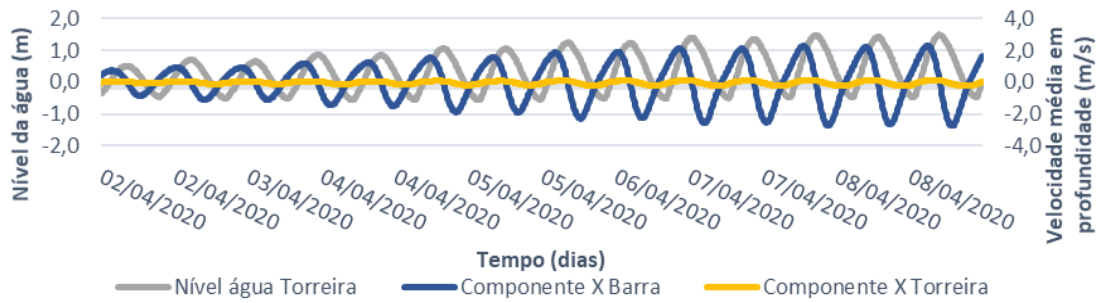


Figura 85 - Níveis de água na Torreira e componentes X de velocidade na Barra e na Torreira durante a semana da maré de maior amplitude

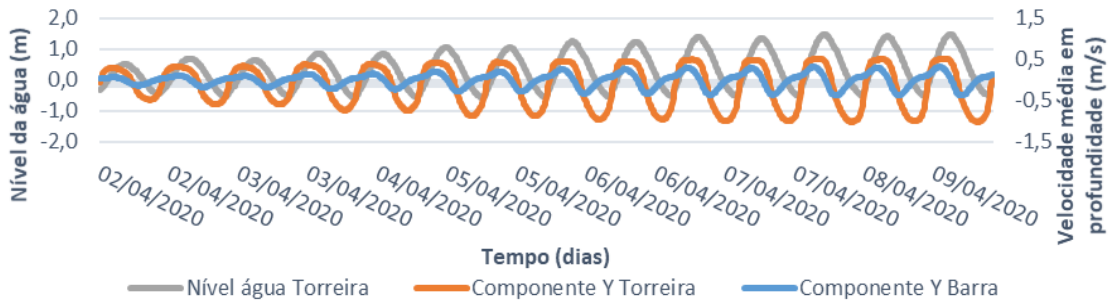


Figura 86 - Níveis de água na Torreira e componentes Y de velocidade na Barra e na Torreira durante a semana da maré de maior amplitude

Observando a maré representada na Figura 87, é possível verificar que, na Torreira, sendo a maré enchente, a componente X de velocidade mais elevada no sentido Este ocorre às 04h50 no dia 09/04/2020, tendo um valor de 0,11 m/s, e a componente X de velocidade mais elevada no sentido Oeste, sendo a maré vazante, ocorre às 10h40 do mesmo dia, tendo um valor de -0,23 m/s. Referente à componente Y, verifica-se que a maior velocidade no sentido Norte, sendo a maré enchente, ocorre às 04h40 no dia 09/04/2020, tendo um valor de 0,52 m/s, e a maior velocidade no sentido Sul, sendo a maré vazante, ocorre às 10h50 no dia 09/04/2020, com um valor de -1,01 m/s. Podemos verificar, também, pela análise da figura, que, na Torreira, ambas as componentes de velocidade da maré baixa são assimétricas, sendo mais elevadas, às da maré alta, devido à acumulação de água, como explicado anteriormente.

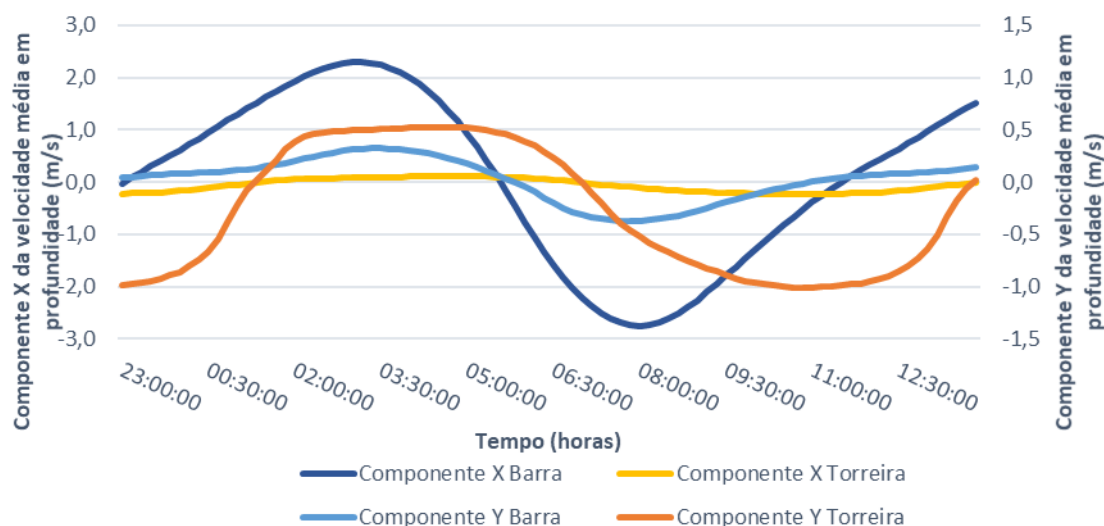


Figura 87 - Velocidades associadas à maior amplitude de maré na estação da Barra e na estação da Torreira - dia 09/04/2020

Podemos constatar, na Figura 88, as magnitudes das componentes de velocidade associadas à maré de maior amplitude na estação da Barra e na estação da Torreira. Consta-se que as magnitudes na Barra são bastante maiores que na Torreira. Em ambas as estações, verifica-se que com a enchente as magnitudes são superiores a zero durante mais de 6 horas até se atingir a estufa voltando as magnitudes a serem superiores com a vazante durante um período superior a 6 horas.

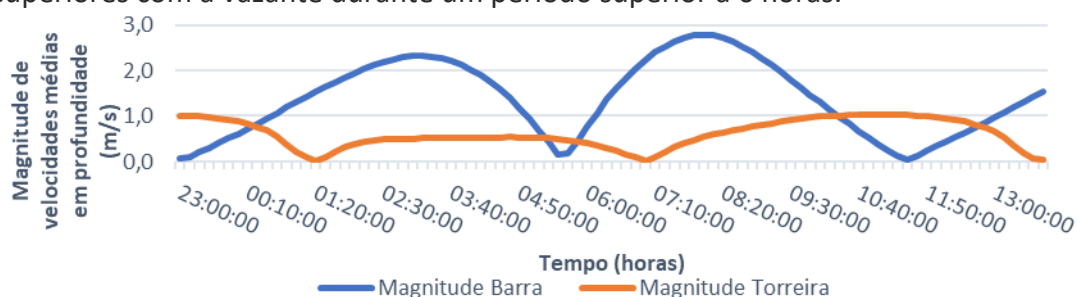


Figura 88 -Magnitudes de velocidades associadas à maior amplitude de maré na estação da Barra e na estação da Torreira - dia 09/04/2020

Comparando as duas estações, é possível verificar que as marés se correspondem, ou seja, a maré que contém as maiores velocidades na estação da Barra é a mesma maré que contém as maiores velocidades na estação da Torreira. Existe um atraso de cerca de 2 horas no início da maré e um atraso de cerca de 3 horas no fim da maré.

De forma a verificar se os resultados do modelo seriam expectáveis, foi analisada uma segunda estação - a de Rio Novo.

Através da análise da informação apresentada na Figura 89 e na Figura 90, averigua-se que no Rio Novo a componente X é dominante, tal como na Barra. Averigua-se, também, que na zona da embocadura as componentes dominantes e não dominantes são superiores às da estação de Rio Novo. Verifica-se ainda que as velocidades de maior magnitude na estação de Rio Novo ocorrem durante o período

que se inicia às 01h00 do dia 09/04/2020 e termina por volta das 13h30, sendo esta maré correspondente à maré de maiores velocidades na zona da embocadura. Durante a enchente, as velocidades tornam-se positivas 30 minutos antes do nível de água. No final da maré, as velocidades e o nível de maré atingem o zero com 30 minutos de diferença.

