

UNIVERSIDADE DE LISBOA
FACULDADE DE CIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA GEOGRÁFICA, GEOFÍSICA E ENERGIA



Caracterização do sector dos recursos energéticos marinhos para Portugal continental

Sandro Ricardo Vaz Velho da Silva Pereira

Mestrado em Engenharia da Energia e do Ambiente

2010

UNIVERSIDADE DE LISBOA
FACULDADE DE CIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA GEOGRÁFICA, GEOFÍSICA E ENERGIA



Caracterização do sector dos recursos energéticos marinhos para Portugal continental

Sandro Ricardo Vaz Velho da Silva Pereira

Dissertação de Mestrado em Engenharia da Energia e do Ambiente

Trabalho realizado sob a supervisão de

Luís Duarte Silva (DGEG)

Jorge Maia Alves (FCUL)

2010

Nota prévia

O presente trabalho enquadra-se no âmbito da dissertação do Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente e é o resultado da colaboração entre a Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa, o Laboratório Nacional de Energia e Geologia e a Direcção Geral de Energia e Geologia. O elevado leque de abrangência com que o tema necessitava de ser abordado fez com que as contribuições vindas das instituições referidas e ainda de algumas outras que se mostraram também disponíveis para participar fossem essenciais à realização do documento.

Um agradecimento aos orientadores, Engenheiro Luís Duarte Silva e Professor Jorge Maia Alves, por terem aceite o desafio da orientação numa fase em que a dissertação realizada era ainda uma aspiração marcada por bastantes indefinições que também com a sua ajuda foram desaparecendo.

Relativamente ao Laboratório Nacional de Energia e Geologia mais particularmente à Unidade de Energia Solar e dos Oceanos agradeço o facto de terem permitido a utilização das suas bases de dados essenciais para a realização da dissertação e também pelo conhecimento que os seus profissionais partilharam sem o qual este trabalho seria certamente mais pobre. Na área das ondas gostava de agradecer à Doutora Teresa Pontes pelo seu apoio na difícil fase inicial dando sugestões e promovendo contactos e também ao Doutor Paulo Justino pelo auxílio prestado nalgumas das partes técnicas apresentadas. Na área do eólico é de sublinhar o apoio da Doutora Ana Estanqueiro de carácter essencial na definição de objectivos e de metas a atingir e também ao Doutor Paulo Costa pela ajuda e paciência que demonstrou na fase de trabalho correspondente à utilização da plataforma GIS.

Não posso deixar também de referir o apoio dos amigos que durante todo este longo percurso, ou pelo menos nalguma parte dele, me permitiram, de uma forma ou de outra, a evolução académica e pessoal.

No final quero expressar também um agradecimento especial à minha família e à minha namorada, que apesar das dificuldades que foram surgindo ao longo de todo este tempo, fizeram questão de estar sempre presentes mostrando-se disponíveis na difícil tarefa de apoiar a construção de um futuro.

Abstract

This paper aims to characterize the sector of marine energy resources in Portugal with the final goal of becoming a support instrument in decision making by the Direcção Geral de Energia e Geologia in relation to these issues.

The document begins by presenting the characterization of the energy resource made by the Laboratório Nacional de Energia e Geologia in terms of wind energy and in terms of wave energy. Next is presented an analysis of technological solutions that are available or under development in order to be able to identify some of its basic features. After a technological approach analysis is needed related to foundations, moorings and submarine cable because they are essential components for the operation of marine renewable energy equipment. The industry and services necessary to implement this kind of equipment are also subject to analysis with particular relevance to ports, shipyards and also electrical substations. Other issues such as installation and maintenance of such equipment are also addressed.

The analysis of the R&D phase in which it is the exploitation of marine energy resources is done in order to be able to use this document as an information source and basis for future developments involving this issue. The approach has been made with a guiding character leaving place for discussion of various issues related to these marine renewable energy.

Keywords:

offshore wind

wave energy

marine energy

Resumo

Este documento visa a caracterização do sector dos recursos energéticos marinhos para Portugal continental com o objectivo final de se tornar um instrumento de apoio à tomada de decisão por parte da Direcção Geral de Energia e Geologia no que concerne a essas questões.

O documento começa por apresentar a caracterização do recurso energético feita pelo Laboratório Nacional de Energia e Geologia tanto em termos de recurso energético eólico como em termos de recurso energético das ondas. Seguidamente é apresentada uma análise das soluções tecnológicas disponíveis ou que estão em fase de desenvolvimento de maneira a conseguir identificar alguns dos seus traços fundamentais. Após esta análise tecnológica é necessária uma abordagem relacionada com fundações, amarrações e cabo submarino pelo facto de serem componentes essenciais para o funcionamento dos equipamentos de energia renovável marinha. A indústria e os serviços necessários à implementação de equipamentos deste género são também motivo de análise sendo dada especial relevância aos portos, aos estaleiros navais e também às subestações da rede eléctrica. Outras questões como a instalação e manutenção destes equipamentos são também abordadas.

A análise da fase de desenvolvimento em que se encontra a exploração dos recursos energéticos marinhos é feita de maneira a ser possível utilizar este documento como fonte de informação para futuros desenvolvimentos que envolvam esta temática. A abordagem utilizada tem um carácter orientador deixando espaço para a discussão dos vários assuntos referidos relacionados com a energia renovável marinha.

Palavras-chave:

eólico offshore

energia das ondas

energia marinha

Índices

1.	Introdução.....	1
2.	Identificação do Recurso.....	3
2.1	Recurso eólico <i>offshore</i>	3
2.2	Recurso das ondas.....	13
3.	Tecnologias.....	19
3.1	Tecnologias Eólico <i>Offshore</i>	19
3.1.1	Sistemas fixos ao fundo.....	20
3.1.2	Sistemas flutuantes.....	21
3.2	Ondas.....	23
3.2.1	Classificação.....	23
3.2.2	Equipamentos.....	24
3.2.3	PTO.....	41
4.	Condições necessárias para implementação.....	43
4.1	Infra-estruturas.....	43
4.1.1	Amarrações.....	43
4.1.2	Fundações.....	54
4.1.3	Cabo submarino.....	57
4.2	Indústria.....	64
4.3	Serviços.....	67
5.	Potencial de desenvolvimento.....	74
5.1	Eólico.....	74
5.2	Ondas.....	84
5.3	Potencial integrado.....	93

6.	Conclusão	96
7.	Bibliografia	97
7.1	Bibliografia referida.....	97
7.2	Bibliografia geral	99

1. Introdução

O desenvolvimento humano tem sido pautado por um consumo de recursos crescente de modo a satisfazer as necessidades dos indivíduos cujo número não tem parado de aumentar. A juntar a este facto é necessário considerar o aumento de consumo de recursos por indivíduo de modo a atingir padrões de vida cada vez mais elevados. Este consumo de recursos massivo levou a repensar o nosso modo de vida e a ter de encontrar soluções que permitam uma evolução sustentável que consiga garantir a existência das gerações vindouras.

A energia é um sector no qual esta questão da sustentabilidade tem de ser vista com especial destaque dado à limitação de reservas em termos de combustíveis fósseis que foram e ainda são o principal motor energético da sociedade. As questões ambientais decorrentes do uso de energia são outro factor central e que actualmente graças a uma consciencialização sobre os efeitos de grandes quantidades de emissões para a atmosfera de gases com efeito de estufa são vistos com outra preponderância.

As energias renováveis perfilam-se como solução sustentável e a longo prazo para o fim inevitável dos combustíveis fósseis no entanto os desafios são imensos e o caminho tem de começar já a ser trilhado para conseguirem corresponder às expectativas elevadas. É neste contexto que o desenvolvimento das energias marinhas se impõe dado a existência de elevado potencial mundial neste domínio.

Portugal como país marítimo e dinamizador no capítulo da energia renovável necessita de avaliar as condições de que dispõe para iniciar a exploração destes preciosos recursos. O carácter marítimo do país é inegável graças à sua posição geográfica complementada com os seus arquipélagos. Esta faceta marítima tem sido sublinhada e em conjunto com a necessidade de encontrar soluções de desenvolvimento no país surge como uma possível janela de oportunidade. Além da energia renovável já referida o mar apresenta um rol de potencialidades de exploração muito elevado e que não pode ser desconsiderado.

O aumento da população e a necessidade de maior número de recursos vai levar a uma pressão para a maximização da capacidade de exploração dos recursos de cada país sendo portanto necessário um planeamento adequado de maneira a fazê-lo seguindo os princípios de sustentabilidade necessários ao desenvolvimento a longo prazo. A compreensão desta dinâmica é essencial para a construção de políticas de desenvolvimento sustentado que permitam o desenvolvimento económico sem comprometer os activos ecológicos do país.

Os recursos energéticos renováveis marinhos que vão ser referidos englobam a exploração do recurso eólico *offshore* e das ondas que se apresentam como os mais promissores em termos de quantidades de energia passível de ser explorada num futuro próximo no entanto soluções ligadas à energia das

marés, das correntes, do gradiente térmico ou mesmo o cultivo de algas com o objectivo de produção de energia poderão também contribuir, mesmo que seja de modo simbólico, para a diversificação do *mix* energético.

A caracterização que se vai efectuar foca a avaliação energética do recurso eólico e das ondas em termos espaciais que servirá de base para todas as considerações feitas posteriormente visto só fazer sentido a colocação de equipamentos de produção de energia em locais que disponham de condições para tal. As soluções tecnológicas são revistas de maneira a compreender o nível de desenvolvimento das mesmas avaliando assim as potencialidades de instalação em termos temporais. Acopladas à tecnologia vêm as questões relacionadas com as fundações e no caso mais específico de equipamentos flutuantes é necessário ainda considerarmos as amarrações. O cabo submarino é também referido pois é indispensável para o transporte de energia eléctrica para injeção na rede possibilitando assim que a energia chegue ao consumidor.

Outros factores essenciais para a implementação de tecnologia renovável marinha compreendem as indústrias e serviços relacionados que poderão servir como alavanca ou como travão dependendo do seu estado de desenvolvimento. Factores como a localização dos portos, dos estaleiros navais e da rede existente de transporte de energia vão condicionar o desenvolvimento imediato de integração das tecnologias marinhas renováveis na realidade energética portuguesa e portanto vão também merecer referência.

2. Identificação do Recurso

A identificação do recurso energético é um passo essencial para o desenvolvimento do sector da energia marinha pois os locais de maior potencial são à partida os mais atractivos e portanto é necessária uma avaliação a nível nacional de modo a perceber se existe recurso passível de ser explorado e no caso de existir saber em que zonas ele se encontra. Em Portugal essa identificação foi feita pelo Laboratório Nacional de Energia e Geologia – LNEG, mais especificamente pela Unidade de Energia Solar, Eólica e dos Oceanos. A identificação do recurso pode ser visualizada através da utilização de uma plataforma GIS que é um instrumento poderoso de apoio à tomada de decisão e que no caso de gestão e ordenamento de territórios ocupa um papel preponderante devido à multiplicidade de utilizações, que podem ou não ser compatíveis, possíveis para a mesma zona do território. No caso da utilização do mar verifica-se um uso crescente devido ao aumento das pressões demográficas que se vem a verificar com o conseqüente aumento das necessidades alimentares, energéticas, de exploração de matérias-primas e de transporte de pessoas e bens. Esta aproximação que visa uma análise de recursos energéticos com base numa plataforma GIS, foi feita em diversos locais entre eles algumas regiões espanholas [1, 2], Suécia [3], Brasil [4], Turquia [5] e Austrália [6].

2.1 Recurso eólico *offshore*

No caso do recurso eólico, de um modo muito resumido, a identificação foi feita através de uma simulação a longo prazo de alta resolução com um modelo atmosférico de mesoescala (MM5). Este modelo foi acoplado com a informação de um ano de *Reanalysis* do *NCAR/NCEP'S* (conjunto de dados continuamente actualizado e georreferenciado que representa o estado da atmosfera terrestre) de sistemas de armazenamento em massa com intervalos de seis horas. A metodologia utilizada para a identificação do recurso está descrita em [7].

O recurso a ser analisado vai até uma profundidade de 200 metros no entanto devido a questões tecnológicas, exploradas posteriormente nesta dissertação, é conveniente encarar duas fases separadas em que a primeira vai até à batimétrica dos 40 metros e a segunda fase que se inicia precisamente acima dessa batimétrica findando na batimétrica dos 200 metros. A metodologia utilizada implicou transferir para a plataforma GIS não só a informação referente ao recurso mas também a todos os constrangimentos que depois foram considerados de modo a retirar as zonas que não se apresentavam como ideais para a exploração desse mesmo recurso. Os constrangimentos são vários e estão explicitados nos mapas apresentados nas figuras 1, 2, 3, 4 e 5 de modo a se perceber de que forma surgiram as zonas de exclusão.

As zonas de exclusão englobam um raio de 10 metros em torno das obstruções marítimas como os navios encalhados, rochas que afloram à superfície, cabos eléctricos submarinos e sua zona de protecção, bóias de carregamento de navios cisterna, zonas de embarque de pilotos e zonas de condutas de abastecimento. Os canais de navegação através dos esquemas de separação de tráfego tal como zonas de ancoragem, zonas de treino militar e zonas protegidas foram também consideradas zona de exclusão. A juntar às anteriores foi também considerada zona de exclusão um raio de 50 metros em redor de qualquer falha tectónica activa tal como a zona piloto para a energia das ondas.

Após a junção de todas estas camadas de informação efectuando as operações adequadas na plataforma GIS foi obtido um polígono, no qual não é aconselhável a instalação de equipamentos, denominado de polígono de exclusão. Na fase 1 e 2 o polígono vai ser diferente devido ao facto de a todos os constrangimentos referidos anteriormente se adicionar ainda para a fase 1 a exclusão de zonas nas quais o fundo é maioritariamente constituído por rocha.