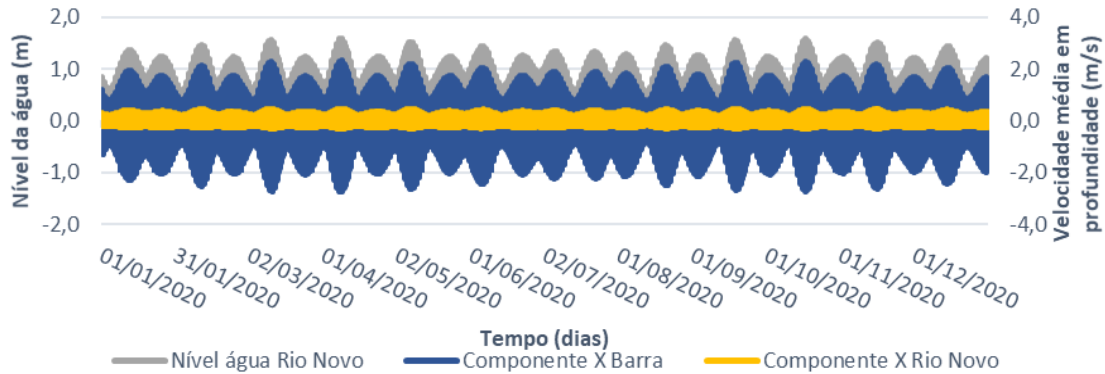


Figura 89 – Níveis de água na estação de Rio Novo e componente X das velocidades de maré na estação da Barra e de Rio Novo durante um ano

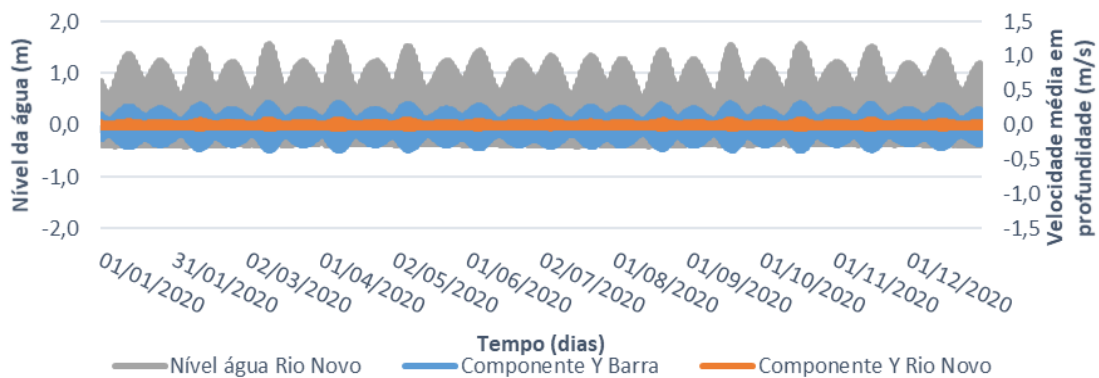


Figura 90 - Níveis de água na estação de Rio Novo e componente Y das velocidades de maré na estação da Barra e de Rio Novo durante um ano

Na Figura 91, é possível observar uma variação mais pormenorizada do nível da água no Rio Novo e da componente X de velocidade na estação do Rio Novo e na estação da embocadura ao longo da semana da maré de maior amplitude. Nota-se um aumento gradual das amplitudes posterior ao aumento da componente da velocidade da embocadura. Nota-se, ainda, com maior pormenor o desfasamento de 30 minutos descrito anteriormente. Na Figura 92, pode-se constatar uma variação com maior pormenor do nível da água no Rio Novo e da componente Y de velocidade na Barra e no Rio Novo.

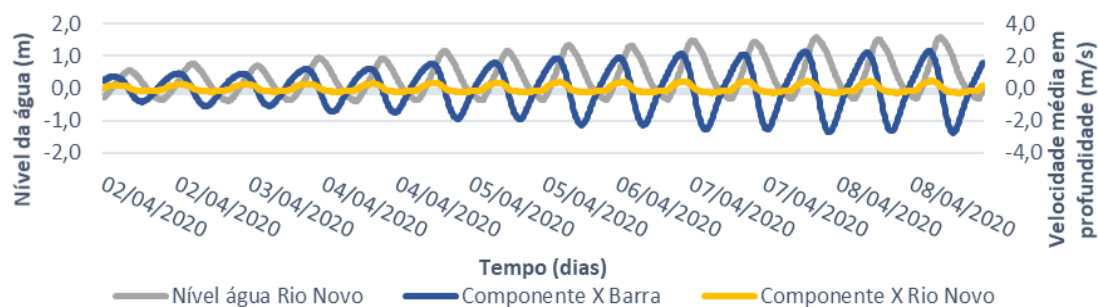


Figura 91 - Níveis de água no Rio Novo e componentes X de velocidade na Barra e no Rio Novo durante a semana da maré de maior amplitude

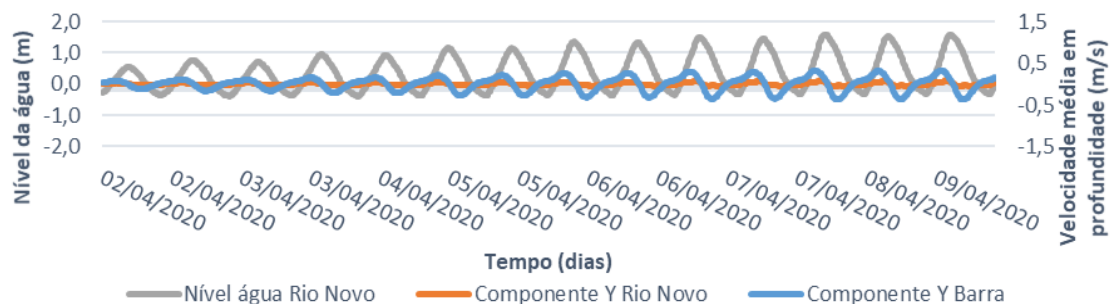


Figura 92 - Níveis de água no Rio Novo e componentes Y de velocidade na Barra e no Rio Novo durante a semana da maré de maior amplitude

Analisando a maré de maiores velocidades na Barra e no Rio Novo, Figura 93, é possível verificar que, na estação de Rio Novo, a componente X de velocidade mais elevada, estando a maré a encher, no sentido Este ocorre às 03h40 no dia 09/04/2020, tendo um valor de 0,46 m/s. A componente X de velocidade mais elevada no sentido Oeste, estando a maré a vazar, ocorre às 09h10 do mesmo dia, tendo um valor de -0,29 m/s. Referente à componente Y, verifica-se que a maior velocidade no sentido Norte, estando a maré a encher, ocorre às 04h20 no dia 09/04/2020, tendo um valor de 0,09 m/s, e a maior velocidade no sentido Sul, estando a maré a vazar, ocorre às 06h50 no dia 09/04/2020, com um valor de -0,05 m/s. Podemos verificar, também, pela análise da figura, que, no Rio Novo, ambas as componentes de velocidade da maré baixa são assimétricas, sendo mais reduzidas, às da maré alta, devido à acumulação de água, como explicado anteriormente.

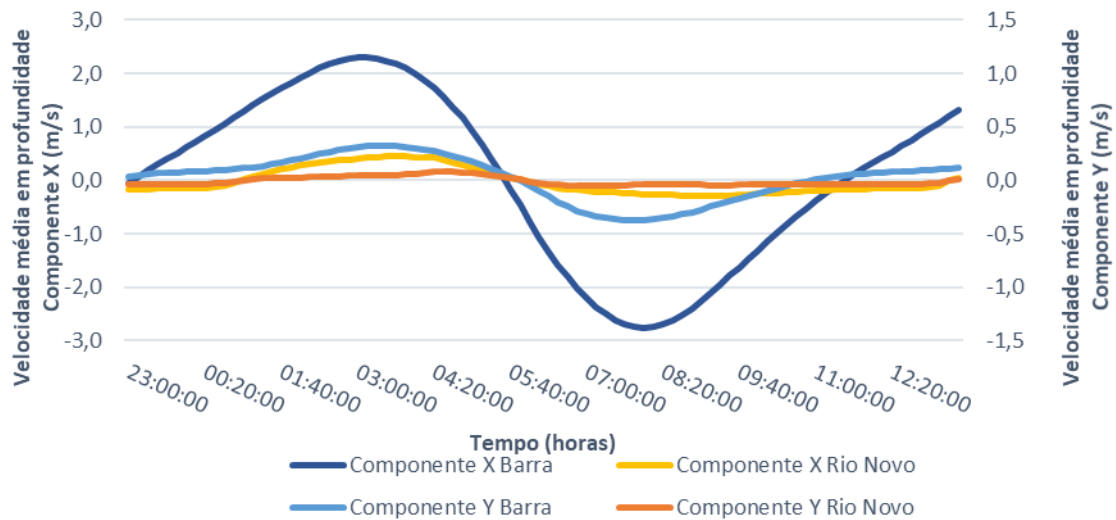


Figura 93 - Velocidades associadas à maior amplitude de maré na estação da Barra e na estação de Rio Novo - dia 09/04/2020

Podemos constatar, na Figura 94, as magnitudes das componentes de velocidade associadas à maré de maior amplitude na estação da Barra e na estação de Rio Novo. Constata-se que as magnitudes na Barra são bastante maiores que no Rio Novo. Na estação da Barra, como explicado anteriormente, verifica-se que com a enchente as magnitudes são superiores a zero durante mais de 6 horas até se atingir a estufa voltando as magnitudes a serem superiores com a vazante durante um período superior a 6 horas. Na estação de Rio Novo, verificam-se magnitudes superiores a zero durante um período superior na vazante do que na enchente devido a acumulações de água.