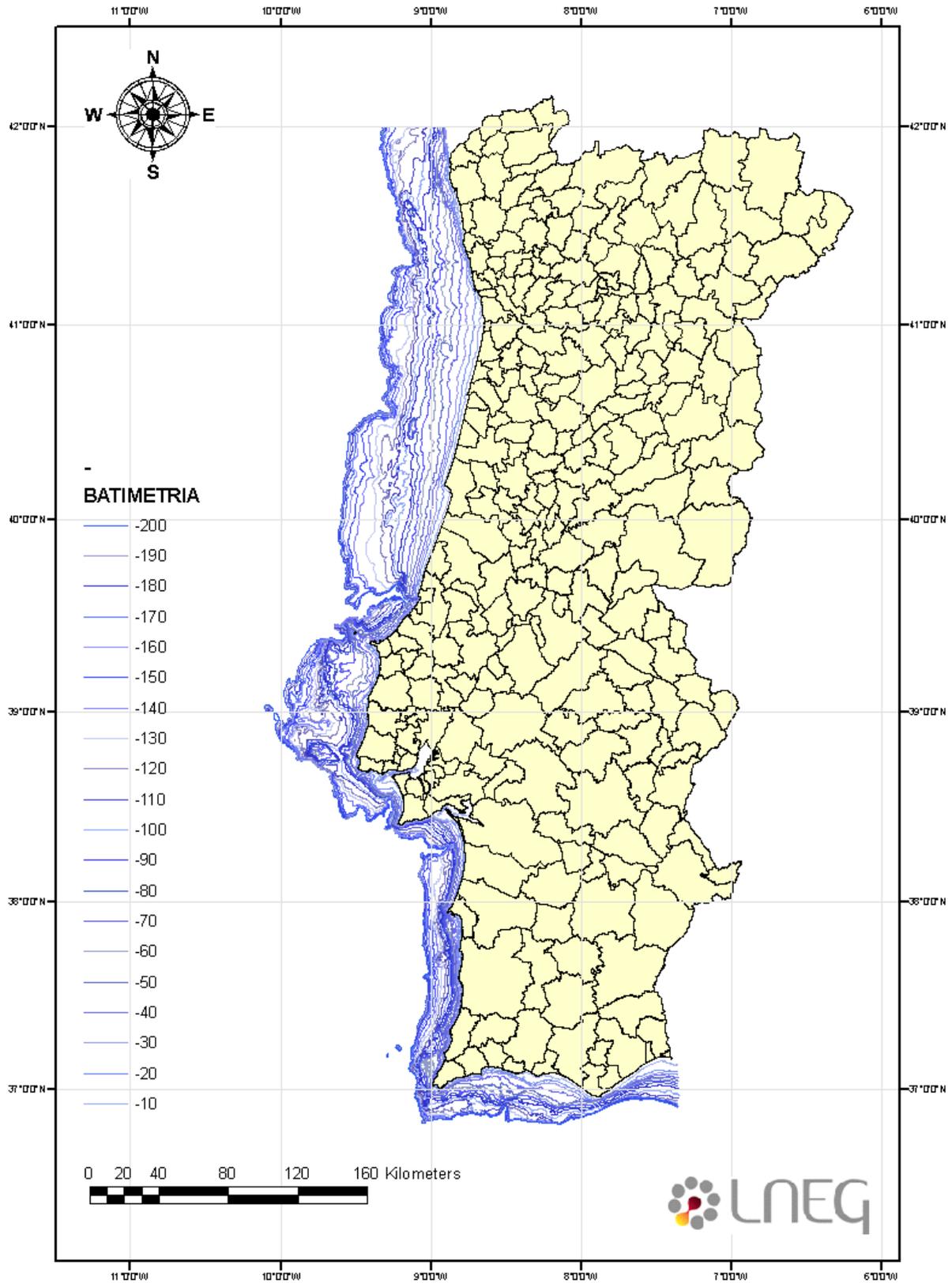


Figura 1 – Batimetria dos 0 aos 200 metros

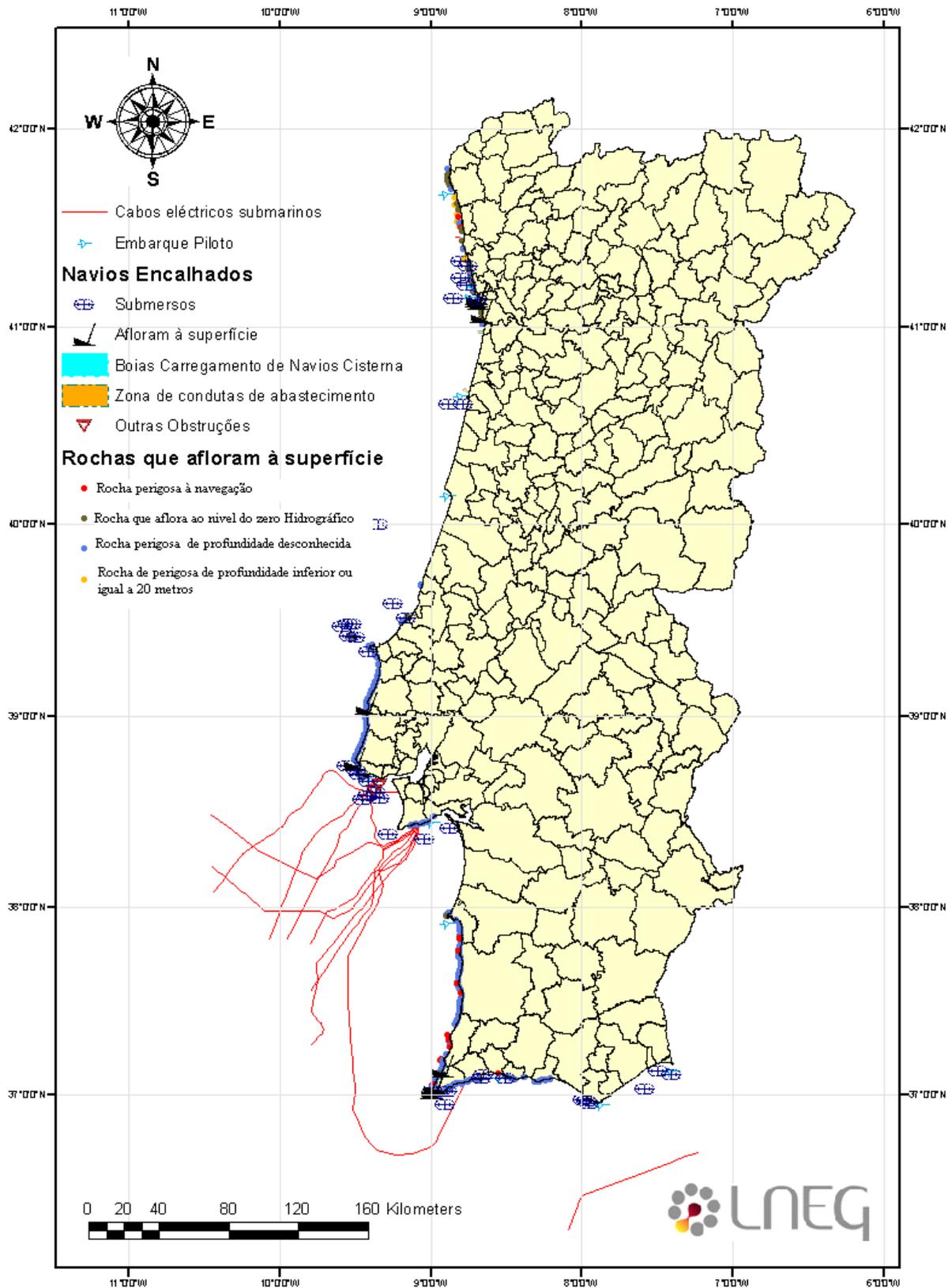


Figura 2 - Constrangimentos

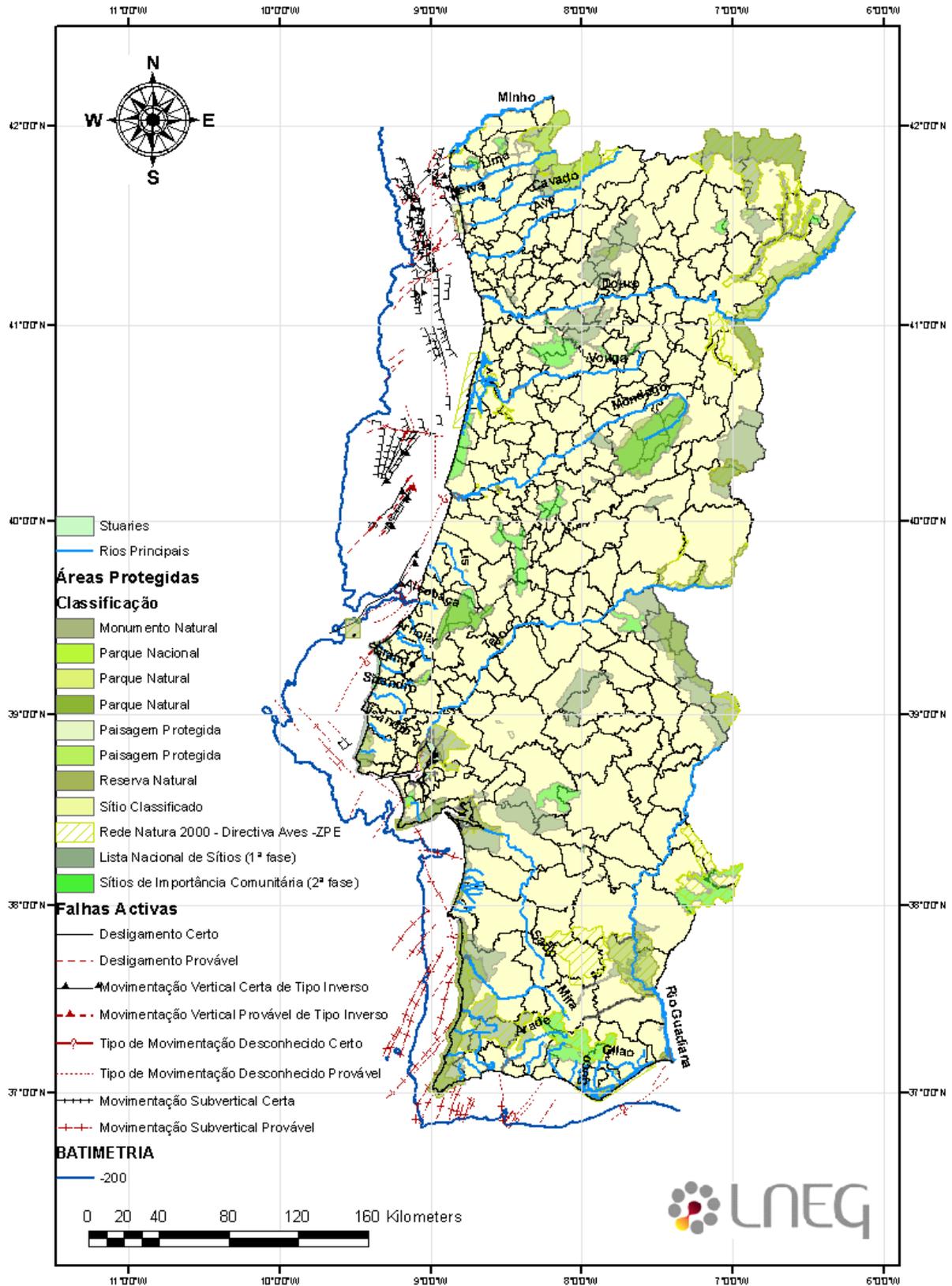


Figura 3 - Constrangimentos

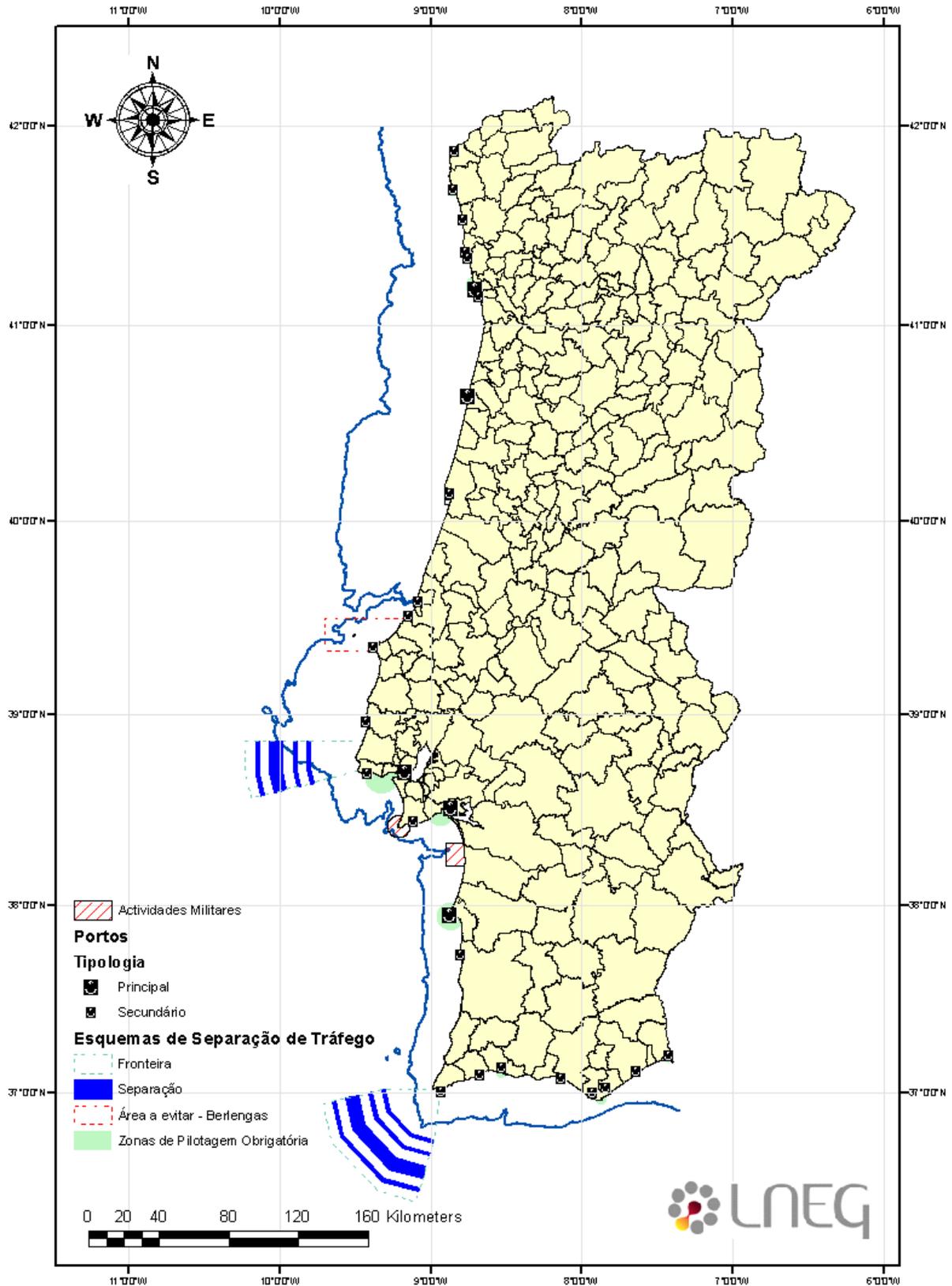


Figura 4 - Constrangimentos

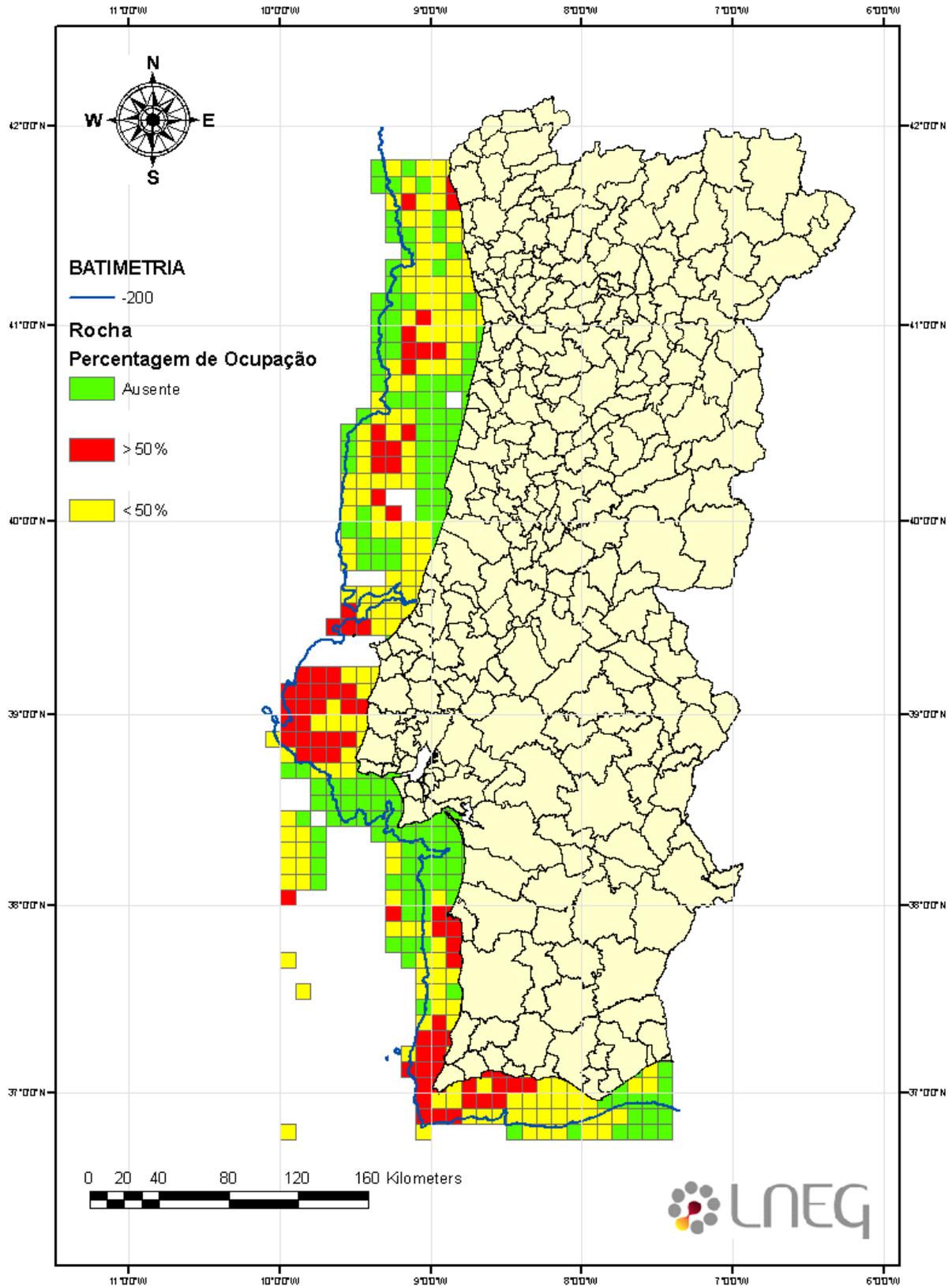


Figura 5 – Constrangimento no caso da fase 1 de exploração de energia eólica

Em [7] é referida a capacidade que é possível instalar em Portugal e que através de uma metodologia já efectuada para o eólico *onshore* explicitada em [8] é possível obter o valor da potência disponível em termos de eólico *offshore* em Portugal. O valor de 2700 horas/ano foi escolhido para mínimo em termos de recurso explorável pois só acima deste número de horas a capacidade máxima existe viabilidade financeira considerando os tarifários adoptados por outros países europeus para a tecnologia eólica offshore.

Para calcular os valores de capacidade que é possível instalar foi utilizada como referência uma turbina de teste VESTAS V80 de 2MW de instalação fixa ao fundo marinho o que para a fase 1, considerando um cenário de rentabilidade positiva acima das 2700 horas/ano, vai resultar num total de 3500MW. A tabela 1 mostra os valores de capacidade possível de instalação para o cenário acima das 2700 horas/ano e para um cenário mais restritivo acima das 2900 horas/ano por zona.

Tabela 1 – Potencial eólico offshore (fase 1)¹

Locais	Capacidade de instalação de eólico offshore	
	Acima de 2700 horas a capacidade máxima	Acima de 2900 horas a capacidade máxima
Viana do Castelo e Porto	1200 MW	550 MW
Zona da Figueira da Foz	1300 MW	100 MW
Peniche e Lisboa	950 MW	650 MW
Zona Sul	50 MW	10 MW
Total	3500 MW	1310 MW

Para a fase 2, ou seja acima da batimétrica dos 40 metros, o potencial é enorme atingindo os 40 GW de capacidade de instalação no entanto, como vai ser visto no capítulo referente às soluções tecnológicas, a exploração do recurso eólico a estas profundidades apresenta ainda desafios que terão que ser ultrapassados para uma implementação em larga escala deste tipo de equipamentos.

A visualização do recurso global já na ausência das zonas de exclusão é feita na figura 6 Tomando em consideração a fase 1 e 2 referida anteriormente a visualização é feita respectivamente na figura 7 e 8.

¹ Fonte: Referência bibliográfica [7]

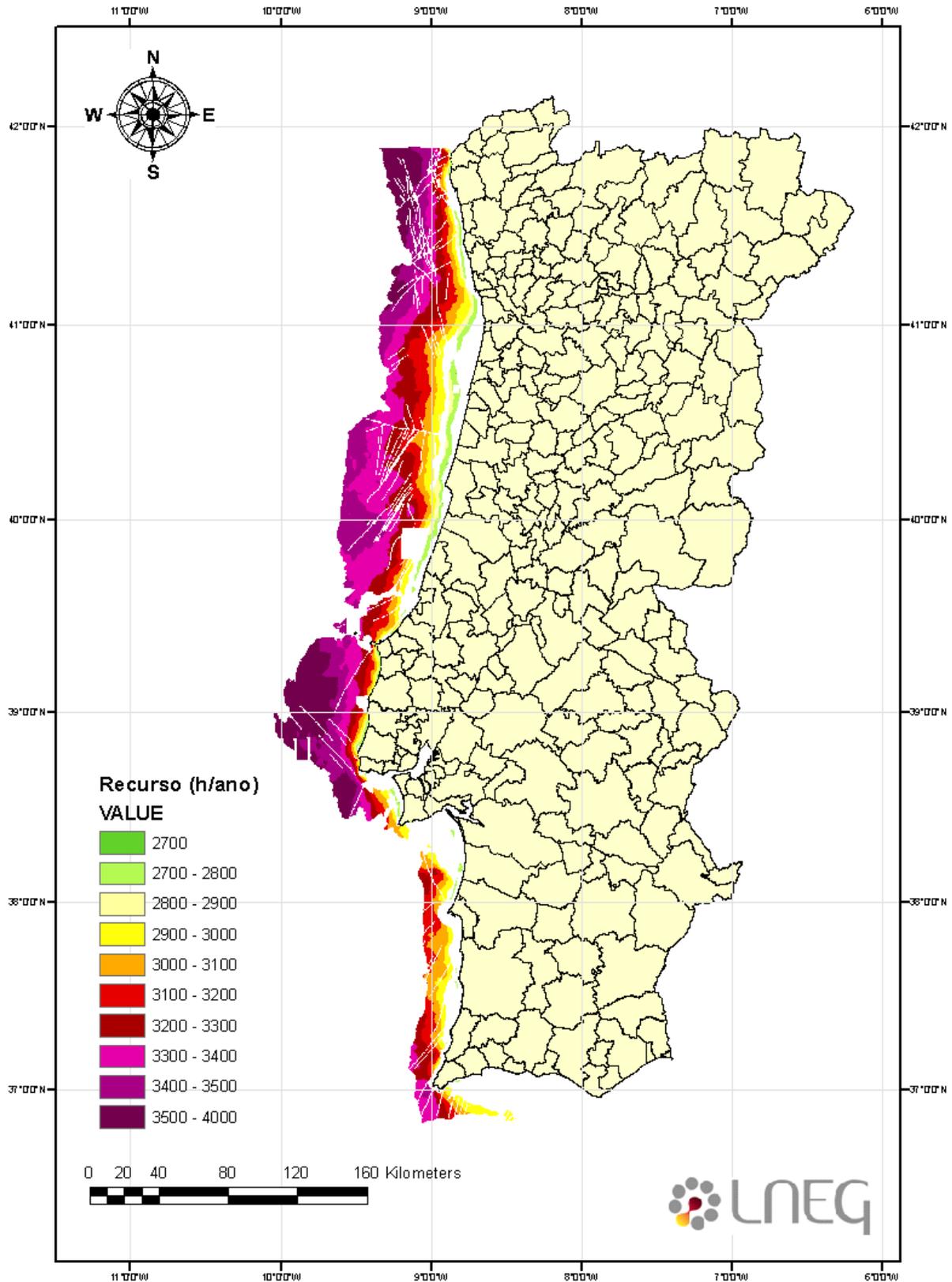


Figura 6 – Recurso eólico *offshore*

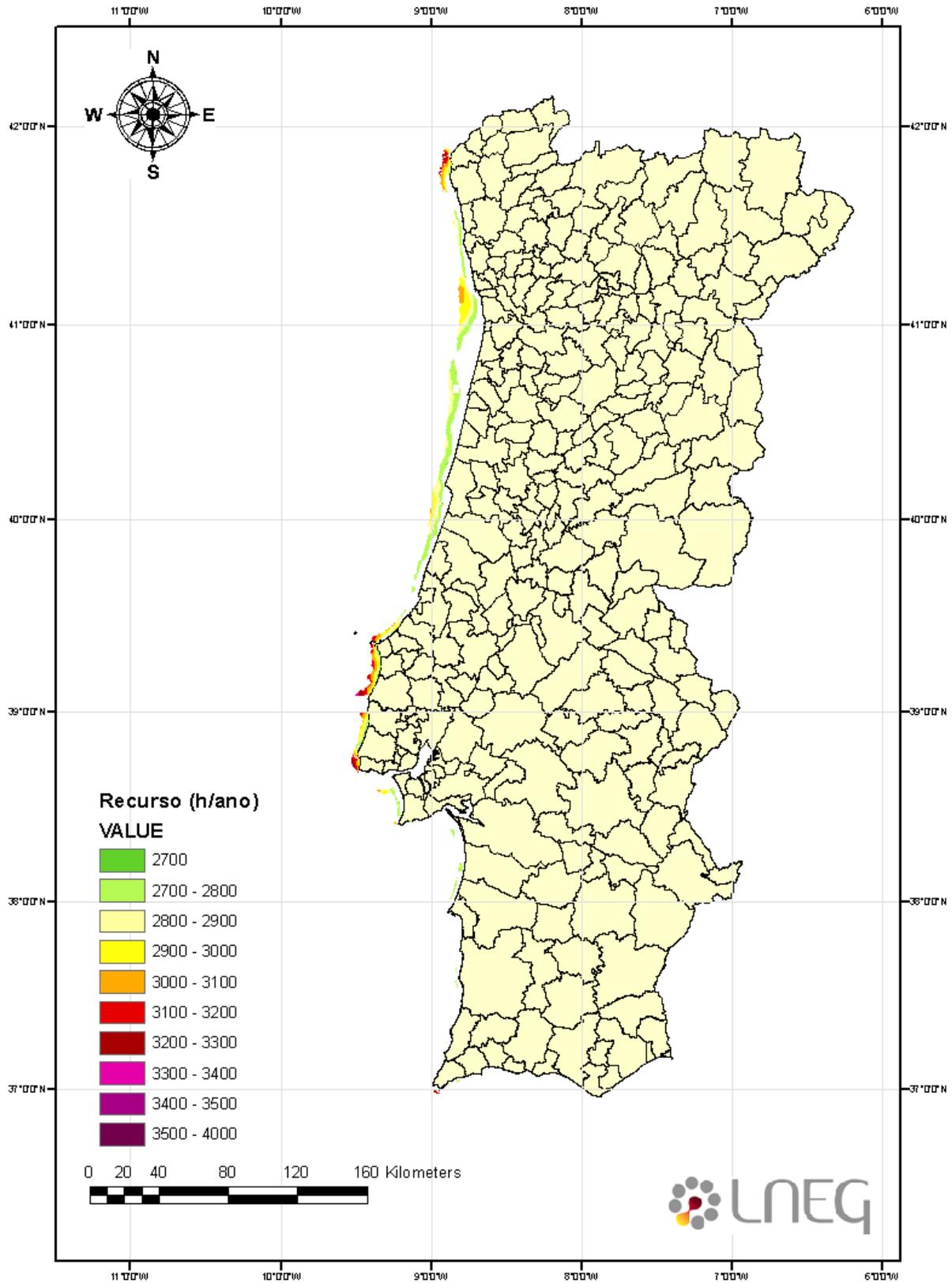


Figura 7 – Recurso eólico *offshore* na fase 1

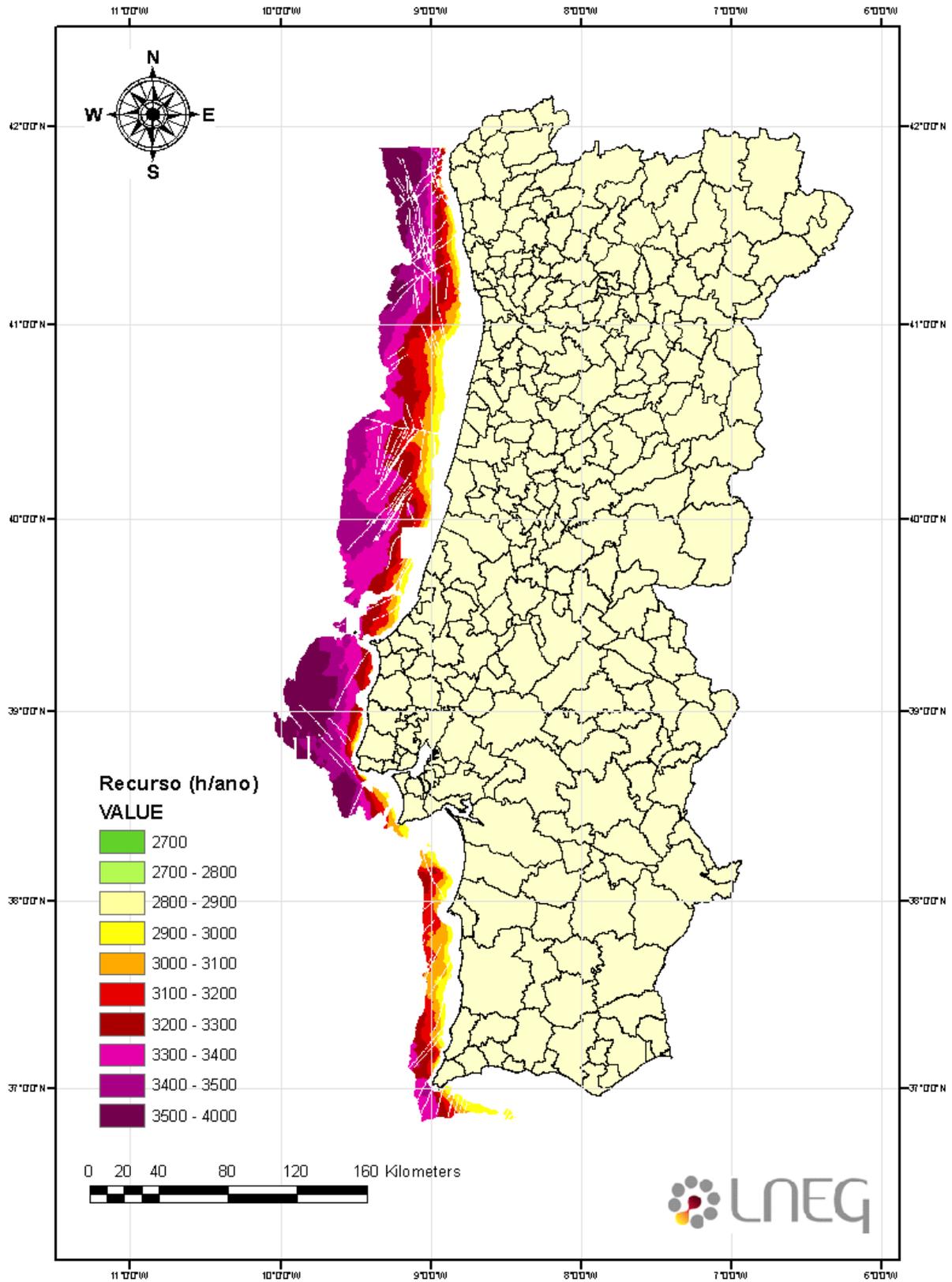


Figura 8 – Recurso eólico *offshore* na fase 2

2.2 Recurso das ondas

No caso do recurso das ondas a identificação de recurso encontra-se no PEMAP desenvolvido também pela Unidade de Energia Solar, Eólica e dos Oceanos que constitui uma plataforma GIS com informação que vai desde as obstruções marítimas passando pelas questões relacionadas com a navegação, com as restrições ambientais, com as condições de oceano e fundo, com infra-estruturas em terra e até com informação acerca da pesca praticada na costa portuguesa. Em termos de recurso de ondas o potencial energético está também representado, tendo sido utilizados os pontos do ONDATLAS com os respectivos valores de energia para a criação de um ficheiro em formato *raster* na plataforma GIS com a avaliação do potencial de ondas. A criação desse ficheiro foi feita através de uma interpolação utilizando as ferramentas da própria plataforma GIS representado na figura 9. Este trabalho foi efectuado no decorrer da realização de uma tese de mestrado tutelada pelo LNEG

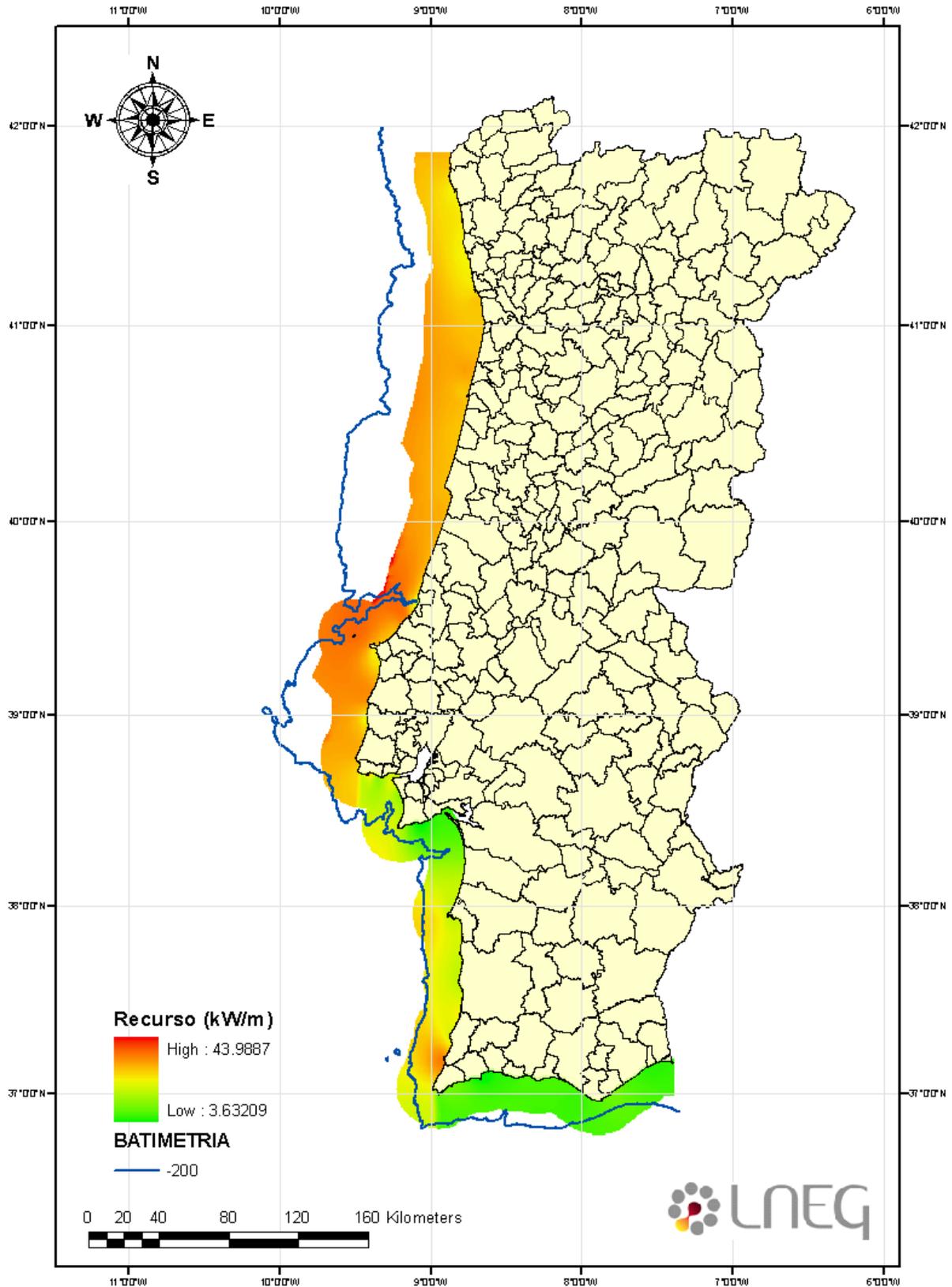


Figura 9 – Recurso das ondas disponível no PEMAP

Utilizando o mesmo procedimento na plataforma GIS foi efectuada uma nova interpolação utilizando os pontos do ONDATLAS com o valor médio de energia anual de modo a obter um ficheiro em formato *raster* cujo recurso fosse avaliado até à batimétrica dos 200 metros. Embora as operações realizadas na plataforma GIS não sejam referidas o que foi feito em traços gerais é apresentado nos parágrafos seguintes.