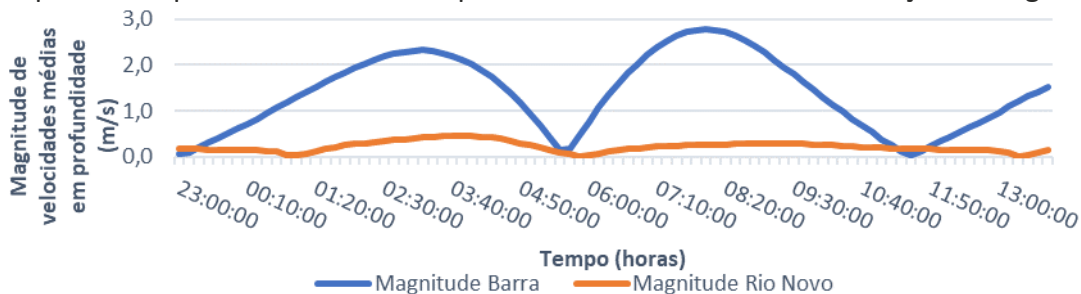


Figura 94 - Magnitudes de velocidades associadas à maior amplitude de maré na estação da Barra e na estação de Rio Novo - dia 09/04/2020

Comparando as duas estações, é possível verificar que as marés são análogas, ou seja, a maré que contém as maiores velocidades na estação da Barra é a mesma maré que contém as maiores velocidades na estação de Rio Novo. Existe um atraso de cerca de 2 horas entre o início das duas marés e um atraso de cerca de 2 horas entre os finais de ambas as marés.

Após a análise de mapas de velocidade entre o período das 23h00 do dia 08/04/2020 até às 16h00 do dia 09/04/2020, de forma a que neste espaço de tempo estivesse contida a totalidade da maré na zona da embocadura e o possível atraso de maré, que pode chegar a 3,5 horas, foram identificadas as zonas de maior potencial energético. Como é possível constatar através da análise das Figura 95 e Figura 96, as

zonas mais energéticas ocorrem na zona da embocadura, no Canal de S. Jacinto e no Canal do Espinheiro. Nestas zonas, em certos períodos, verificam-se velocidades perto dos 3 m/s.

Na Figura 97 análoga à Figura 66, podemos verificar em que período da maré ocorrem as magnitudes de velocidade apresentadas nas figuras anteriormente descritas.

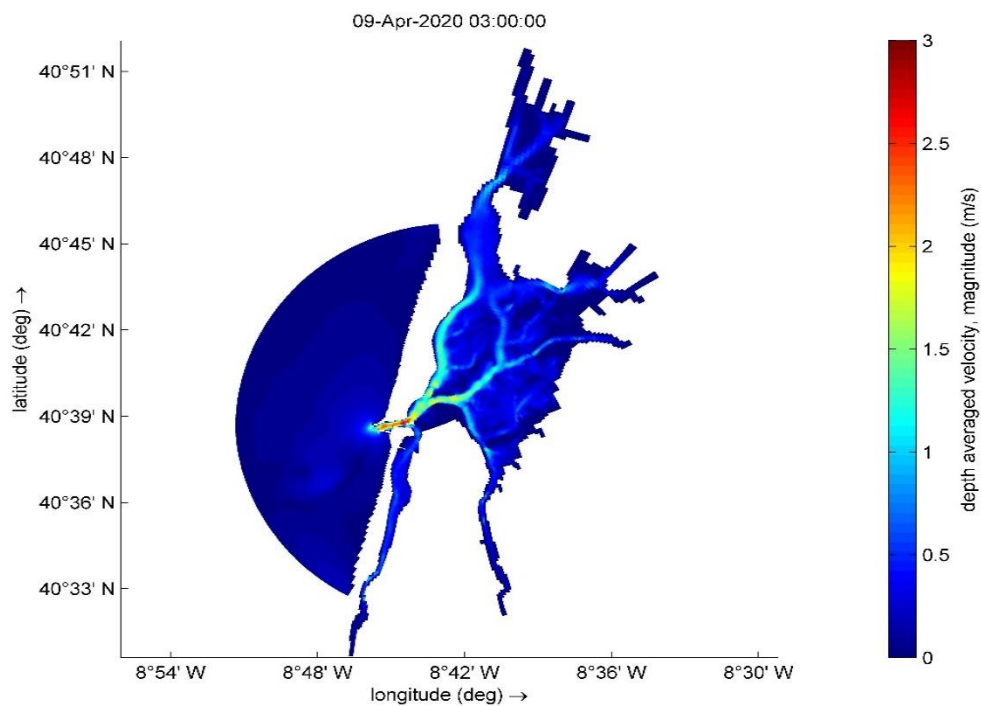


Figura 95 - Mapa de magnitudes de velocidades médias em profundidade às 03h00 do dia 09/04/2020

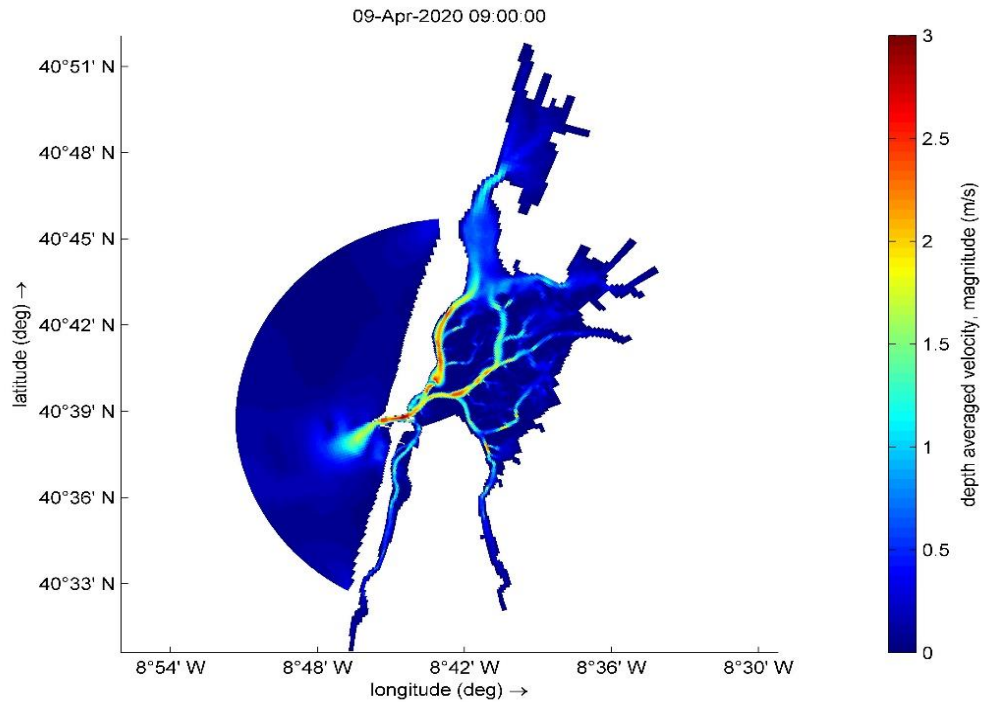


Figura 96 – Mapa de magnitudes de velocidades médias em profundidade às 09h00 do dia 09/04/2020

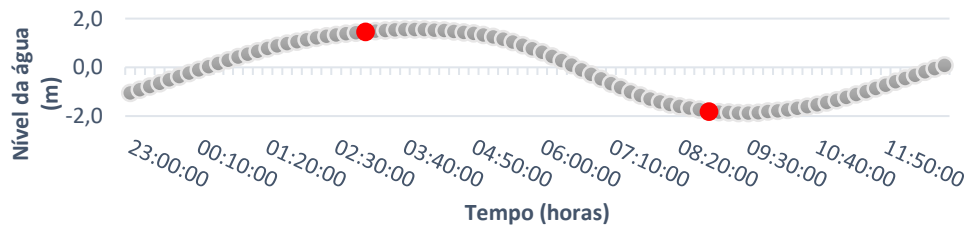


Figura 97 - Maré de maiores velocidades durante um ano na estação da Barra – dia 09/04/2020 – com identificação

Posteriormente, foram obtidos mapas de velocidade média em profundidade na forma de vetor com o intuito de estudar a turbulência nos locais de maior interesse.

Após a análise desses mapas, as zonas identificadas com maior turbulência foram a entrada do canal de S. Jacinto, Figura 98, e a entrada do canal de Espinheiro, Figura 99. As restantes zonas analisadas contêm fluxos muito lineares, havendo interesse em implantar turbinas cuja direção do escoamento seja sensivelmente constante. É possível concluir, assim, que as outras zonas não são tão interessantes para aproveitamentos de energia cinética das marés e, por isso, não serão considerados nos cálculos que serão apresentados posteriormente.