Após obter o recurso entre as batimétricas dos 0 e dos 200 metros exclui-se o recurso inferior a 20kW/m que à partida não se apresenta tão atractivo embora ainda não existam equipamentos em fase comercial que permitam saber qual o limite inferior em termos energéticos que viabilize a realização de projectos do ponto de vista económico.

Relativamente aos constrangimentos aplicou-se o polígono de exclusão utilizado na fase 2 de avaliação do potencial eólico cuja composição foi referida anteriormente e que também se adequa às especificidades da energia das ondas. O resultado está expresso na figura 12 que espelha o potencial de recurso das ondas.

Relativamente a valores de capacidade que é possível instalar não é possível apresentar valores numéricos pois para isso seria necessário dispor de um equipamento de extracção de energia das ondas que servisse de referência em termos de energia extraída em função de frente de onda ou área necessária para a sua implementação. No capítulo seguinte vai ser feita uma revisão em termos tecnológicos demonstrando a multiplicidade de conceitos e de métodos de extracção de energia que são ainda uma possibilidade futura não existindo actualmente uma referência tecnológica única.

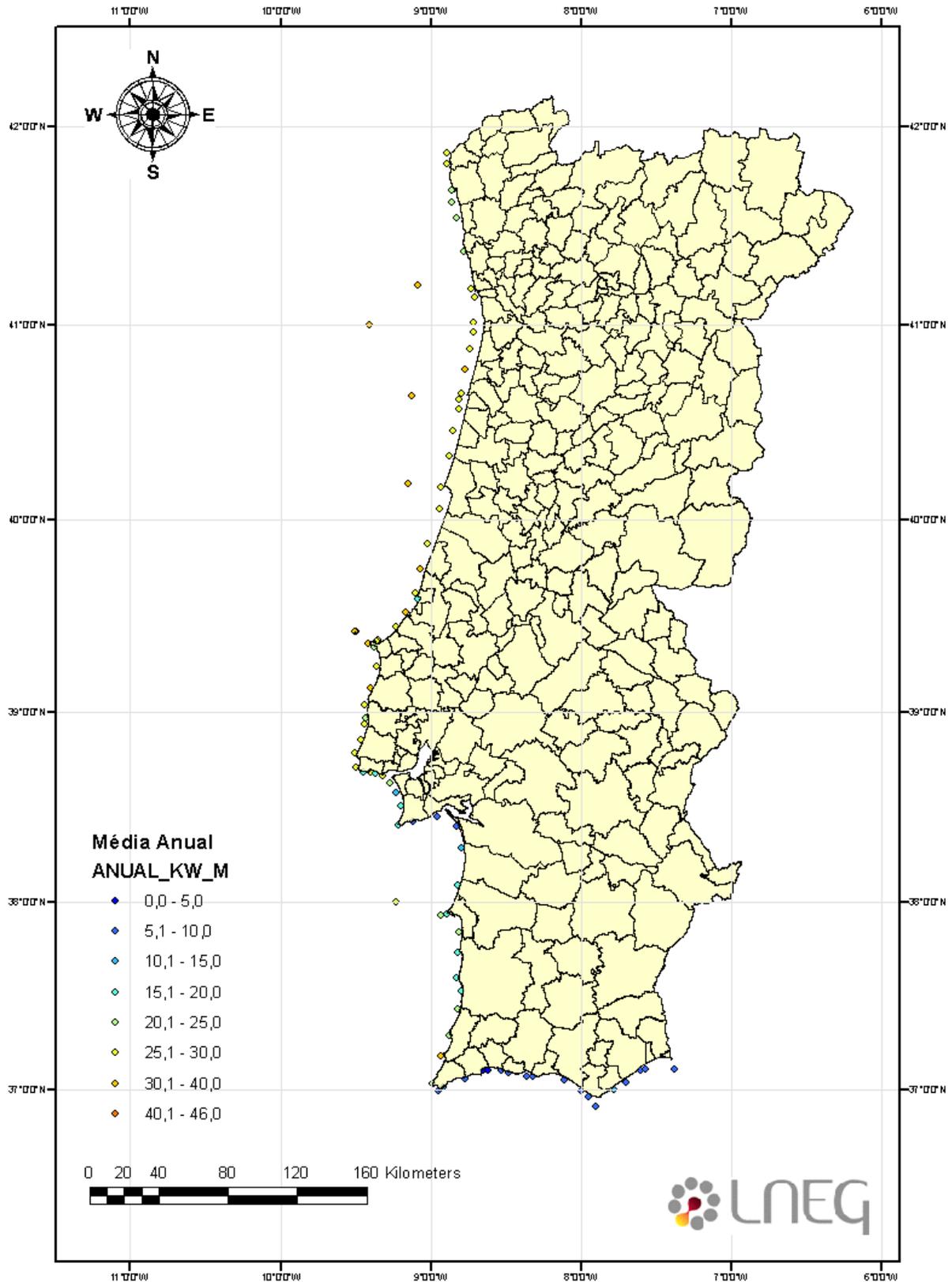


Figura 10 – Pontos do ONDATLAS com o valor do recurso

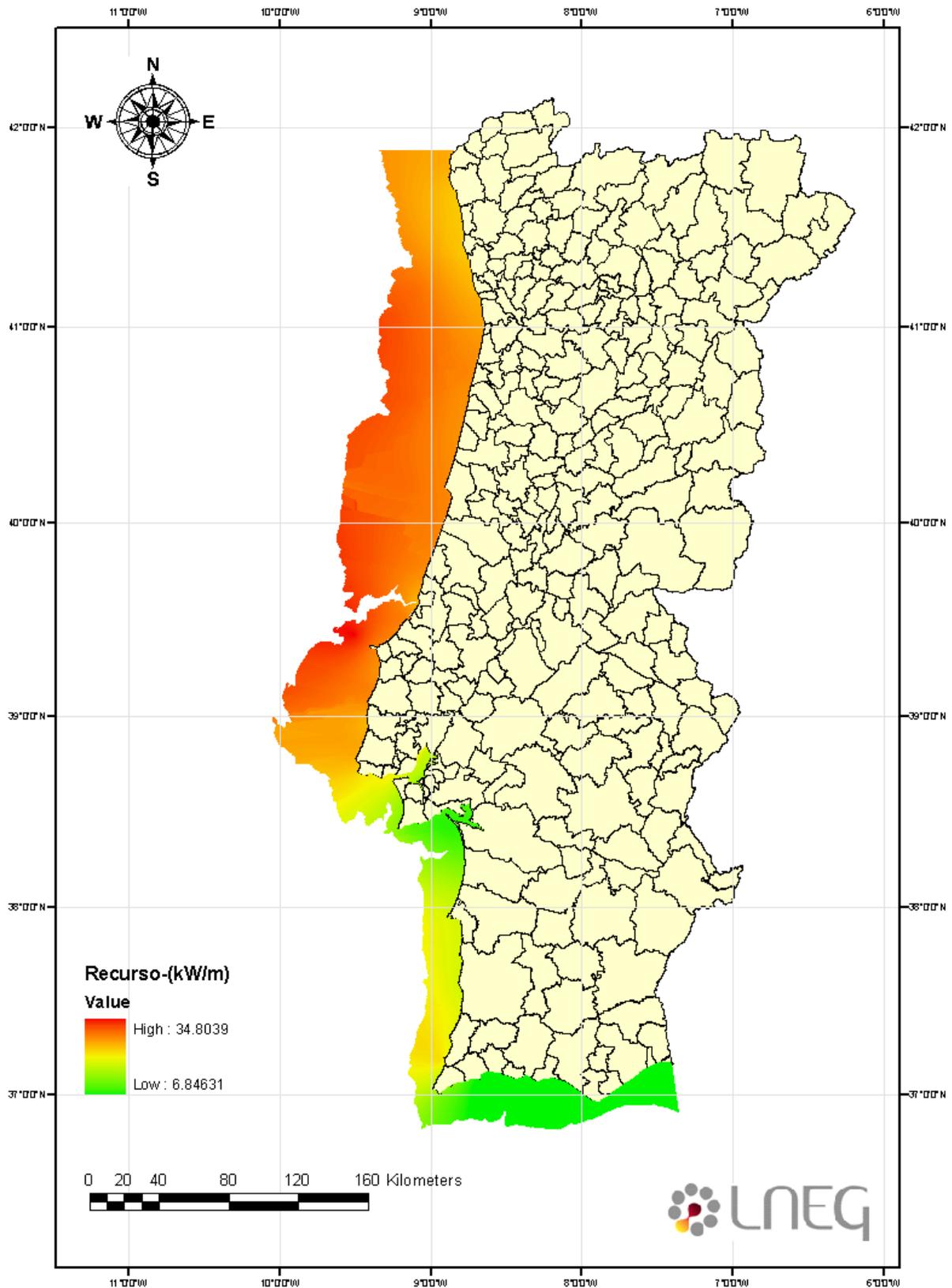


Figura 11 – Recurso das ondas entre os 0 e 200 metros de profundidade

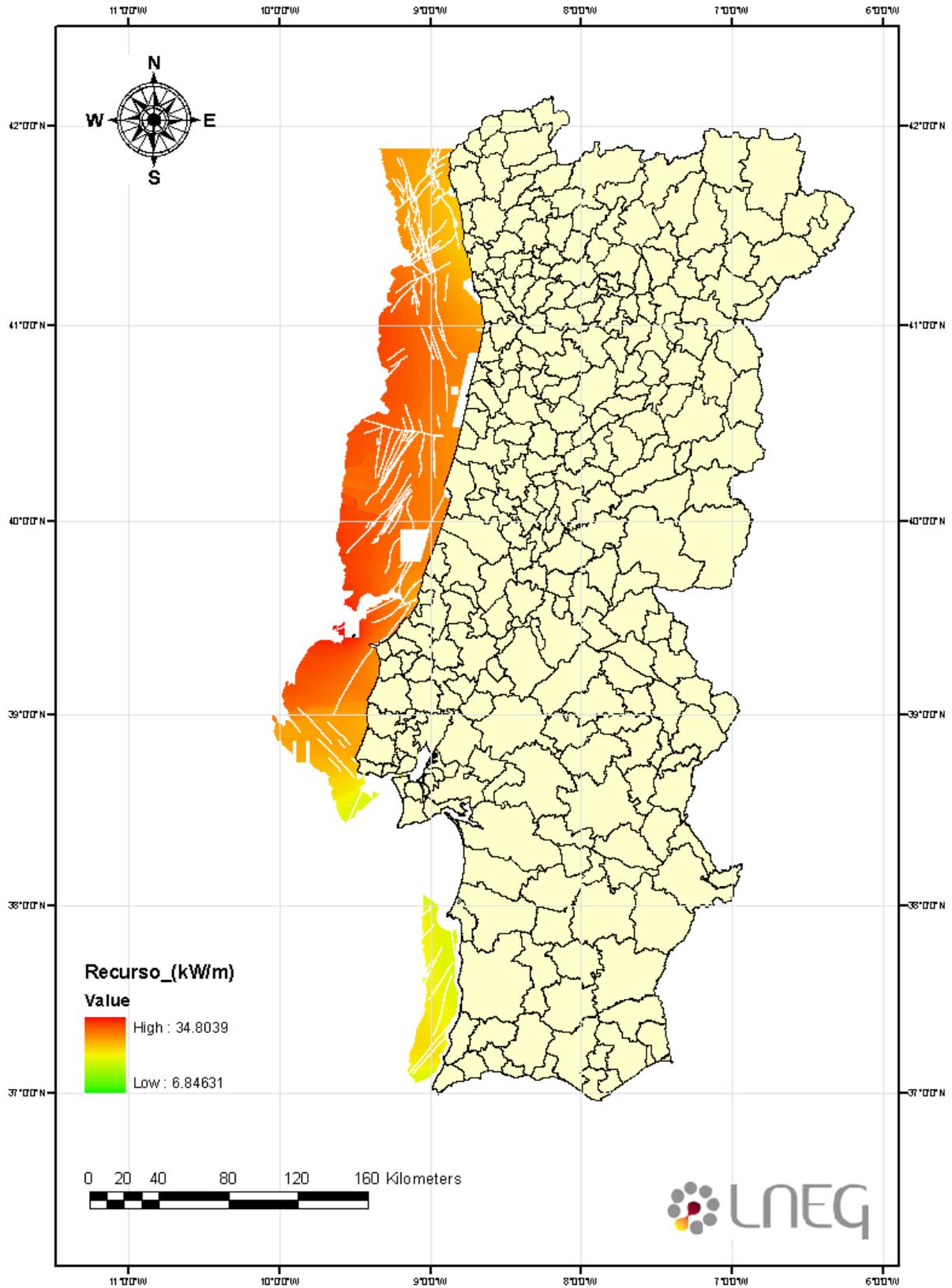


Figura 12 – Recurso das ondas

3. Tecnologias

3.1 Tecnologias Eólico *Offshore*

A tecnologia para aproveitamento do recurso eólico offshore divide-se em duas vertentes essenciais que são os sistemas fixos ao fundo e os sistemas flutuantes que visam explorar o recurso a diferentes profundidades. A fase 1 e fase 2 referidas no Capítulo 2 espelham esta realidade. A fase 1 é referente a sistemas fixos ao fundo cujo limite de profundidade máxima atingida é os 50 metros ficando a exploração a partir daí a cargo de sistemas flutuantes e que no capítulo anterior foi referida como fase 2.

O aproveitamento do recurso eólico estendeu-se de terra para locais offshore devido a vários factores destacando entre esses a ocupação dos melhores locais para extracção de energia em terra associada a uma grande disponibilidade de recurso offshore que permite a disponibilidade de áreas muito elevadas para a sua exploração [9]. A passagem das turbinas eólicas para o meio marinho é já uma realidade consumada utilizando sistemas fixos ao fundo existindo várias possibilidades para as fundações. Em termos de sistemas flutuantes existem já vários conceitos a serem desenvolvidos no entanto ainda não se alcançou uma fase comercial.

Em termos de turbina a tecnologia é muito semelhante existindo só alguns detalhes que visam a optimização dos equipamentos e a adaptação a uma atmosfera mais corrosiva para alguns equipamentos. Empresas fornecedoras de turbinas como a *Siemens*, *Vestas*, *REpower*, *BARD*, *Multibrid*, *Nordex*, *Enercon*, *GE* e *Win Wind* já fornecem o mercado offshore e são uma adaptação para o meio marinho das máquinas utilizadas *onshore*. Esta adaptação vai continuar e o desenvolvimento de turbinas totalmente adequadas para o meio marinho é só uma questão de tempo. A potência da turbina é uma questão essencial mas ainda não existe consenso da potência óptima em função da optimização de custos e da segurança de funcionamento de forma a minimizar as potenciais avarias.

O aumento do tamanho das turbinas implica também a necessidade de navios de instalação maiores e com maiores capacidades de elevação que acarretam mais custos o que leva a ter que se encontrar uma forma de compromisso óptima para a eficiência económica dos projectos. Turbinas cada vez maiores são uma realidade e na tabela seguinte são apresentadas algumas das características das turbinas de vários MW disponíveis no mercado.

Tabela 2 – Turbinas de MultiMW²

	GE Power	Siemens	Vestas	Repower
Tipo	4.0-110	3.6 MW	V120	5M
Potência (kW)	4000	3600	4500	5000
Caixa de velocidades	Triple stage	Triple stage	Triple stage	Triple stage
Gerador	Imanes permanentes	Assíncrono	Assíncrono	Assíncrono com dupla alimentação
Conversor	Conversor de potência	Conversor automático	Não disponível	Conversor IGBT
Diâmetro do Rotor (m)	110	107	120	126
Massa da nacelle + rotor (ton)	295	215	210	410
Velocidade nominal do vento (m/s)	14	12-13	12	12
A operar desde	Maio 2010	Dezembro 2004	Não disponível	Novembro 2004

² Fonte: www.offshore-wind.de

Tabela 3 – Turbinas de MultiMW³

	Multibrid	Enercon	BARD	Nordex
Tipo	M5000	E-126	VM	5 MW Offshore
Potência (kW)	5000	7500	5200	5000
Caixa de velocidades	Single stage	gearless	Triple stage	Não disponível
Gerador	Síncrono com excitação de imanes permanentes	Síncrono	Assíncrono com dupla alimentação	Não disponível
Conversor	Conversor de 4 quadrantes	Conversão com circuito intermediário DC	Não disponível	Não disponível
Diâmetro do Rotor (m)	116	127	122	115
Massa da nacelle + rotor (ton)	310	650	375	Não disponível
Velocidade nominal do vento (m/s)	12	17	12	Não disponível
A operar desde	Dezembro 2004	Agosto 2007	Não disponível	Não disponível

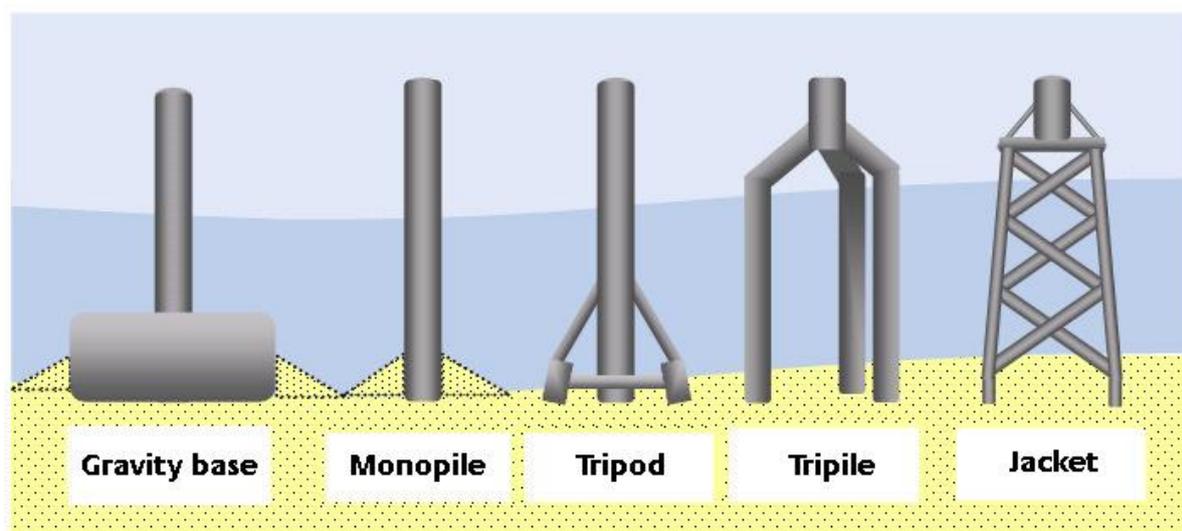
O desenvolvimento em termos de turbinas pode passar pela melhoria dos sistemas de controlo, pela melhoria da monitorização das condições envolventes, utilizando algoritmos preventivos para evitar manutenções, otimizando assim a inteligência da turbina por assim dizer. Outro caminho que se pode seguir será o da utilização ao mínimo de peças móveis tornando a turbina mais robusta de modo a reduzir ao mínimo a possibilidade de falha. Sugestões para o desenvolvimento deste segundo caminho podem ser por exemplo a utilização de turbinas com duas pás, com velocidade variável com outro tipo de geradores e sem caixas de velocidades. As actividades de operação e manutenção no meio marinho são muito dispendiosas com janelas temporais restritas e portanto é de todo o interesse minimizar as deslocações até ao local. Algumas das hipóteses em estudo são encaixes que permitam remover a *nacelle* e colocar outra sobressalente, sistemas que, sem a necessidade de presença humana, consigam efectuar mudanças de óleo, escovas e filtros, pás com várias camadas de protecção e tornar as componentes modulares para serem fáceis de mudar em caso de avaria.

3.1.1 Sistemas fixos ao fundo

O tipo de fundação como já foi referido é de carácter essencial para um projecto de instalação de turbinas eólicas no meio *offshore* sendo as soluções distintas das aplicadas no caso *onshore* [10]. No caso dos sistemas fixos ao fundo as soluções possíveis são a utilização de uma base gravítica, um *monopile* (estaca), um *tripod*, um *tripile* ou por fim uma estrutura metálica designada por *jacket* [11].

A utilização de diferentes tipos de fundação vai alterar o processo de instalação e nalguns casos mesmo o método de transporte pode variar o que leva a ter que existir estudos para cada local onde se pretende instalar um parque eólico de modo a não só escolher a melhor opção em termos técnicos mas também a que permita a viabilidade económica do parque. Para a escolha do tipo de fundação no parque eólico *offshore* de *Kriegers Flak* na Suécia foram efectuados projectos conceptuais [12] de instalação de fundações gravíticas [13], *monopiles* de aço [14], *monopiles* de cimento [15], *tripods* [16] e *jackets* [17].

³ Fonte: www.offshore-wind.de


 Figura 13 – Tipos de estrutura fixa⁴

Este tipo de estruturas foi já instalado, existindo turbinas em funcionamento para cada um dos tipos de fundação. Exemplos de locais diferentes tipos de fundação são dados na tabela 4.

 Tabela 4 – Parques com diferentes tipos de fundação⁵

Fundação gravítica	Monopile	Tripod	Tri-pile	Jacket
Nysted (Dinamarca)	Greater Gabard (Reino Unido)	Borkum West (Alemanha)	Bard Offshore 1 (Alemanha)	Beatrice (Reino Unido)
Thornton Bank (Bélgica)	Egmond ann Zee (Holanda)			
Lillgrund (Suécia)				

3.1.2 Sistemas flutuantes

Os sistemas flutuantes ainda não alcançaram a etapa comercial e encontram-se numa fase de desenvolvimento e investigação. A utilização de semi-submersíveis e de *spars* é uma realidade consumada na actividade petrolífera e existem empresas que estão a ver se adequam estas tecnologias à realidade específica da extracção de energia eólica. A utilização de semi-submersíveis possibilita uma utilização a partir dos 50 metros de profundidade enquanto que para instalação de *spars* são convenientes cerca de 100 metros de profundidade. O desenvolvimento destas tecnologias está a ser feito pelas empresas *Principle Power*, com o projecto *Wind Float*, e *Blue H* no caso de plataformas semi-submersíveis enquanto que a *Statoil*, com o projecto *Hywind*, e a *Sway* apostam no *spar*. Além da dificuldade em termos de construção destes sistemas o maior entrave que ainda se apresenta é o elevado custo económico que tem que decrescer para ser possível alcançar a fase comercial. O projecto *Hywind* já chegou inclusivamente à fase de colocação de um protótipo no mar sendo o primeiro a chegar a esta fase.

⁴ Fonte: Agência de energia alemã (Dena)

⁵ Fonte: Referência bibliográfica [11]

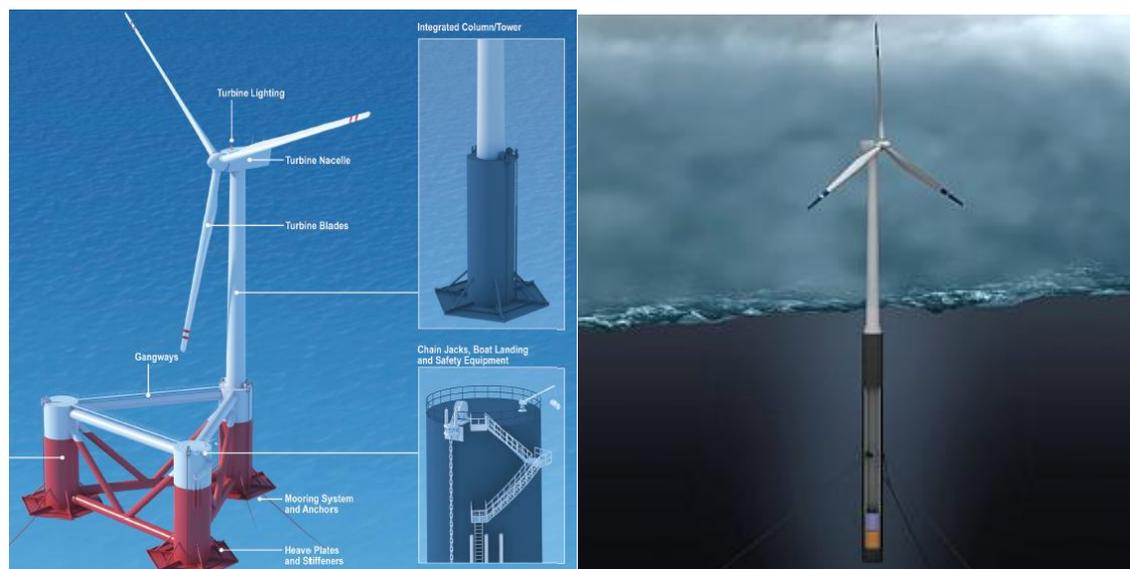


Figura 14 e 15 – Wind Float⁶ e Hywind⁷

⁶ Fonte: www.principlepowerinc.com

⁷ Fonte: www.statoil.com

3.2 Ondas

3.2.1 Classificação

A tecnologia de aproveitamento de energia das ondas ainda está numa fase de desenvolvimento existindo diversos tipos de conceitos baseados em princípios de funcionamento diferentes. A classificação dos equipamentos pode ser feita de várias formas [18] sendo a mais evidente a que se baseia no local de implantação dos mesmos. Os equipamentos são classificados em três categorias dependendo da sua colocação na costa (*onshore*), perto da costa (*nearshore*) ou longe da costa (*offshore*). É uma classificação simples bastante intuitiva que permite, num quadro geral, avaliar logo algumas das potencialidades e constrangimentos do sistema de extracção de energia.

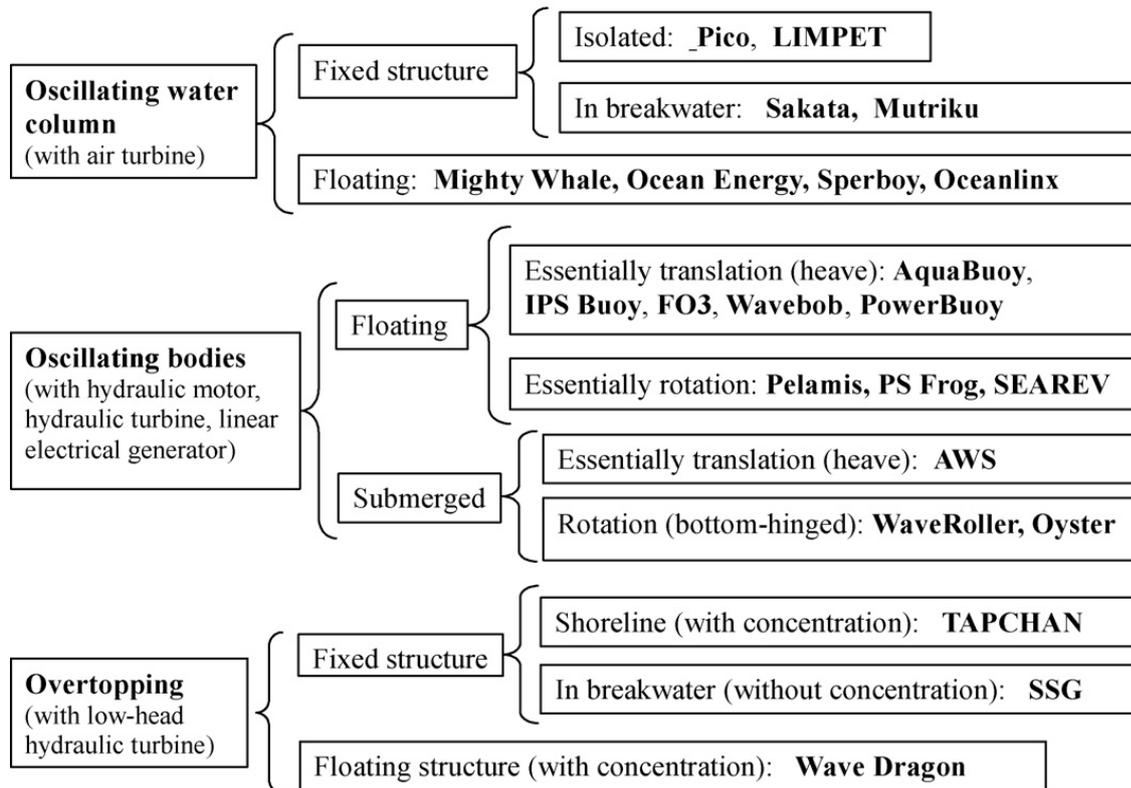
Em traços gerais os equipamentos a serem instalados na costa ou perto dela apresentam vantagens como um custo de instalação mais baixo e com maior facilidade tanto na respectiva instalação como nalguma manutenção que venha a ser necessária. Outro factor a ter em conta é a interligação do centro electroprodutor com a rede, tendo em consideração que a utilização de um menor comprimento de cabo eléctrico permite igualmente aligeirar o investimento. Claro que estes sistemas, devido aos valores baixos de batimetria, não têm um valor de recurso energético disponível tão elevado, o que se apresenta como o principal constrangimento destas soluções.

O aproveitamento energético de energia das ondas longe da costa apresenta como principal atractivo o alto valor de recurso disponível aliado a uma grande área disponível, no entanto, é necessário ultrapassar constrangimentos ligados a uma instalação mais elaborada e a custos tanto de instalação e manutenção superiores como de interligação à rede, através de cabo submarino, que pode tornar-se uma fatia elevada do investimento, à medida que nos vamos afastando da costa. As questões ligadas à sobrevivência dos equipamentos em caso de tempestade são também um factor central a ter em conta.

Este tipo de aproximação é importante pois em termos de planificação e com a disponibilidade da análise de recurso é possível saber que locais são passíveis para efectuar a instalação dos equipamentos. A análise de recurso utilizada neste trabalho, cuja autoria é o LNEG, é essencial para avaliar a potencialidade espacial de determinado equipamento.

Outra classificação possível é o enquadramento dos equipamentos nas classes de atenuador, absorvedor pontual ou de terminador. Os equipamentos que se enquadram na categoria de atenuador estão colocados perpendicularmente à direcção das ondas incidentes e como exemplo pode ser referido o *Pelamis*. Os absorvedores pontuais são equipamentos que possuem uma dimensão relativamente pequena em comparação com o comprimento de onda incidente existindo um leque de equipamentos vasto nesta categoria entre os quais se pode referir o *AWS*, o *Powerbuoy*, o *Wavebob* entre outros. Por último os terminadores apresentam-se colocados com o seu principal eixo paralelo à frente de onda e existem também múltiplos exemplos referindo-se desde já o *Wavedragon* ou o *Salter's Duck*. Esta classificação é no entanto, na minha opinião, pouco sensível enquadrando-se na mesma categoria equipamentos com modos de funcionamento muito distintos

A classificação que vai ter como base a descrição das características gerais de cada tipo de equipamento é baseada no princípio de funcionamento, abordagem essa que foi feita em [19] e que é esquematizada na figura seguinte:


 Figura 16 – Classificação dos equipamentos de extracção de energia das ondas⁸

Esta classificação permite uma organização mais simples dos equipamentos e assenta essencialmente no modo físico como eles funcionam sendo, na minha opinião, mais adequada para obter uma visão generalizada, organizada e sistemática permitindo no caso de surgirem novos equipamentos a sua classificação sem grandes dificuldades. O subcapítulo seguinte vai ocupar-se da classificação e descrição das características essenciais de uma parte dos equipamentos que existem, ou que estão projectados actualmente, não sendo no entanto o objectivo desta dissertação uma análise detalhada de cada um deles mas sim uma visão global que nos permita aferir em termos gerais o potencial energético das ondas no panorama nacional.

3.2.2 Equipamentos

3.2.2.1 Coluna de água oscilante

3.2.2.1.1 Estrutura fixa

A coluna de água oscilante (CAO) numa estrutura fixa é um tipo de dispositivo de extracção de energia das ondas que tem já vários estudos feitos e algumas centrais de tamanho real construídas que possibilitaram o desenvolvimento do conhecimento acerca destas estruturas e permitiram explicitar alguns dos constrangimentos na sua aplicação. Um CAO é uma estrutura geralmente de betão, que se encontra parcialmente submersa, dispendo de uma abertura abaixo de superfície livre da água de modo a aprisionar ar dentro da câmara. Conforme a superfície livre de água oscila, devido às ondas

⁸ Fonte: Referência bibliográfica [19]

incidentes, o ar contido na câmara sofre uma variação de pressão o que faz com que passe por uma turbina ligada a um gerador eléctrico.

Uma das centrais baseadas na tecnologia CAO instaladas foi o *LIMPET (Land Installed Marine Pneumatic Energy Transformer)* [20] situada na ilha de *Islay* próximo de *Portnahaven*. A estrutura foi construída num precipício rochoso escavando a rocha a partir da costa deixando um tampão, que só foi removido depois, permitindo que a sua construção fosse em seco. O colector desta central é em betão cuja utilização é comum devido à longa experiência na sua utilização e o seu relativo baixo custo face a outros materiais. A unidade de geração de energia está colocada imediatamente atrás do colector no qual foram instaladas duas turbinas *Wells* de 500 kW, que apresentam como principal característica ter um sentido de rotação da turbina independente do sentido do fluxo de ar, o que viabiliza a não utilização de válvulas rectificadoras estando no entanto associado a este tipo de turbina um menor rendimento.