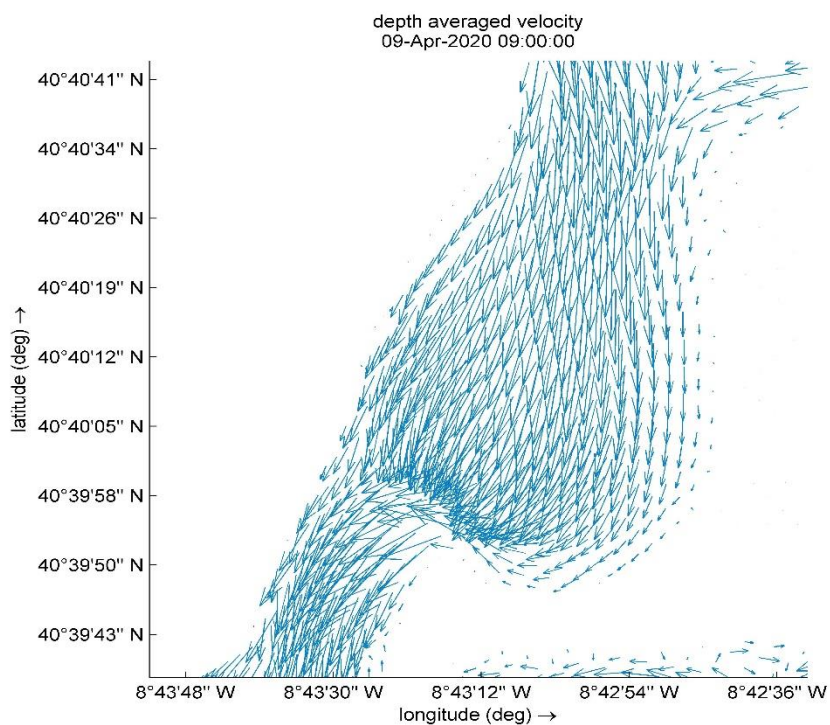


Figura 98 - Mapa de velocidade média em profundidade em forma de vetor na entrada do canal de S. Jacinto às 09h00 do dia 09/04/2020

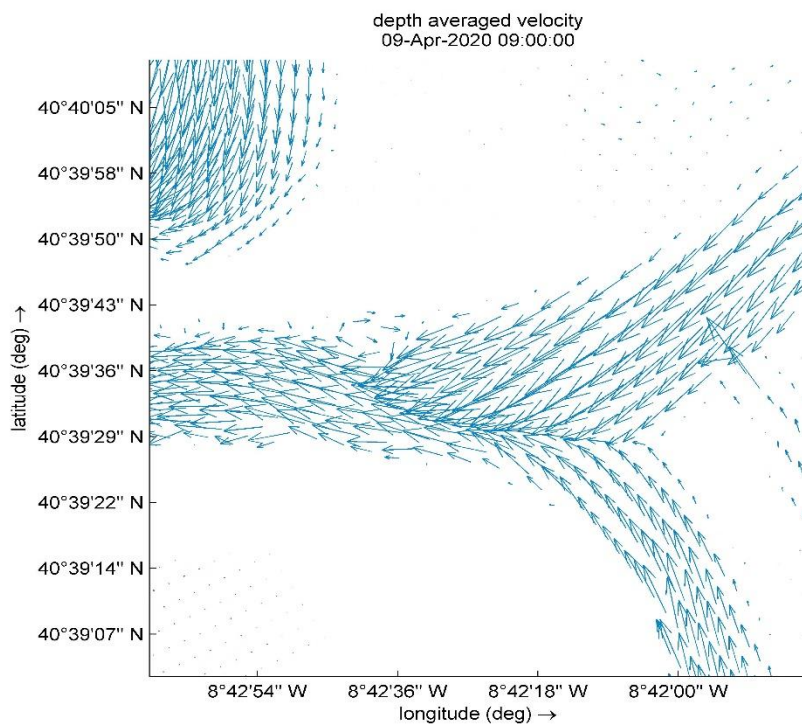


Figura 99 - Mapa de velocidade média em profundidade em forma de vetor na entrada do canal de Espinheiro às 09h00 do dia 09/04/2020

Para os locais selecionados, foram calculadas as potências máximas teóricas que se poderiam obter numa turbina durante 1 hora, como se pode verificar na Tabela 4,

através de séries temporais das componentes X e Y de velocidade extraídas do modelo numérico. Verifica-se que o canal da embocadura é o mais energético seguido pelo canal de S. Jacinto que é energeticamente superior ao canal de Espinheiro.

Tabela 4 – Potência teórica máxima por turbina durante 1 hora para as áreas identificadas

	Barra	S. Jacinto 1	S. Jacinto 2	Espinheiro 1	Espinheiro 2
Potência (W)	70	20	30	15	10

De seguida, foram calculados os mesmos parâmetros, mas tendo em consideração a velocidade de corte mínima, ou seja, 0,5 m/s, o coeficiente de potência da turbina e a eficiência da cadeia cinemática, como se pode constatar na Tabela 5. Na Figura 100, podemos observar um exemplo das horas em que há aproveitamento de energia, tendo em conta uma velocidade de corte mínima. Verifica-se uma queda significativa nos valores de potência, sendo a zona da embocadura e as zonas do canal de S. Jacinto as que apresentam valores mais elevados. Consequentemente, são estas mesmas zonas que apresentam uma maior energia anual, sendo a zona norte do canal de S. Jacinto a mais energética do canal.

Tabela 5 - Potência máxima durante 1 hora e energia anual máxima por turbina para as áreas identificadas

	Barra	S. Jacinto 1	S. Jacinto 2	Espinheiro 1	Espinheiro 2
Potência (W)	32	12	16	10	8
Energia Anual (kWh)	222	71	101	54	38

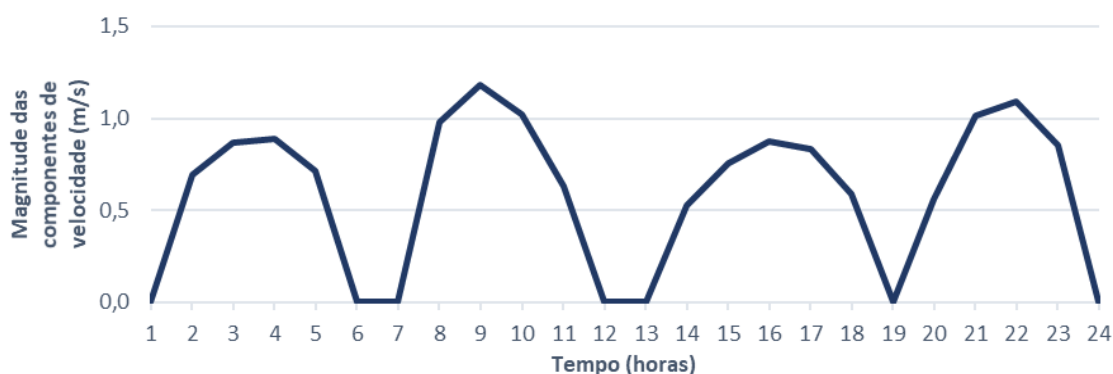


Figura 100 - Exemplo da variação da magnitude das componentes de velocidade durante 24 horas considerando uma velocidade mínima

Recorda-se que se pretende avaliar a colocação de um sistema com 2 fileiras de 5 turbinas com 2 andares, perfazendo um comprimento de 6 m, uma largura de 4,8 m e uma altura de 1 m. Assim, é conveniente avaliar as secções transversais dos canais para se perceber se existe dimensão para implementar esses módulos de turbinas. Convém recordar que neste trabalho não se consideraram as distribuições típicas de velocidade da água numa secção transversal.

Em consonância, foram identificadas secções transversais dessas zonas tendo sido encontradas as profundidades mínimas de cada ponto de observação com o intuito de perceber em que zonas dos canais podem os módulos ser implementados. Relembrando que o nível de profundidade igual a zero corresponde ao nível médio da água do mar.

Observando a Figura 101 representado o corte transversal na Barra, é possível verificar que a zona da embocadura tem uma profundidade mínima de 5 m na margem Norte e uma profundidade mínima de, aproximadamente, 21 m na margem Sul onde encontra uma parede vertical. Com estes resultados é possível afirmar que o módulo pode ser implementado em toda a extensão da embocadura. Verifica-se, ainda, a vermelho, as dimensões de um módulo à escala. Tendo a zona da embocadura uma largura de 330 m e tendo o módulo um comprimento de 6 m seria possível a implementação de 55 módulos de turbinas em toda a extensão da largura da embocadura.