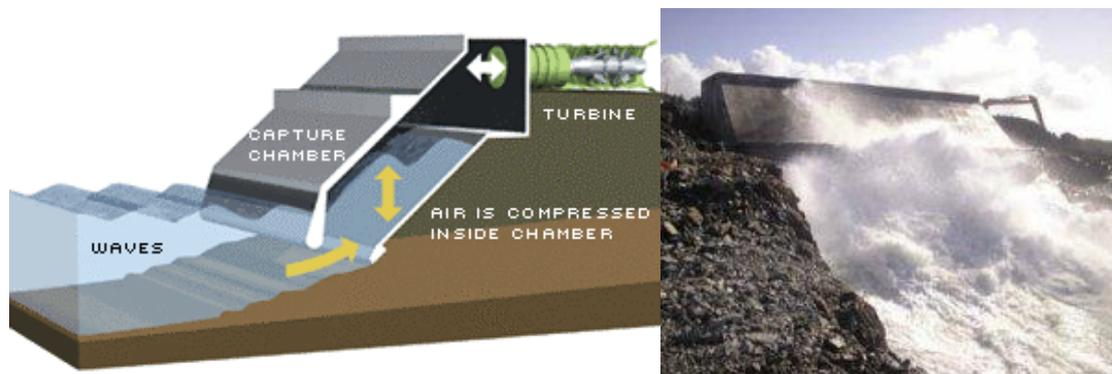


Figura 17 e 18 - Visão esquemática e fotografia do *LIMPET*⁹

Após a instalação e operação da central foi possível tirar algumas conclusões para futuros investimentos sendo a primeira delas a correcta avaliação do recurso disponível que neste caso foi um pouco menor que o inicialmente previsto passando de 20kW/m na fase conceptual para 12kW/m na fase de operação. A construção apresentou também algumas dificuldades tanto em termos de falta de previsão de janelas temporais, nas quais seria possível trabalhar, como também nos métodos utilizados tais como a insuficiência da barreira natural para estancar completamente a água. A remoção dessa mesma barreira originou a criação de uma grande quantidade de detritos que dificultavam a entrada da água na câmara. Durante a operação foi também necessário alterar alguns detalhes como a porta da sala da turbina que devido ao *overtopping* teve que ser trocada por uma estanque. No que se refere à eficiência da turbina foi notada uma diminuição relativamente ao previsto devido ao sistema atenuador de ruído e também um rendimento muito baixo para baixas velocidades do gerador. Os baixos custos de manutenção, a possibilidade de controlo remoto da central via modem e a utilização do conhecimento obtido na instalação e operação da central são apontados como sucessos deste projecto.

A central do Pico [20] é outro exemplo de uma unidade CAO instalada da qual foi possível extrair conhecimento e experiência para projectos vindouros. A central situa-se na ilha do Pico no arquipélago dos Açores tendo uma potência instalada de 400kW utilizando uma turbina *Wells*. Uma inundação atrasou a realização do projecto obrigando à mudança da sala de controlo da central. Outro constrangimento foi a destruição por várias vezes da barreira criada para protecção das águas durante os trabalhos levando depois à dificuldade de efectuar trabalhos em meio submarino. O facto da central estar situada na ilha levou a uma escolha mais limitada de parceiros para a fase de construção. A

⁹ Fonte: Referência bibliográfica [20]

ligação à rede foi feita mas a produção foi bastante inferior ao esperado e actualmente espera-se recuperar a central com alterações ao projecto inicial.



Figuras 19 e 20 - Visão esquemática¹⁰ e fotografia¹¹ da central do Pico

As instalações em molhes são um tipo particular da utilização da tecnologia CAO que importa referir pois possibilitam a sua integração em estruturas que são feitas com outros objectivos que não a extracção de energia mas que têm um potencial de aproveitamento elevado pois encontram-se disseminadas por toda a costa. Esta integração é muito positiva tanto na partilha de custos entre as estruturas como também na co-existência de várias actividades como a extracção de energia e por exemplo a protecção da costa. Existem já vários exemplos de projectos [21] com estas características entre eles pode citar-se o de *Trivandrum* na Índia e *Sakata* no Japão. Além das vantagens de custos partilhados e da rentabilização do investimento entre os intervenientes, que no caso são o produtor eléctrico, e por exemplo a entidade portuária. É de referir também a melhoria nas condições hidrodinâmicas no molhe pois a energia incidente é absorvida em vez de ser reflectida ou dissipada pela sua superfície, logo a força das ondas incidentes não está a ser toda aplicada contra a estrutura estando parte dela a ser utilizada para fazer girar a turbina reduzindo assim a sua carga aplicada.



Figura 21 e 22 - CAO no Japão e na Índia¹²

¹⁰ Fonte: www.pico-owc.net

¹¹ Fonte: Referência bibliográfica [20]

A estrutura fixa também pode ser colocada próximo da costa apresentando um princípio de funcionamento semelhante ao anterior, no entanto a sua instalação deve ser feita até uma profundidade de cerca de 15 metros. O *OSPREY* (*Ocean Swell Powered Renewable energy*) [20][22] é um exemplo de uma estrutura deste tipo, no entanto, durante a sua instalação os tanques de lastro foram danificados por uma onda que levou ao abandono da estrutura. A estrutura tinha um colector com 20 metros de largura e iria dispor de duas turbinas *Wells* de 500kW cada. Os tanques de lastro estavam dos dois lados do colector em cima do qual além das já referidas turbinas estavam os equipamentos de controlo e transmissão. Acoplado a esta estrutura existia a possibilidade de instalar uma torre eólica de modo a obter um melhor aproveitamento energético e também a rentabilizar a estrutura. O peso da estrutura sem lastro atingia as 750 toneladas e os tanques de lastro tinham um máximo de 20 metros de altura e 44 metros de largura.

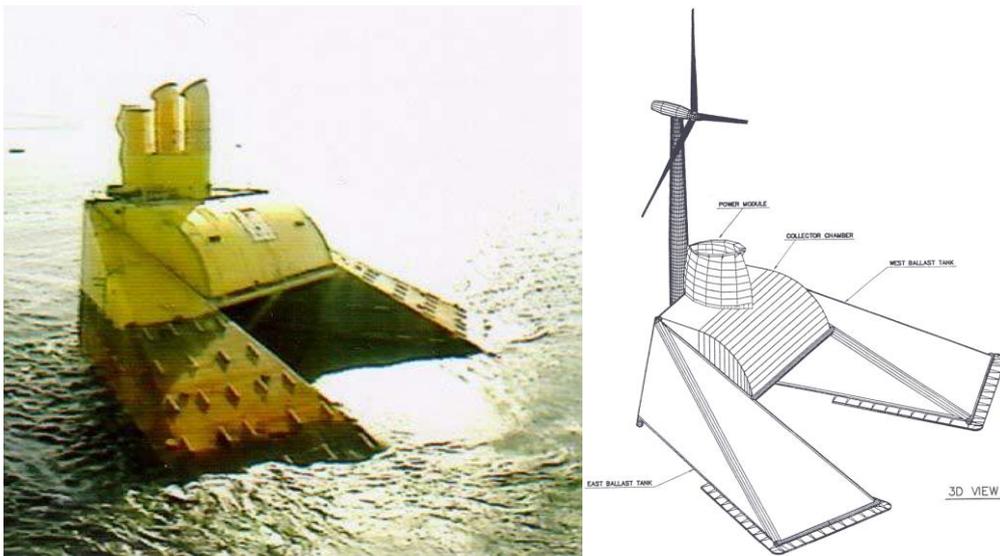


Figura 23 e 24 - Fotografia¹³ e visão esquemática¹⁴ do *OSPREY*

Apesar do funcionamento ser semelhante ao da estrutura que está situada na costa, este tipo de dispositivo apresenta um maior potencial na quantidade de locais onde pode ser instalado, pois não é necessário um acesso directo e uma costa com condições muito específicas, como no caso das instalações anteriores, no entanto, os custos de manutenção podem ser superiores e a facilidade de acesso é reduzida devido à necessidade de utilização de meios de transporte marítimos.

3.2.2.1.2 *Estrutura flutuante*

A tecnologia CAO flutuante tem o mesmo método de funcionamento da CAO que se encontra numa estrutura fixada na costa ou perto dela permitindo no entanto aproveitar recurso que existe ao largo devido às maiores profundidades e conseqüente menor dispersão de energia devido ao fundo. Geralmente a instalação deste tipo de tecnologia pressupõe uma profundidade superior a 40 ou 50 metros. Esta tecnologia aponta como vantagens o pequeno número de peças móveis e a localização acima da superfície dos seus equipamentos eléctricos. As dimensões deste tipo de equipamento

¹² Fonte: Referência bibliográfica [21]

¹³ Fonte: Referência bibliográfica [20]

¹⁴ Fonte: Referência bibliográfica [22]

variam bastante de um projecto para outro podendo assim servir uma multiplicidade de utilizações a par da extracção de energia.

Dependendo da tecnologia a extracção de energia pode ser feita apenas numa ou em várias colunas de água oscilante e nalguns sistemas é até possível uma construção modular, que permite a utilização da plataforma flutuante para múltiplos objectivos. A simplicidade de um sistema cujo objectivo é apenas a extracção de energia através deste método é um ponto forte, no entanto, a possibilidade de integração em sistemas complexos e multiusos vai permitir uma aplicação muito mais abrangente existindo já planos conceptuais para a sua inclusão em aeroportos e mega portos flutuantes. A sua integração com a aquicultura e com a utilização das águas mais calmas atrás das estruturas de extracção de energia para desportos aquáticos e zonas de lazer é também um factor a ter em conta e que é referido nalguns projectos.

Os CAO flutuantes foram os primeiros conversores de energia das ondas a serem desenvolvidos na década de sessenta e setenta do século passado no Japão, devido a *Yoshio Masuda* um comandante naval. As bóias de navegação foram o primeiro passo seguindo-se para uma plataforma em forma de barco designada *Kaime* no qual se instalaram turbinas japonesas e britânicas. Este projecto teve alguns problemas na conversão da energia das ondas no entanto foi o mote para um vasto leque de conceitos que foram surgindo.

Um deste tipo de equipamento já testado é o *Mighty Whale* que foi desenvolvido pelo Centro de Ciência e Tecnologia Marinha Japonês que depois de realizar testes em tanque passou para a construção de um protótipo, que veio a ser instalado no Japão, perto da baía de *Gokasho*, em 1998. O protótipo tem uma potência de 110kW e foi instalado a uma profundidade de 40 metros e o seu objectivo foi única e exclusivamente o estudo do seu potencial utilizando a energia produzida para equipamentos instalados no mesmo e o excedente armazenado numa bateria.

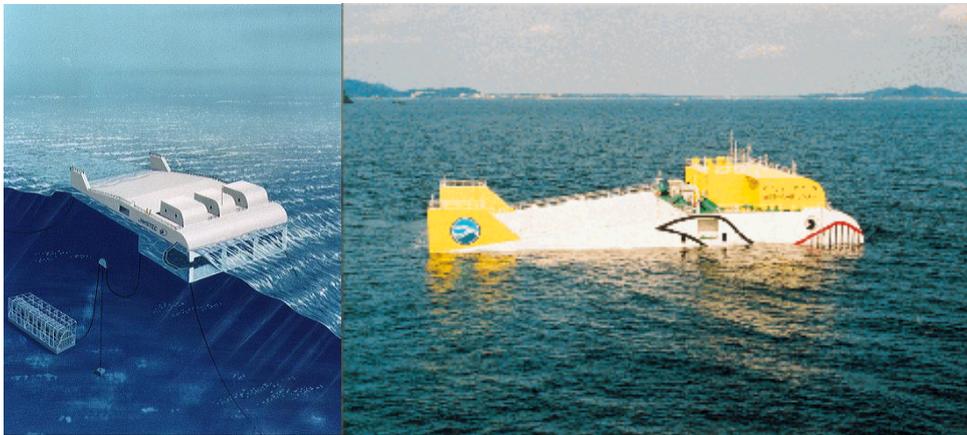


Figura 25 e 26 - Desenho artístico¹⁵ e fotografia¹⁶ do *Mighty Whale*

O *OceanEnergy* é um projecto de uma empresa irlandesa cuja tecnologia é um CAO flutuante. Este projecto já passou por três fases de teste, a diferentes escalas, começando por um protótipo 1:50, que foi construído no Centro de Pesquisa Marítima e Hidráulica na Universidade de *Cork*, cujo objectivo foi otimizar a configuração do casco e maximizar a potência extraída. Foi um teste inicial no qual foram simuladas as condições de ondas representativas do que é esperado posteriormente na fase

¹⁵ Fonte: www.jamstec.go.jp

¹⁶ Fonte: www.mext.go.jp/english/news/1998/07/980704.htm

comercial. A segunda fase foi a construção e teste de um protótipo à escala 1:15, no tanque de ondas da Escola Central de Nantes, que permitiu aprofundar os conhecimentos obtidos na fase anterior. Após estas duas fases, nas quais as condições eram controladas, seguiu-se para a fase três que consistiu num modelo à escala 1:4, de 28 toneladas, que, depois de completar com sucesso os testes de estabilidade no porto de *Cork*, foi colocado no Atlântico na costa oeste da Irlanda. Após mais de dois anos no mar a plataforma conseguiu sobreviver às duras condições, impostas pelo oceano, resistindo a ondas de 32 metros e, segundo a equipa responsável, demonstrou condições de operação estáveis e com fiabilidade.



Figura 27 e 28 - Fotografias do *OceanEnergy*¹⁷

No caso em que se refere a integração em plataformas flutuantes tendo como objectivo a instalação de grandes infra-estruturas foram já realizados estudos hidrodinâmicos num projecto denominado *pneumatic floating platform* ou *PSP* que permitiram concluir que a estabilidade da plataforma era conseguida. Esta tecnologia começou por ser desenvolvida com objectivos militares de utilização de uma plataforma flutuante e baseia-se num conceito diferente dos flutuadores habituais que se utilizam hoje em dia nas plataformas de gás e petróleo, e mesmo nos sistemas de extracção de energia das ondas. Em vez da colocação de flutuadores submersos para aplicar a plataforma por cima optou-se por criar uma estrutura composta por cilindros fechados em cima e abertos por baixo da superfície da água que contém ar com uma pressão superior à da pressão atmosférica existindo canais nos quais o ar pode circular de um cilindro para o outro de modo a ser possível controlar a estabilidade da estrutura. Esta plataforma, nos cilindros próximos do seu perímetro, iria constituir um local de instalação de dispositivos de CAO de modo proporcionar a produção de energia, atenuando a força das ondas incidentes, estabilizando a plataforma.

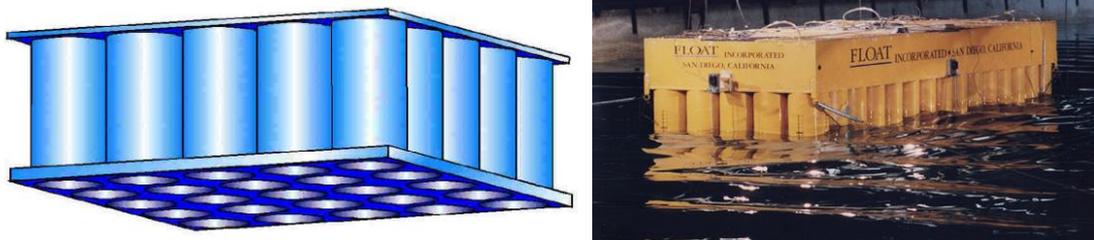


Figura 29 e 30 - Visão esquemática e fotografia do *PSP*¹⁸

¹⁷ Fonte: www.oceanenergy.ie

¹⁸ Fonte: www.floatinc.com

3.2.2.2 Corpos oscilantes

Este tipo de tecnologia visa o aproveitamento da maior quantidade de energia disponível em águas profundas, tipicamente mais de 40 metros de profundidade. Dentro deste modo de funcionamento podemos ter ainda duas grandes categorias: as estruturas flutuantes e as estruturas submersas. Dentro de cada uma destas estruturas podemos ainda classificar o equipamento pelo tipo de movimento a partir do qual é possível extrair energia e que pode ser essencialmente de translação ou de rotação.

3.2.2.2.1 Flutuantes

Translação

Este tipo de equipamentos é muitas vezes designado por absorvedor pontual devido às suas dimensões horizontais serem muito inferiores ao comprimento de onda incidente. O funcionamento assenta no movimento ascendente e descendente que as ondas provocam num corpo à superfície. Este corpo está em movimento em relação a outro que pode estar fixo no fundo ou pode também estar a movimentar-se. Como sistema de *PTO* podem ser utilizados sistemas hidráulicos, geradores lineares ou mesmo uma turbina de ar.