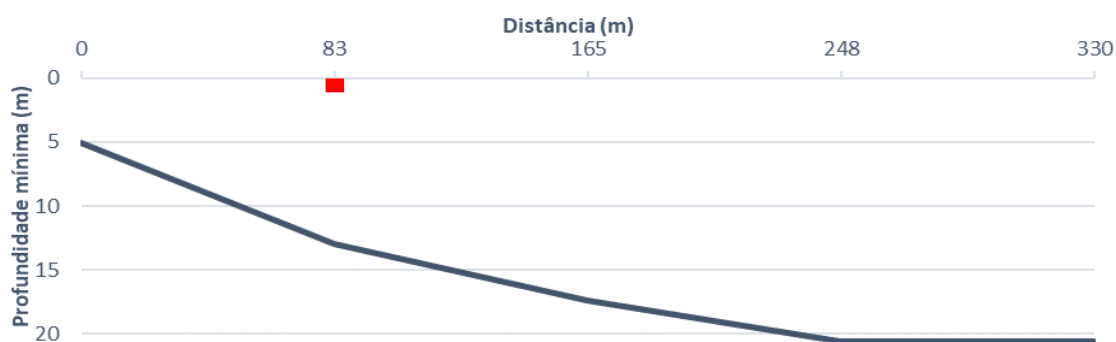


Figura 101 – Profundidades mínimas no corte transversal da zona da Barra

Na Figura 102, que representa um corte Oeste-Este, é possível verificar que se atingem profundidades mínimas de mais de 7 m em alguns locais do canal, sendo que na margem Oeste existe um declive mais acentuado que na margem Este. É possível afirmar que se podem implementar módulos dos 50 m aos 701 m onde poderiam ser instalados 108 módulos. A vermelho, na figura, apresentam-se as dimensões do módulo à escala.

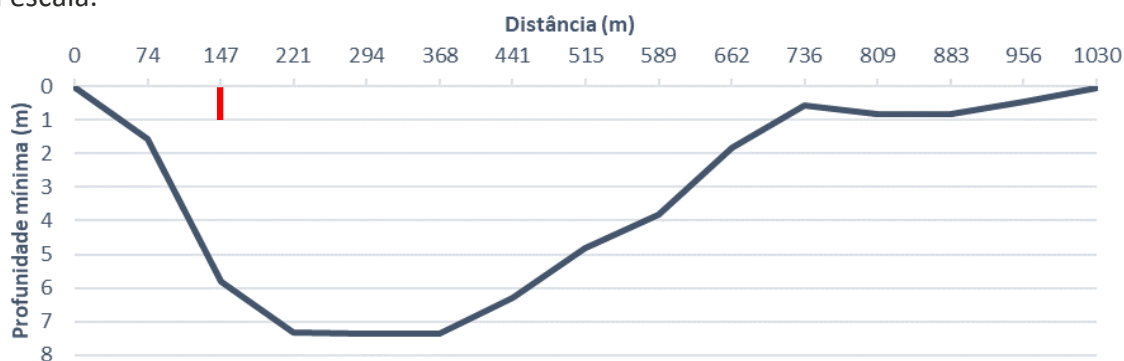


Figura 102 – Profundidades mínimas no corte transversal da zona Sul do Canal de S. Jacinto

A Figura 103 representa um corte Oeste-Este na zona Norte do Canal de S. Jacinto, onde é possível observar que a margem Oeste tem um declive mais acentuado que a margem Este e que o canal tem profundidades mínimas superiores a 8 m. É possível constatar que o módulo pode ser implantado, aproximadamente, dos 8 m aos 451 m. Na figura é possível constatar, a vermelho, as dimensões do módulo. Este tem uma altura de 1 m e um comprimento de 6 m sendo, então, possível a instalação de 75 módulos ao longo da transversal desta área selecionada.

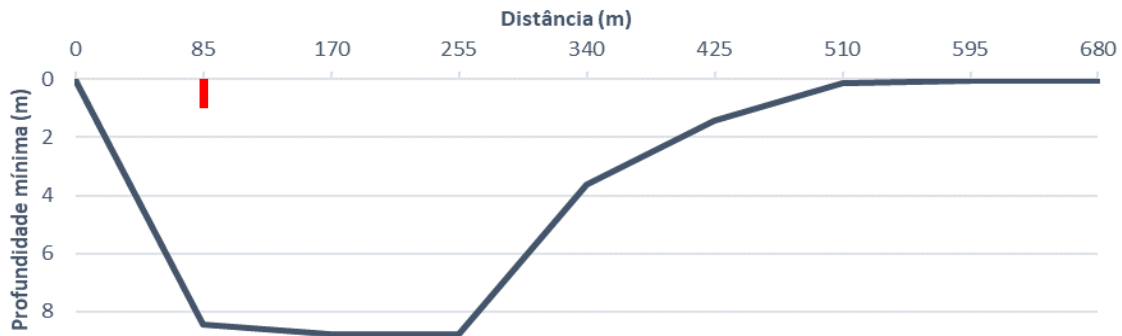


Figura 103 - Profundidades mínimas no corte transversal da zona Norte do Canal de S. Jacinto

Na Figura 104, representando um corte Noroeste-Sudeste da zona Sudoeste identificada no Canal de Espinheiro, é possível observar que se atingem profundidades mínimas superiores a 7 m. É possível verificar ainda que o módulo pode ser implantado dos 461 m aos 981 m, o que indica que podem ser instalados 86 módulos nesta zona. A vermelho, na figura, é possível observar as dimensões do módulo de turbinas à escala.

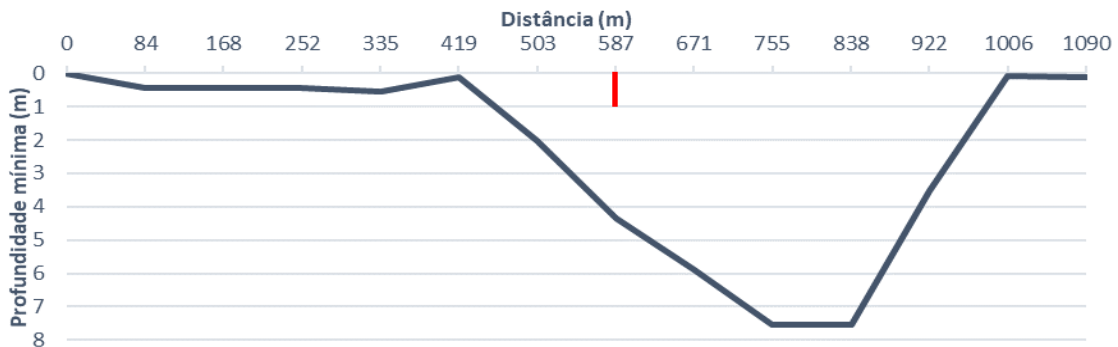


Figura 104 - Profundidades mínimas no corte transversal da zona Sudoeste do Canal de Espinheiro

Na Figura 105, que representa um corte transversal na zona Nordeste do Canal de Espinheiro, é possível constatar que se atingem profundidades mínimas superiores a 6 m e que é possível implementar o módulo, aproximadamente, dos 447 m aos 955 m. A vermelho é possível constatar as dimensões do módulo à escala do gráfico. Através destas dimensões, conclui-se que é possível a instalação de 84 módulos.

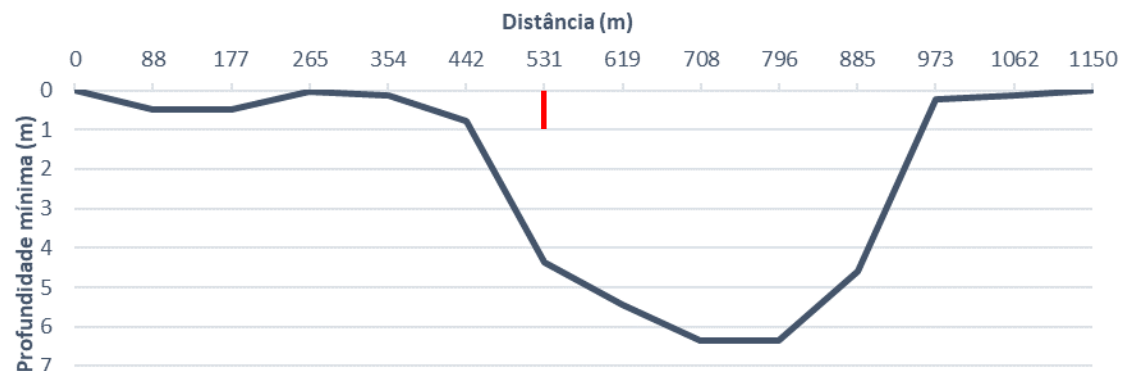


Figura 105 - Profundidades mínimas no corte transversal da zona Nordeste do Canal de Espinheiro

Supondo que todas as turbinas obteriam a mesma energia cinética foi calculada a potência máxima durante 1 hora e a energia anual máxima que se pode obter em cada local selecionado, como se pode verificar na Tabela 6. Constata-se que onde se pode

implantar uma maior quantidade de módulos é na zona sul no canal de S. Jacinto, no entanto, ambas as zonas do canal produzem, aproximadamente, a mesma energia anual. Verifica-se, ainda, que sendo a Barra a zona onde poderá existir uma menor implantação de módulos, é nesta que se obtém uma maior potência e consequentemente uma maior energia anual. No canal de Espinheiro, é na zona a noroeste que se podem implantar o maior número de módulos e extrair a maior quantidade de energia anual do canal.

Tabela 6 - Nº de módulos máximo, potência máxima durante 1 hora e energia anual máxima para as áreas identificadas

	Barra	S. Jacinto 1	S. Jacinto 2	Espinheiro 1	Espinheiro 2
Nº módulos	55	108	75	86	84
Potência (kW)	35	26	24	17	13
Energia Anual (GWh)	0,24	0,15	0,15	0,09	0,06

Verifica-se, como seria de esperar, que a zona mais energética é a da embocadura, seguida pelo canal de S. Jacinto e por fim o canal de Espinheiro. No total, sem considerar perdas laterais e a jusante entre turbinas e sem considerar perdas a jusante entre sistemas de conversão de energia das correntes de maré, poderá ser produzida uma energia máxima anual de 0,69 GWh.

Comparativamente, como referido anteriormente, com a estação Uldomok capaz de produzir 2,4 GWh anuais e fornecer energia a 430 habitações, segundo Abreu (2010), com o potencial energético das correntes de maré do estuário do Rio Douro de 0,82 GWh, capaz de garantir eletricidade a 270 habitações, com o potencial energético anual da entrada Faro-Olhão da Ria Formosa, segundo González-Gorbena *et al.* (2018), de 1,01 GWh com um fator de capacidade de 11,6%, podendo ter um máximo de 1,20 GWh, e com o potencial energético na península Kintyre, Mar da Irlanda, que apresentou um valor de 1,5 GWh, de acordo com Pacheco e Ferreira (2016), constata-se que a Ria de Aveiro apresenta um valor significativo passível de alimentar certas cargas. Contudo, Páscoa *et al.* (2015) concluíram que um projeto de aproveitamento das correntes de maré ainda não é economicamente viável, a menos que a energia fosse vendida a €200/MWh.

Apesar de existir a possibilidade de produzir energia através das correntes de maré na Ria de Aveiro, esta tecnologia apresenta alguns impactos, como a modificação da corrente absoluta, da intensidade e da variabilidade espacial da turbulência, segundo Pacheco e Ferreira (2016), apresenta, ainda, segundo González-Gorbena *et al.* (2017), impactos mais elevados à medida que o número de linhas da matriz aumenta.

4.3 ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE AS TECNOLOGIAS DE REPRESAMENTO DE MARÉ E DE CORRENTES DE MARÉ

Através da análise dos gráficos dos níveis de água e das componentes de velocidade média em profundidade, constata-se que, como seria de esperar, que o aumento e a diminuição das componentes de velocidade andam a par com o aumento e a diminuição dos níveis de água. Percebe-se, também, que a maré de maior amplitude é, também, a de maiores componentes de velocidade.

Observando os mapas de nível da água e de magnitude da velocidade, compreendemos que a zona da embocadura, o canal de S. Jacinto e o canal de Espinheiro são zonas comuns em ambos os mapas pois apresentam elevados níveis de água e elevadas magnitudes de velocidade. Nos mapas de nível da água constatam-se, também, amplitudes elevadas no canal de Mira, no canal que passa no cais do Porto de Aveiro, no canal de Ílhavo e no canal que se dirige para os canais centrais da cidade de Aveiro sendo que estes não apresentam velocidades elevadas.

Analisando os potenciais energéticos anuais máximos de cada tecnologia verifica-se uma discrepância enorme entre a tecnologia de represamento de maré e a tecnologia das correntes de maré. No máximo, para a tecnologia de correntes de maré, há uma produção anual de energia de 0,69 GWh enquanto que o máximo de energia anual referente ao represamento de maré é de 199,07 GWh. Tal acontece, pois, existe um elevado nível de caudal quando comparado com a amplitude e com as velocidades das correntes. Isto pode ter sido agravado pelas considerações tomadas, como a de considerar o caudal nominal como o caudal em pelo menos três meses, pelo módulo utilizado nas correntes de maré que pode não ser o mais adequado para o local de estudo, e pela não consideração da secção vertical dos canais aquando do cálculo da energia das correntes de maré, contudo é indiscutível que o caudal é a maior fonte de energia na Ria de Aveiro. Tendo em conta estes valores, é possível concluir que, a nível energético, o represamento de maré é uma melhor escolha que as tecnologias de corrente de maré, o que não impede que haja um projeto que inclua ambos. Contudo, a tecnologia das correntes de maré tem vantagens em relação ao represamento de maré: é de maior facilidade de aplicação e desmantelamento e tem um impacto ambiental mais reduzido.

CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

- 5.1 CONCLUSÕES
- 5.2 SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

5 CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

5.1 CONCLUSÕES

Este trabalho procura avaliar a energia passível de ser extraída da Ria de Aveiro através de aproveitamentos de maré. Para esse efeito, modelou-se a área de estudo através do software Delft3D, procurando-se reproduzir a hidrodinâmica da laguna. Através do software, foram corridas simulações com o intuito de identificar as melhores zonas de exploração de energia potencial e de energia cinética, respetivamente, através das soluções de represamento de maré e de correntes de maré.

É necessário realçar que, para o cálculo das potências e energias anuais para ambas as tecnologias de aproveitamento de maré, foram feitas muitas suposições e, devido a isto, os valores apresentados deverão ser encarados como aproximações quantitativas que poderão acarretar alguma margem de erro.

A primeira conclusão a retirar deste estudo é que os canais mais energéticos, quer cineticamente quer potencialmente, são o canal da embocadura, o canal de S. Jacinto e o canal de Espinheiro.

Focando apenas na energia potencial da Ria de Aveiro, conclui-se que o represamento da totalidade da laguna é a opção mais vantajosa energeticamente. Isso advém essencialmente dos caudais circulantes na zona da embocadura, mas refira-se, igualmente, que estes cálculos foram efetuados sem se ter tido em conta a navegação de embarcações ou quaisquer outros impactos associados a estes represamentos. Nesse sentido, esta solução seria aquela que mais impactaria face às outras soluções estudadas de menor potencial energético. Contudo, quando comparado com projetos que se encontram operacionais e com estudos de potencial energético, com esta opção de represamento, conclui-se que a Ria de Aveiro apresenta um potencial energético relevante e, por conseguinte, merecedor de um estudo mais aprofundado.

Alterando o foco para a energia cinética na Ria de Aveiro, efetuaram-se estudos para um conjunto de locais dos canais da Ria de Aveiro onde se poderiam implantar conjuntos de módulos para extrair a maior quantidade de energia. Conclui-se que a zona de maior potencial energético é a zona da embocadura por apresentar magnitudes de velocidade mais elevadas. Através da comparação com outros estudos de potencial

energético de correntes de maré, é possível concluir que a Ria de Aveiro tem um potencial significativo digno de um estudo mais minucioso.

Através da comparação da quantidade de energia produzida entre a tecnologia de represamento de maré e a tecnologia das correntes de maré, verifica-se uma discrepância assinalável em termos energéticos, concluindo-se que o aproveitamento da energia potencial da Ria de Aveiro apresenta maior potencial, visto que é nesta tecnologia que se pode aproveitar um maior elevado volume de água que entra e sai da laguna. Contudo, os impactos associados à viabilização das duas tecnologias seriam muito diferentes. Por exemplo, reconhece-se que a tecnologia das correntes de maré apresenta vantagens em relação ao represamento de maré pela sua maior facilidade de aplicação e desmantelamento, bem como pelo menor impacto ambiental que lhe seria associado.

5.2 SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

Como trabalho futuro, sugere-se a realização de um projeto que inclua ambas as tecnologias de aproveitamento das marés na Ria de Aveiro.

A fim de desenvolver este projeto em específico, propõe-se a modelação de uma tecnologia das correntes de maré adequada para as características da Ria de Aveiro, quer seja de eixo horizontal ou vertical. Seria fundamental a modelação, também, de uma turbina Bulbo/Hélice adequada para a Ria de Aveiro ou mesmo para cada canal da laguna.

Propõe-se um estudo de forma a perceber o modo operacional de um represamento de maré adequado para o local. Seria importante o estudo efetivo da realização de um represamento na Ria de Aveiro, tendo em conta todas as atividades marítimas que nela se realizam. Seria importante, também, o mesmo estudo fosse alargado para a tecnologia das correntes de maré.

Sugere-se, ainda, um estudo sobre a capacidade de ambas as tecnologias, avaliando as vantagens e desvantagens de cada uma a vários níveis (gestão de rede, impactos ambientais, etc.).