O mais simples destes absorvedores pontuais é baseado num modelo que consiste numa bóia ligada a um referencial fixo que pode ser o fundo do mar ou um corpo assente nesse mesmo fundo. Um dispositivo baseado neste princípio foi testado na Dinamarca em 1990 no qual o *PTO* estava assente no fundo e que através do movimento da bóia acoplada permitia a utilização de uma bomba hidráulica para fornecer água a alta pressão a uma turbina hidráulica. Um sistema semelhante a este é referido no em [23] no qual se compara a performance deste sistema, com e sem método de controle de movimento, e cujo resultado é a demonstração da obtenção de uma produção mais eficiente quando na presença do método de controlo e a obtenção de um modelo que foi feito no domínio de análise temporal. A utilização de uma turbina de ar foi também tentada no início do desenvolvimento deste conceito num projecto denominado *Norwegian buoy* testado no fiorde de *Trondheim* em 1983.

O conceito anterior de um corpo oscilante único em relação ao referencial fixo que constitui o fundo pode ser uma limitação devido a grandes distâncias entre a superfície livre e o fundo e também a variações impostas pelas marés que podem originar dificuldades adicionais à sua operação. Um modo de ultrapassar estes constrangimentos é utilizar sistemas que utilizam vários corpos oscilantes e assim o movimento relativo entre dois corpos é utilizado em detrimento do movimento entre um corpo e o fundo. Este conceito está a ser desenvolvido por várias empresas com variações entre os vários projectos que utilizam diferentes formas de extrair energia do *heave* provocado pela passagem das ondas.

O *IPS*, o *Powerbuoy*, o *Aquabuoy* e o *Wavebob* são exemplos deste tipo de dispositivo. O *IPS* é um projecto desenvolvido na Suécia pelas empresas *Interproject Service AB* e *Technocean* e que consiste numa bóia à superfície ligada rigidamente a um tubo vertical submerso aberto nas duas extremidades que contém um pistão ligado por sua vez ao sistema de *PTO* no casco da bóia. O funcionamento deste equipamento pode ser melhor compreendido através do esquema na figura. A bóia A e o tubo B movimentam-se devido às ondas relativamente à água contida nesse mesmo tubo B no qual está um pistão C. O movimento deste pistão relativamente ao resto da estrutura vai accionar o sistema de *PTO* que geralmente é constituído por um sistema hidráulico de óleo que vai fazer girar um gerador D. Pode ter como alternativa outros sistemas entre os quais a utilização do bombeamento peristáltico de água para uma turbina acoplada a um gerador. A hidrodinâmica para um sistema geral semelhante a este está explicitada em [24]. As dimensões variam dependendo do local mas o diâmetro da bóia vai desde os 3 até aos 12 metros e a eficiência *wave-to-wire* que a empresa anuncia é cerca de 30%. A potência das unidades vai de 10kW a 150kW e acoplando várias unidades é possível atingir facilmente vários mega watts.

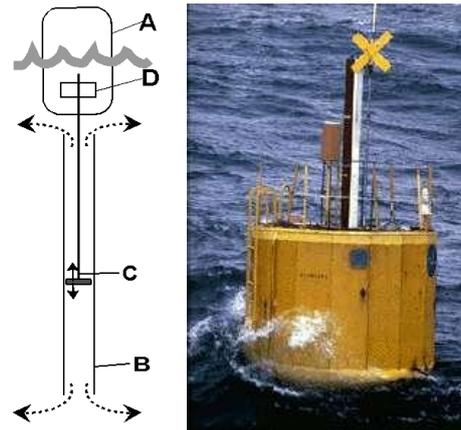


Figura 31 e 32 - Visão esquemática e fotografia do IPS¹⁹

O *Powerbuoy* é um projecto desenvolvido por uma empresa americana designada *Ocean Power Technologies* e tal como o equipamento anterior consiste num equipamento simétrico relativamente ao eixo central vertical. A bóia tem a forma de um disco e o movimento entre ela e o corpo cilíndrico adjacente é convertido através de um *PTO* hidráulico em energia eléctrica. A terminação do corpo cilíndrico é uma placa horizontal circular com um diâmetro superior de forma a aumentar a sua inércia através da massa adicional de água envolvente. Um protótipo de 40kW sem ligação à rede foi colocado na costa de *Santõna*, no norte de Espanha, em 2008 e em Dezembro de 2009 na baía de *Kaneohe*, no Havai, estando já previsto a colocação de um equipamento com uma potência de 150kW nas ilhas *Orkney*, na Escócia. A empresa está a preparar-se para entrar na fase de comercialização e planeia instalar o seu equipamento na costa de *Hayle*, em *Cornwall* na Inglaterra, e em *Reedsport* e *Coos Bay* ambos no estado de *Oregon*, nos EUA.



Figura 33 e 34 - Fotografia do *Powerbuoy* em funcionamento²⁰ e ainda fora da água²¹

¹⁹ Fonte: www.ips-ab.com

²⁰ Fonte: www.oceanpowertechnologies.com

²¹ Fonte: <http://earth2tech.com/page/2/?s=iberdrola>

O *Aquabuoy* e o *Wavebob* são outros equipamentos que também já lançaram protótipos ao mar e que no geral se assemelham aos exemplos vistos anteriormente como se pode ver nas figuras esquemáticas seguintes.

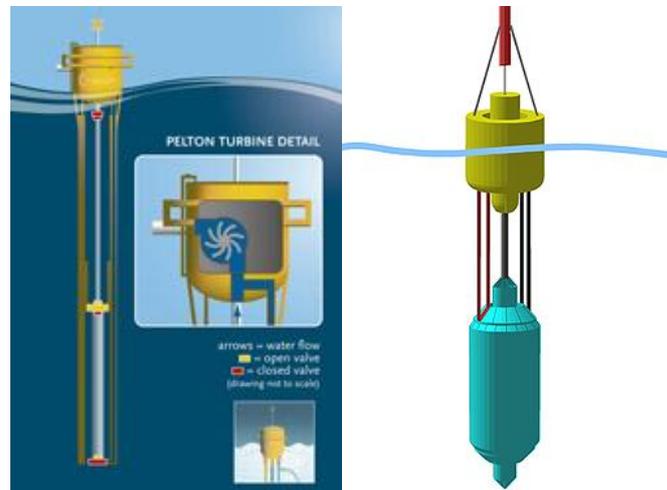


Figura 35 e 36 - Visão esquemática do *Aquabuoy*²² e do *Wavebob*²³

A universidade de *Oregon* tem também estudado e testado este tipo de equipamento utilizando como sistema de *PTO* geradores lineares. A descrição está reportada em [25] no qual o protótipo era composto por um gerador linear encontrando-se o sistema de ímãs permanentes colocados num eixo central ancorado ao fundo e no qual a armadura está contida numa bóia. Através do movimento entre o eixo e a bóia é possível gerar energia evitando a utilização de sistemas hidráulicos. Uma variação deste sistema anterior é também reportado pela universidade de *Oregon* em [26] e mostra quais as considerações que foram tidas em conta para o protótipo *SeaBeavI* ganhar vida. Este sistema, tal como o anterior, é constituído por um eixo central ancorado (*spar*) com uma bóia circundante e tal como no caso anterior é utilizado um gerador linear no entanto neste caso os ímãs permanentes estão colocados na bóia e a armadura no eixo central.

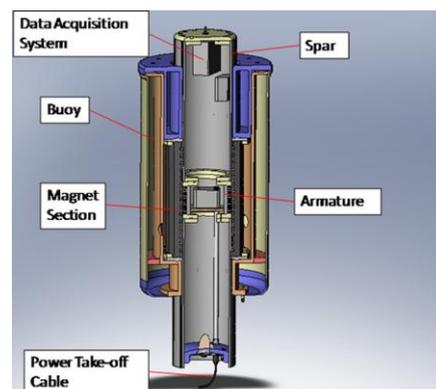


Figura 37 - Esquema do *SeabeavI*²⁴

²² Fonte: http://www.altenerg.com/back_issues/index.php?content_id=48

²³ Fonte: www.wavebob.com

²⁴ Fonte: Referência bibliográfica [26]

Essencialmente de rotação

Neste tipo de equipamentos a extracção de energia está associada a um movimento de rotação em vez do movimento de translação que acontecia no caso anterior. Existem vários conceitos que visam a extracção de energia através deste método e as tecnologias diferem um pouco mais que no caso anterior. Um dos conceitos propostos mas que ainda não foi testado com um protótipo em tamanho real denominado *The Salter Duck* é desenvolvido pela Universidade de Edimburgo já desde dos anos 70 do século passado e consiste num equipamento que utiliza um *PTO* hidráulico com óleo que é activado através do movimento provocado pelas ondas nos giroscópios que o dispositivo possui. Este dispositivo já foi alterado várias vezes tendo em vista a sua optimização e em [22] são referidas as mudanças feitas desde a versão de 1983 passando pela versão de 1991 e 1998. As alterações feitas além de melhorarem o rendimento previsto possibilitaram também uma diminuição de custos bastante acentuada mantendo no entanto o princípio original de funcionamento. Este sistema é também analisado em [27].

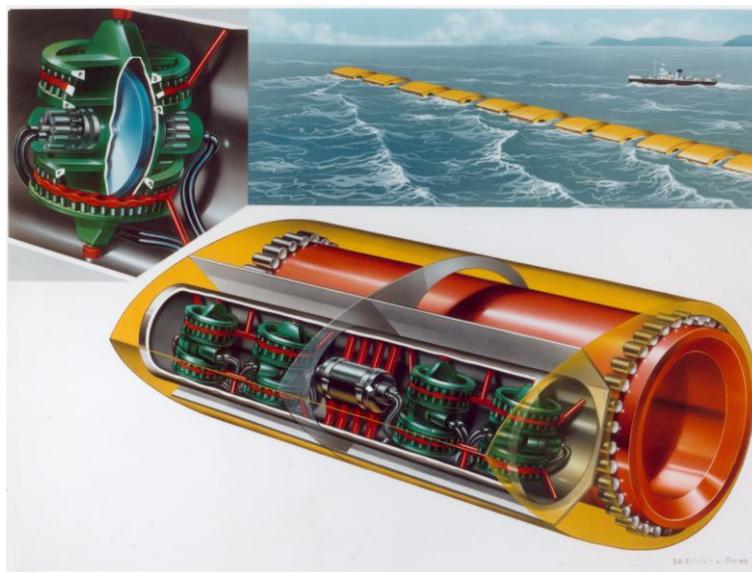


Figura 38 - Visão esquemática do *The Duck*²⁵

Outro equipamento analisado em [22] foi o *Ps Frog* cujo desenvolvimento está também reportado em [28] e que foi desenvolvido na universidade de *Lancaster* a partir de 1985. Este equipamento utiliza o movimento de *pitch* e de *surge* e é essencialmente um absorvedor pontual. O funcionamento deste equipamento difere dos vistos anteriormente pois a sua forma de pá ligado a um cilindro, que funciona como lastro, permite um tipo de movimento rotacional e que através de uma massa que se move dentro do equipamento e de um sistema de *PTO* hidráulico a óleo ligado a um acumulador e posteriormente a um gerador eléctrico possibilita a produção de energia eléctrica. Este aproveitamento é feito através de uma massa que se move dentro do equipamento, no entanto, a forma exterior é extremamente importante pois vai ser ela que permite a produção de energia e por isso foi bastante analisada, e já chegou a ser alterada várias vezes de modo a ter uma melhor resposta. Este equipamento está ainda na fase conceptual e é mais uma das possíveis soluções futuras cujos problemas de optimização e ajustamento são já abordados e estudados com a utilização de modelos em plataformas informáticas.

²⁵ Fonte: www.mech.ed.ac.uk/research/wavepower/

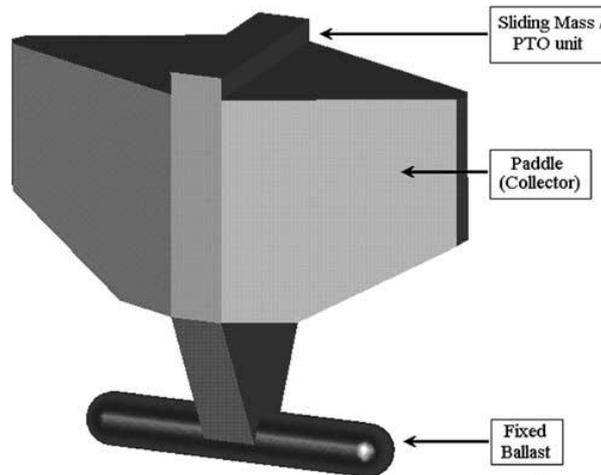


Figura 39 - Esquema do *PS Frog Mk5*²⁶

O *Searev* é um equipamento semelhante ao *PS Frog* desenvolvido pela Escola central de Nantes e cujo funcionamento se baseia no movimento rotacional de um cilindro em relação à estrutura envolvente. O centro de gravidade do cilindro não está centrado o que resulta num movimento pendular que através de um sistema de *PTO* hidráulico activa um gerador eléctrico. Tanto no *Searev* como no *PS Frog* todas as componentes tanto hidráulicas como mecânicas e eléctricas encontram-se no interior da estrutura estando abrigadas da acção do mar.

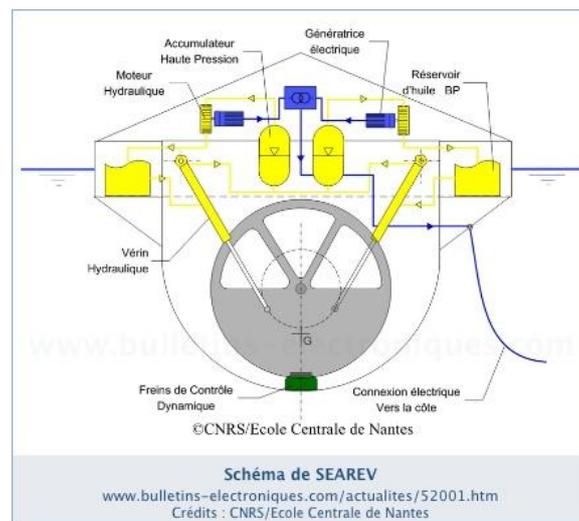


Figura 40 - Esquema do *Searev*²⁷

O *Sloped IPS Buoy* é, tal como os anteriormente referidos, um absorvedor pontual que foi desenvolvido na Universidade de Edimburgo e que é baseado no já referido *IPS Buoy* com um ângulo de operação diferente. Esta variação tem como objectivo um maior rendimento mas ainda só foi testada em pequena escala e considerado o seguidor do trabalho desenvolvido pela Universidade no projecto do *The Salter Duck*.

Um conceito que também surgiu nos anos setenta foi o do *Cockerell's Raft* devido a *Sir Christopher Cockerell* que sugeriu a utilização de *rafts* ligados entre eles por um sistema hidráulico como sistema

²⁶ Fonte: Referência bibliográfica [28]

²⁷ Fonte: <http://www.bulletins-electroniques.com/actualites/52074.htm>

de conversão de energia. Esta ideia foi precursora de outros desenvolvimentos posteriores e aposta no movimento angular entre as diferentes placas constituintes. O sistema não chegou à fase de testes pelo menos com o nome original mas sistemas que apostam nesta ideia pioneira foram depois desenvolvidos. Uma análise a este sistema é também feita em [27].

Um dispositivo cujo funcionamento assenta na ideia referida anteriormente é a *Mccabe pump* concebida por *Peter Mccabe* em 1980 e que consiste em três pontões rectangulares de aço ligados entre si dispostos longitudinalmente relativamente à direcção das ondas incidentes. O movimento rotativo relativo entre os pontões é convertido em energia eléctrica através de um sistema hidráulico. Um aspecto importante deste sistema é a placa que está colocada no pontão central que tem como objectivo aumentar a inércia do mesmo através do efeito de massa adicional. Um protótipo deste dispositivo foi instalado na costa de *Kilbaha* na Irlanda em 1996.

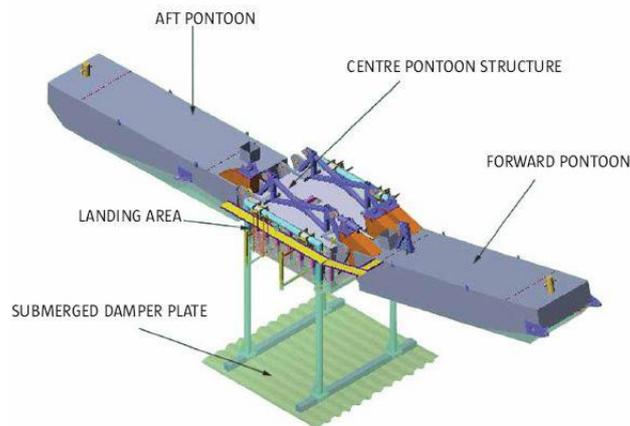


Figura 41 - Esquema da *McCabe Pump*²⁸

O *Pelamis* é outro equipamento que segue a linha de pensamento do equipamento referido anteriormente sendo constituído por secções cilíndricas articuladas entre si com um sistema hidráulico como sistema de *PTO*. O equipamento é instalado com amarrações que permitam um posicionamento longitudinal relativamente à direcção das ondas incidentes. Este sistema tem actualmente 180 metros de comprimento e 4 metros de diâmetro com uma produção de 750 kW. O *Pelamis* depois de vários protótipos a várias escalas foi testado em tamanho real em *Orkney* no Mar do Norte em 2004. Em 2005 um consórcio português encomendou três destes equipamentos que foram em 2006 para Peniche para montagem. A instalação foi feita ao largo da Póvoa de Varzim no entanto os resultados não foram os esperados e o equipamento não resistiu às duras condições impostas pelo Atlântico.