Por fim, em relação a este projeto, propõe-se um estudo sobre o potencial energético de um sistema de múltiplas lagoas na Ria de Aveiro e outro sobre os benefícios do bombeamento de água, também, na Ria de Aveiro. Seria interessante perceber a viabilidade de uma lagoa de maré na Ria de Aveiro, pelo que se sugere um cálculo do potencial energético desta.

Futuramente, após serem modelados os projetos referidos acima, deveriam ser desenhados protótipos e deveriam ser testados no terreno. A priori, estes projetos careceriam, também, de estudos de impacto ambiental, de viabilidade técnica,

económica e financeira, pois só percebendo se o projeto valeria a pena é que faria sentido efetuar outro tipo de estudos.

**BIBLIOGRAFIA E OUTRAS FONTES
DE INFORMAÇÃO**

6 BIBLIOGRAFIA E OUTRAS FONTES DE INFORMAÇÃO

- 3. Correntes de Marés. (2008). Retrieved 15 May 2020, from http://www.aquaret.com/index0350.html?option=com_content&view=article&id=113&Itemid=256&lang=pt
- Abreu, A. (2010). *Avaliação do potencial energético das marés no estuário do Rio Douro* (Mestre em Engenharia Civil - Especialização em Hidráulica, Recursos Hídricos e Ambiente). Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.
- Aggidis, G. and Benzon, D. (2013). Operational optimisation of a tidal barrage across the Mersey estuary using 0-D modelling. *Ocean Engineering*, 66, pp.69-81.
- Algarve Fantastic. (s.d.). *Moinho de Maré da Quinta de Marim - algarve fantastic*. Retrieved 30 November 2019, from <https://webapp.algarvefantastic.com/pt-PT/listings/266143-moinho-de-mare-da-quinta-de-marim>
- Alvarez, E., Navarro, A., Gutiérrez-Trashorras, A., Francos, J. & Rico-Secades, M. (2013). Obtaining renewable energy from tidal currents in the Aviles port: New services for citizens. 1-9. 10.1109/SmartMILE.2013.6708175
- Alvarez, E., Rico-Secades, M., Suárez, D., Gutiérrez-Trashorras, A. & Fernández-Francos, J. (2016). Obtaining energy from tidal microturbines: A practical example in the Nalón River. *Applied Energy*, 183, pp.100-112.
- Angeloudis, A. and Falconer, R. (2017). Sensitivity of tidal lagoon and barrage hydrodynamic impacts and energy outputs to operational characteristics. *Renewable Energy*, 114, pp.337-351.
- Angeloudis, A., Ahmadian, R., Falconer, R. and Bockelmann-Evans, B. (2016). Numerical model simulations for optimisation of tidal lagoon schemes. *Applied Energy*, 165, pp.522-536.
- Angeloudis, A. & Falconer, R. & Bray, S. & Ahmadian, R. (2016). Representation and operation of tidal energy impoundments in a coastal hydrodynamic model. *Renewable Energy*. 99. 10.1016/j.renene.2016.08.004.
- Antunes, C. (2015). *A Maré Viva de Setembro – 2015 | Observatório Astronómico de Lisboa*. Oal.ul.pt. Retrieved 5 March 2020, from <http://oal.ul.pt/a-mare-viva-de-setembro-2015/>.
- Aquaret.com. (2012). *Welcome to Aqua-RET*. Retrieved 26 September 2019, from <http://www.aquaret.com/index-2.html>
- Barbarelli, S., Florio, G., Amelio, M., Scornaienchi, N., Cutrupi, A., & Lo Zupone, G. (2015). Transients analysis of a tidal currents self-balancing kinetic turbine with floating stabilizer. *Applied Energy*, 160, 715-727. doi: 10.1016/j.apenergy.2015.06.049

- Bhattacharya, M., Paramatti, S.R., Ozturk, I., Bhattacharya, S., 2016. The effect of renewable energy consumption on economic growth: evidence from top 38 countries. *Appl. Energy* 162, 733–741.
- Boyle, G. (1996). *Renewable Energy*.
- Bryden, Ian. (2015). Energy Extraction from Tidal Flows.
- Burrows, R., Walkington, I., Yates, N., Hedges, T., Wolf, J. and Holt, J. (2009). The tidal range energy potential of the West Coast of the United Kingdom. *Applied Ocean Research*, 31(4), pp.229-238.
- Castro, R. (2012). Uma Introdução Às Energias Renováveis: Eólica, Fotovoltaica e Mini-hídrica. 2ª Edição, IST Press, pp.71-105.
- Cm-barreiro.pt. (2015). *Moinhos de maré*. Retrieved 29 November 2019, from <https://www.cm-barreiro.pt/pages/630>
- Colom, M. (2015). *Power generation from tidal currents. Application to Ria de Vigo*. Escola Tècnica Superior d'Enginyeria de Camins, Canals i Ports de Barcelona. Departament d'Enginyeria Hidràulica, Marítima i Ambiental.
- *Caraterização Energética Nacional 2017*. Dgeg.gov.pt. (2018). Retrieved 5 March 2020, from <http://www.dgeg.gov.pt/default.aspx?cn=774977507751AAAAAAAAAAAA>
- Dias, J., Lopes, J., & Dekeyser, I. (2000). Tidal propagation in Ria de Aveiro Lagoon, Portugal. *Physics and Chemistry of The Earth, Part B: Hydrology, Oceans And Atmosphere*, 25(4), 369-374. [https://doi.org/10.1016/s1464-1909\(00\)00028-9](https://doi.org/10.1016/s1464-1909(00)00028-9)
- Deltares. (2020). *Delft3D-FLOW Simulation of multi-dimensional hydrodynamic flows and transport phenomena, including sediments - User Manual [Ebook]* (3rd ed., p. 7). Retrieved 1 March 2020, from https://content.oss.deltares.nl/delft3d/manuals/Delft3D-FLOW_User_Manual.pdf.
- *Domesday Book | English history*. (2006). Retrieved 25 November 2019, from <https://www.britannica.com/topic/Domesday-Book>
- El Tawil, T., Charpentier, J., & Benbouzid, M. (2017). Tidal energy site characterization for marine turbine optimal installation: Case of the Ouessant Island in France. *International Journal of Marine Energy*, 18, 57-64. doi: 10.1016/j.ijome.2017.03.004
- *ELI: Energy: Support Materials: Tidal Energy*. (2010). Retrieved 16 November 2019, from <http://www.ei.lehigh.edu/learners/energy/tidal/tidal4.html>
- EMEC. (2013). Assessment of Tidal Energy Resource - Marine Renewable Energy Guides. European Marine Energy Centre Ltd (EMEC). <http://www.emec.org.uk/assessment-of-tidal-energy-resource/>.
- Emec.org.uk. (s.d.). *ANDRITZ HYDRO Hammerfest: EMEC: European Marine Energy Centre*. Retrieved 10 December 2019, from <http://www.emec.org.uk/about-us/our-tidal-clients/andritz-hydro-hammerfest/>

- En.wikipedia.org. (2010). *Kislaya Guba Tidal Power Station*. Retrieved 5 December 2019, from https://en.wikipedia.org/wiki/Kislaya_Guba_Tidal_Power_Station
- Eriksson, S. & Bernhoff, H. & Leijon, M. (2008). Evaluation of different turbine concepts for wind power. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12. 1419-1434. 10.1016/j.rser.2006.05.017.
- Etemadi, A. & Emami, Y. & AsefAfshar, O. & Emdadi, A. (2011). Electricity Generation by the Tidal Barrages. *Energy Procedia*, 12. 10.1016/j.egypro.2011.10.122.
- Fernandes, João & Souto, Carlos. (2011). LIMPEZA E GESTÃO DE LINHAS DE ÁGUA Pequeno guia prático.
- Fidélis, T., Martins, F., Teles, F., Coelho, C., Fonseca, C., & Albino, C. et al. (2016). *Quintas da Ria - contributos sobre a proteção, valorização e gestão da Ria de Aveiro* (1st ed., p. 212). UA Editora.
- González-Gorbeña, E., Pacheco, A., Plomaritis, T., Ferreira, Ó. and Sequeira, C. (2018). Estimating the optimum size of a tidal array at a multi-inlet system considering environmental and performance constraints. *Applied Energy*, 232, pp.292-311.
- González-Gorbeña, E. & Pacheco, A. & Plomaritis, T. & Sequeira, C. (2017). Assessing the Effects of Tidal Energy Converter Array Size on Hydrodynamics of Ria Formosa (Portugal).
- Hammons, T. (2011). Tidal Power in the UK and Worldwide to Reduce Greenhouse Gas Emissions. *International Journal Of Engineering Business Management*, 3, 13. <https://doi.org/10.5772/50933>
- *History - Tidal Lagoon*. Retrieved 16 November 2019, from <http://www.tidallagoonpower.com/tidal-technology/history/>
- Kelly, K., McManus, M. and Hammond, G. (2012). An energy and carbon life cycle assessment of tidal power case study: The proposed Cardiff–Weston severn barrage scheme. *Energy*, 44(1), pp.692-701.
- Khan, M., Bhuyan, G., Iqbal, M. & Quaicoe, J. (2009). Hydrokinetic energy conversion systems and assessment of horizontal and vertical axis turbines for river and tidal applications: A technology status review. *Applied Energy*, 86(10), pp.1823-1835.
- Lee, J., Park, S., Kim, D., Rhee, S., & Kim, M. (2012). Computational methods for performance analysis of horizontal axis tidal stream turbines. *Applied Energy*, 98, 512-523. doi: 10.1016/j.apenergy.2012.04.018
- Li, Y., Yi, J., Song, H., Wang, Q., Yang, Z., Kelley, N. and Lee, K. (2014). On the natural frequency of tidal current power systems—A discussion of sea testing. *Applied Physics Letters*, 105(2), p.023902.
- Manwell, J., McGowan, J., and Rogers, A. (2009). *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*. 2nd edition. http://ee.tlu.edu.vn/Portals/0/2018/NLG/Sach_Tieng_Anh.pdf

- Marés | Instituto Hidrográfico. (2018). Retrieved from <http://www.hidrografico.pt/glossario-cientifico-mares.php>
- Martins, M. (2009). *Sistemas de Aproveitamento da Energia do Mar* (Master). Universidade de Aveiro.
- Mendes, R. (2010). *Modelação numérica da pluma estuarina da Ria de Aveiro: estudo preliminar* (Master). Universidade de Aveiro.
- Neill, S., Angeloudis, A., Robins, P., Walkington, I., Ward, S., Masters, I., Lewis, M., Piano, M., Avdis, A., Piggott, M., Aggidis, G., Evans, P., Adcock, T., Židonis, A., Ahmadian, R. and Falconer, R. (2018). Tidal range energy resource and optimization – Past perspectives and future challenges. *Renewable Energy*, 127, pp.763-778.
- Novainnovation.com. (2019). *Nova Innovation*. Retrieved 4 December 2019, from <https://www.novainnovation.com/bluemull-sound>
- Pacheco, A. & Ferreira, Ó. (2016). Hydrodynamic changes imposed by tidal energy converters on extracting energy on a real case scenario. *Applied Energy*. 180. 369-385. 10.1016/j.apenergy.2016.07.132.
- Páscoa, I., Camus, C. and Eusébio, E. (2015). Technical and economic assessment of energy from Tidal Currents. *Renewable Energy and Power Quality Journal*, pp.101-107.
- Petley, S. and Aggidis, G. (2016). Swansea Bay tidal lagoon annual energy estimation. *Ocean Engineering*, 111, pp.348-357.
- Power Technology | Energy News and Market Analysis. (2019). *Strangford Lough Tidal Turbine, Northern Ireland, UK - Power Technology | Energy News and Market Analysis*. [online] Retrieved 4 December 2019, from <https://www.power-technology.com/projects/strangford-lough/>
- Prandle, D. (2009). Design of tidal barrage power schemes. *Proceedings of the Institution of Civil Engineers - Maritime Engineering*, 162(4), pp.147-153.
- Pt.wikipedia.org. (2008). *Moinho de Maré da Mourisca*. Retrieved 30 November 2019, from https://pt.wikipedia.org/wiki/Moinho_de_Mar%C3%A9_da_Mourisca
- Pt.wikipedia.org. (2012). *Moinho de Maré de Olhão*. Retrieved 30 November 2019, from https://pt.wikipedia.org/wiki/Moinho_de_Mar%C3%A9_de_Olh%C3%A3o
- Rea.apambiente.pt. (2019). *Energias renováveis | Relatório do Estado do Ambiente*. Retrieved 31 January 2020, from <https://rea.apambiente.pt/content/energias-renov%C3%A1veis>
- *Renewable energy statistics - Statistics Explained*. Ec.europa.eu. (2018). Retrieved 5 March 2020, from https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Renewable_energy_statistics.
- Rodrigues, N. (2019). *Os moinhos de maré da Margem Sul do Tejo - Lisboa Secreta*. Lisboa Secreta. Retrieved 29 November 2019, from <https://lisboasecreta.co/os-moinhos-de-mare-da-margem-sul-do-tejo/>

- Shahbaz, M., Benkraiem, R., Miloudi, A., & Lahiani, A. (2017). Production function with electricity consumption and policy implications in Portugal. *Energy Policy*, 110, 588-599. doi: 10.1016/j.enpol.2017.08.056
- Silva, Á. (2016). *Sistema de Aproveitamento de Energia de Maré com Múltiplas Lagoas* (Master) Instituto Superior Técnico.
- Silva, J. (2012). *Efeito da hidrodinâmica nos sapais da Ria de Aveiro e estuário do Tejo* (Master). Universidade de Aveiro.
- SIMEC Atlantis Energy. (s.d.). *MeyGen | Tidal Projects | SIMEC Atlantis Energy*. Retrieved 4 December 2019, from <https://simecatlantis.com/projects/mevgen/>
- Crown Copyright. (2005). *Stingray Tidal Stream Energy Device - Phase 3* [Ebook] (1st ed.).
- Tethys.pnnl.gov. (2018). *Roosevelt Island Tidal Energy (RITE) Project Demonstration | Tethys*. Retrieved 10 December 2019, from <https://tethys.pnnl.gov/annex-iv-sites/roosevelt-island-tidal-energy-rite-project-demonstration>
- Tethys.pnnl.gov. (2019). *Uldolmok Tidal Power Station | Tethys*. Retrieved 4 December 2019, from <https://tethys.pnnl.gov/annex-iv-sites/uldolmok-tidal-power-station>
- Tethys.pnnl.gov. (s.d.). *Enermar Project | Tethys*. Retrieved 9 December 2019, from <https://tethys.pnnl.gov/annex-iv-sites/enermar-project>
- *Tidal Misconceptions*. Misconceptions about tides. (2003). Retrieved 5 March 2020, from <https://www.lockhaven.edu/~dsimanek/scenario/tides.htm>.
- *Tidal Power Plant Delta Works Netherlands*. (2017). Retrieved 6 December 2019, from <https://www.tocardo.com/wp-content/uploads/2017/03/Deltaworks-Tidal-Power->
- Tocardo. (s.d.). *Oosterschelde | Tocardo*. Retrieved 4 December 2019, from <https://www.tocardo.com/Project/oosterschelde/>
- Todeschini, G. (2017). Review of Tidal Lagoon Technology and Opportunities for Integration within the UK Energy System. *Inventions*. 2. 14. 10.3390/inventions2030014.
- TOPEX/Poseidon. Retrieved 9 May 2020, from <https://sealevel.jpl.nasa.gov/missions/topex/>
- *Wando Hoenggan Waterway Tidal Plant*. Retrieved 21 March 2020, from <https://ra.csis.org/database/powerplants/wando-hoenggan-waterway-tidal-plant/>
- Waters, S. and Aggidis, G. (2016). A World First: Swansea Bay Tidal lagoon in review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 56, pp.916-921.
- Whiting, J. (2012). *Uldolmok Tidal Power Station*. Retrieved 5 December 2019, from https://tethys.pnnl.gov/sites/default/files/sites/Annex_IV_Metadata_-_Uldolmok.pdf
- *Woodbridge Tide Mill*. (2007). Retrieved 22 November 2019, from https://en.wikipedia.org/wiki/Woodbridge_Tide_Mill

- Xia, J., Falconer, R. and Lin, B. (2010). Hydrodynamic impact of a tidal barrage in the Severn Estuary, UK. *Renewable Energy*, 35(7), pp.1455-1468.
- Xia, J., Falconer, R., Lin, B. and Tan, G. (2012). Estimation of annual energy output from a tidal barrage using two different methods. *Applied Energy*, 93, pp.327-336.
- Yates, N., Burrows, R., Walkington, I. and Hedges, T. (2010). Studies on tidal power from the estuaries of North-West England.

ANEXOS

7.1 ARTIGO DE CONFERÊNCIA

7 ANEXOS

7.1 ARTIGO DE CONFERÊNCIA

Tidal Energy Potential in Ria de Aveiro

João Pedro Pereira da Rocha^{†*}

[†]Departamento de Engenharia Mecânica
Instituto Superior de Engenharia do Porto
Porto, Portugal

ABSTRACT

Rocha, J., 2020. Tidal Energy Potential in Ria de Aveiro.

The estimation of the tidal energy potential was achieved through the application of a model developed in the Delft3D software, capable of reproducing the hydrodynamics of the lagoon. Through the software, simulations were run in order to identify the best areas of potential energy exploration and kinetic energy exploration. For the places of greatest interest, power and annual energy were calculated for both tide exploitation technologies. It was concluded that the energy potential of the Ria de Aveiro is considerable and, in the near future, it may be interesting to consider the accommodation of some type of tidal exploitation.

ADDITIONAL INDEX WORDS: *Tidal energy, tidal impoundment, tidal current, potential energy, kinetic energy.*