O sistema de *PTO* do *Pelamis* é descrito em [29] e mostra como é transformado o movimento rotacional das juntas através de um circuito hidráulico que com a utilização de cilindros hidráulicos que agem principalmente como bombas e através de sistemas de controlo vão accionar um motor hidráulico que por sua vez está acoplado a um gerador de modo a produzir electricidade.

²⁸ Fonte: www.dpenergy.com/marine/wave.html

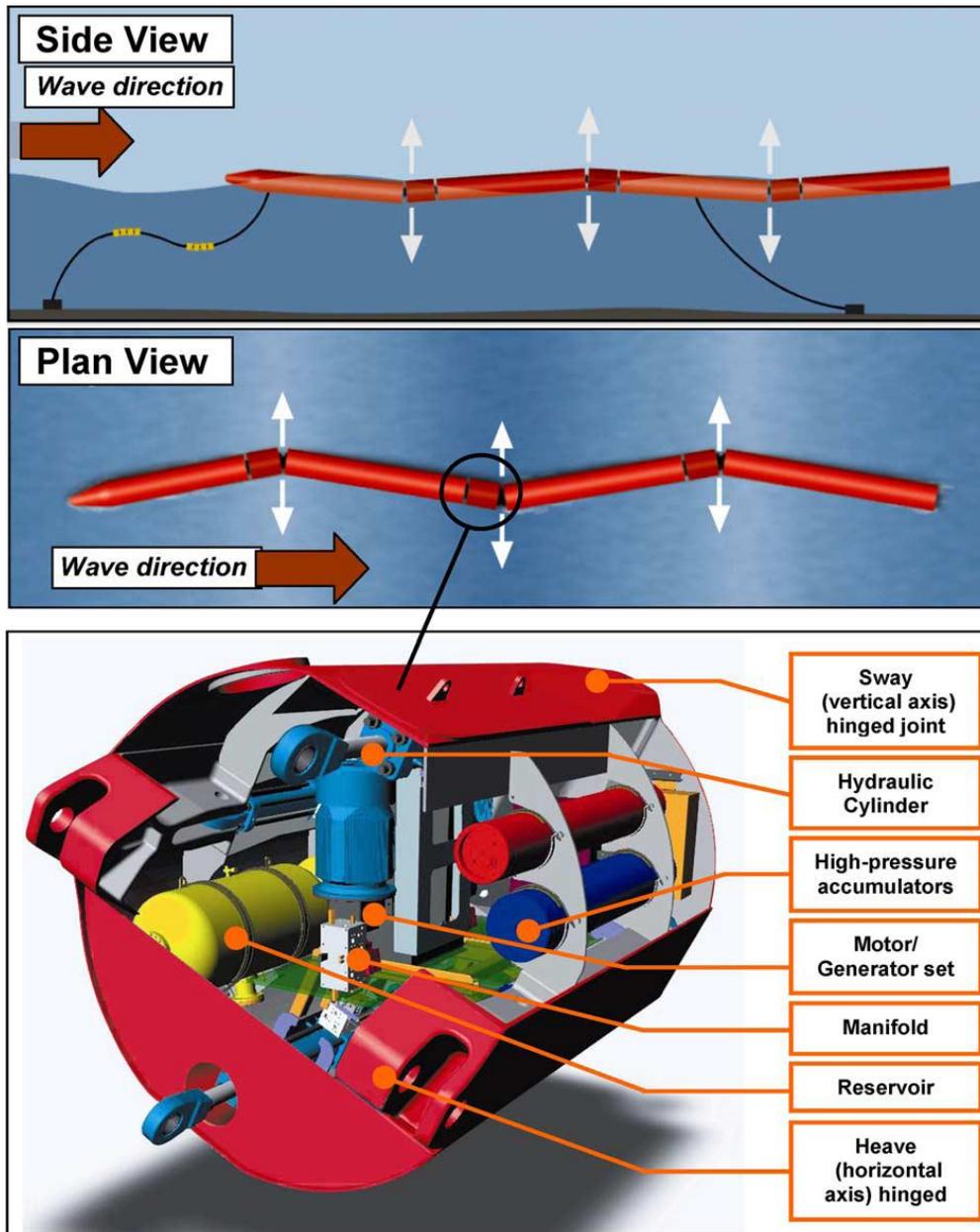


Figura 42 - Visão lateral, aérea e interior do sistema de PTO do Pelamis²⁹

O equipamento para se manter no local necessita de amarrações no entanto no caso do *Pelamis* é necessário avaliar bem o esquema de modo a conseguir manter a estrutura no local mas a permitir o movimento para a estrutura estar posicionada longitudinalmente em relação às ondas para ser possível uma extracção de energia eficaz. Estes sistemas de amarrações são complexos pela dinâmica envolvida e vão ser analisados um pouco mais à frente. A ligação à rede eléctrica é feita através de cabo submarino desde a estrutura até uma subestação em terra.

²⁹ Fonte: Referência bibliográfica [29]

3.2.2.2 Submersos

Translação

O *Archimedes Wave Swing*, ou apenas AWS, é um sistema que alcançou o protótipo à escala real e é um conceito diferente dos já analisados pela particularidade de se encontrar totalmente submerso, o que é relevante em vários aspectos que passam por campos tão diversos que vão desde a aceitação pública pela ausência de impactos visuais até à menor vulnerabilidade do equipamento a tempestades. O equipamento é um absorvedor pontual e o conceito emergiu em 1994, por parte de uma companhia denominada *Teamwork Technology B. V.*, e um ano depois, já estava a ser testado um modelo à escala de 1/20. Depois de muitos testes o desenho do AWS ficou completo e começou a ser montado em 1999 na Roménia. Portugal foi depois escolhido para a fase de instalação do protótipo e em 2001 foi feita a primeira tentativa de submersão do equipamento no entanto ocorreram problemas de estabilidade e a operação foi interrompida e a estrutura foi levada para o porto de Leixões. Depois de outra tentativa falhada o equipamento foi submerso em 2005 tendo uma potência máxima de 2MW.

O equipamento é constituído por uma câmara cilíndrica assente no fundo e um cilindro superior flutuante. Conforme as ondas passam o flutuador sobe e desce conforme está na cava ou na crista da onda, o movimento é então devido à variação de pressão na coluna de água em cima do flutuador como pode ser visto na figura seguinte.

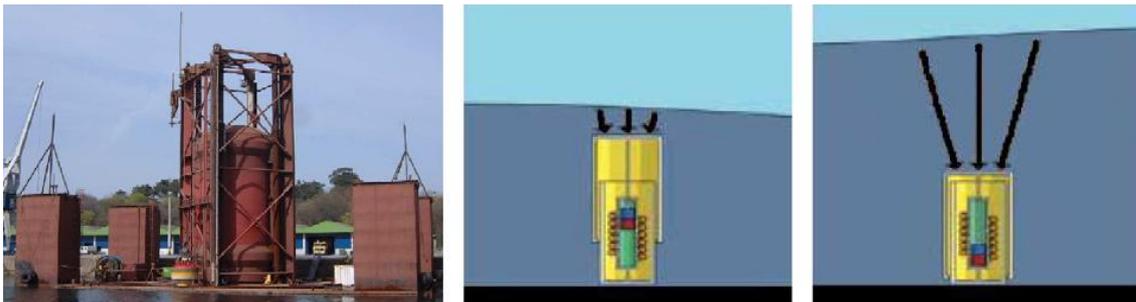


Figura 43 - Fotografia e princípio de funcionamento do AWS³⁰

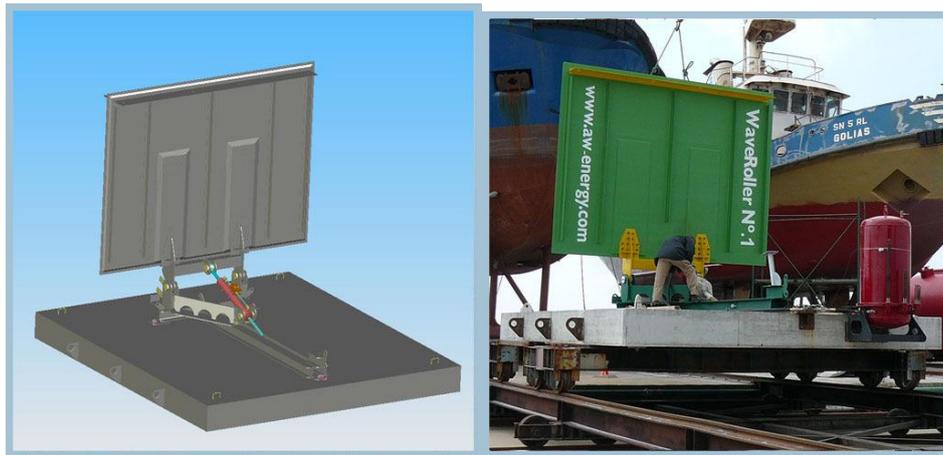
Foi utilizado um gerador linear para a produção de electricidade que seria transferida para a costa por um cabo submarino que depois de ligado a um conversor iria alimentar a rede eléctrica. O sistema possuía ainda muitas outras componentes que não são referidas como amortecedores para evitar a danificação do equipamento e controladores de vários parâmetros entre os quais a pressão (de modo a ser possível controlar o volume ar contido na câmara para compensar factores como tais como as marés) de forma a otimizar a extracção de energia. Uma abordagem mais centrada na optimização da extracção de energia por este equipamento é referida em [30].

Rotação

Estes equipamentos são projectados para serem utilizados perto da costa, a profundidades que não ultrapassam os 15 metros, e estão assentes no fundo. O princípio de utilização baseia-se no movimento das ondas nas partículas de água que à superfície executam um movimento circular mas à profundidade que estes equipamentos se encontram é mais alongada executando um movimento elíptico. Este movimento elíptico vai ser utilizado para a extracção de energia através de equipamentos como o *WaveRoller* e o *Oyster*.

³⁰ Fonte: Referência bibliográfica [30]

O *WaveRoller* é um equipamento que já foi testado inclusivamente em Portugal mais propriamente em Peniche e que consiste numa placa, ancorada ao fundo do mar num dos lados, e na qual o movimento para a frente e para trás causado pelas ondas vai, através de um sistema de conversão hidráulico, produzir electricidade. O conceito de produção é modular e portanto é recomendável que se utilizem várias destas placas para apenas um sistema de conversão comum. Esta modularidade permite um dimensionamento variável e uma continuidade de funcionamento do sistema no caso de uma das placas necessitar de manutenção. O *WaveRoller* foi testado à escala de 1:3 no Equador e em *Orkney* na Escócia e alcançou a fase de testes em tamanho real em Portugal [31] com um equipamento com dimensões de 3,5 por 4,5 por 6 metros e com um peso total de 20 toneladas. A potência esperada de um equipamento com uma placa é de entre 10kW a 15kW.



Figuras 44 e 45 - Esquema e fotografia do *Waveroller*³¹

O *Oyster* é também um equipamento semelhante em termos do modo de funcionamento no entanto o modo como se extrai a energia eléctrica é totalmente diferente pois utiliza-se uma turbina de *Pelton*. Este equipamento funciona como uma bomba de água em tamanho grande que bombeia a água a alta pressão para terra, através de pistões hidráulicos, para ser turbinada. Este equipamento quando colocado em parques de energia das ondas visa atingir potências instaladas de 100MW ou mais. Depois do *Oyster 1* ter sido instalado em *Orkney* na Escócia, já está planeada a instalação de um sistema designado *Oyster 2* que consiste em três dispositivos ligados com uma potência de 2,5MW.



Figura 46 - Fotografia do *Oyster*³²

³¹ Fonte: Referência bibliográfica [31]

3.2.2.3 Overtopping

O *overtopping* é uma forma diferente para efectuar a conversão da energia contida nas ondas e consiste em capturar a água que está na zona da crista da onda colocando-a num reservatório cuja cota é superior à da superfície livre média de água circundante. Esta energia potencial é depois convertida em electricidade através da utilização de turbinas. Esta conversão pode ser feita em estruturas fixas ou flutuantes.

3.2.2.3.1 Estrutura fixa

O equipamento *Tapchan* (*Tapered Chanel Wave Power Device*) desenvolvido na Noruega nos anos 80 está instalado em *Toftestallen* desde 1985 com uma capacidade de 350kW. O colector está cavado na rocha e vai estreitando de modo a concentrar as ondas incidentes e neste protótipo chega aos 3 metros de altura que é a altura do reservatório. O reservatório tem cerca de 8500 m² de área superficial o que é muito importante pois é necessária uma área suficientemente grande para o correcto funcionamento de uma turbina que neste caso é uma turbina de *Kaplan*.

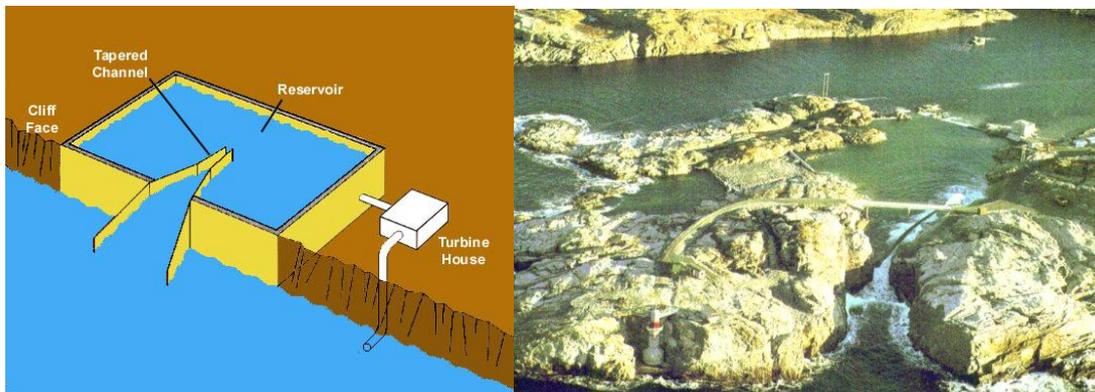


Figura 47 e 48 - Esquema de funcionamento³³ e fotografia³⁴ do *Tapchan*

O *SSG* (*Sea Slot-cone Generator*) é um projecto que tem em vista a integração em molhes e é constituído por três reservatórios acima do nível da superfície livre de água média. O dispositivo é descrito em [32] e encontra-se instalado na ilha de *Kvitsoy* na Noruega tendo quatro turbinas de *Kaplan* e uma capacidade de produção de 163kW.

³² Fonte: www.aquamarinepower.com

³³ Fonte: <http://www.rise.org.au/info/Tech/wave/index.html#tapchan>

³⁴ Fonte: http://www.uni-leipzig.de/~grw/welle/wenergie_3_80.html



Figura 49 e 50 - Fotografia e secção lateral do SSG ³⁵

3.2.2.3.2 Flutuante

O último projecto que vou referir é o *Wave Dragon* que é um dispositivo de *overtopping* flutuante desenvolvido na Dinamarca. O *Wave Dragon* é um dispositivo que tem como objectivo a produção de energia eléctrica entre 4 e 10 MW por unidade e apresenta uma grande estabilidade devido à sua grande dimensão. O sistema é mantido no local por amarrações em catenária e, quando o estado do mar é muito elevado, as ondas ultrapassam a plataforma sem a danificar. O sistema tem um reservatório a partir do qual saem duas asas que servem para concentrar as ondas incidentes e permitir que o dispositivo actue numa banda de frequências mais larga. O sistema de *PTO* baseia-se em turbinas cujo número depende do local de produção mas prevêem-se que sejam entre 16 e 24. A flutuação é conseguida através de câmaras-de-ar onde sistemas de pressurização de ar se encontram de modo a gerir a altura a que a estrutura se encontra.

O primeiro protótipo deste equipamento foi instalado no norte da Dinamarca num mar protegido ligado ao mar do Norte da Dinamarca e tinha como objectivo o teste de vários componentes e subsistemas. A escala do protótipo era 1:4,5 o que levou à substituição da estrutura original de betão e aço para uma estrutura apenas de aço. Além das turbinas ligadas a um gerador de ímanes permanentes de velocidade variável foi também testada a resposta da plataforma em termos de flutuabilidade. A optimização de sistemas de controlo para a produção de energia entre outros também foi analisada. O sistema resistiu a várias tempestades, no entanto, uma tempestade em 2005 que apresentou uma dureza bastante elevada, sendo considerada a pior em cem anos, conseguiu danificar o sistema de amarrações e arrastou a estrutura para uma praia. Após este percalço a estrutura voltou a ser recolocada no mar. A história do desenvolvimento deste projecto vem referida em [33] e é caso de estudo em [34]. Várias conclusões relativamente a pormenores operacionais foram tiradas e estão reportadas em [33], [34], [35], [36] e [37] que referem a medição, análise e posterior obtenção de modelos para este equipamento.

³⁵ Fonte: Referência bibliográfica [32]

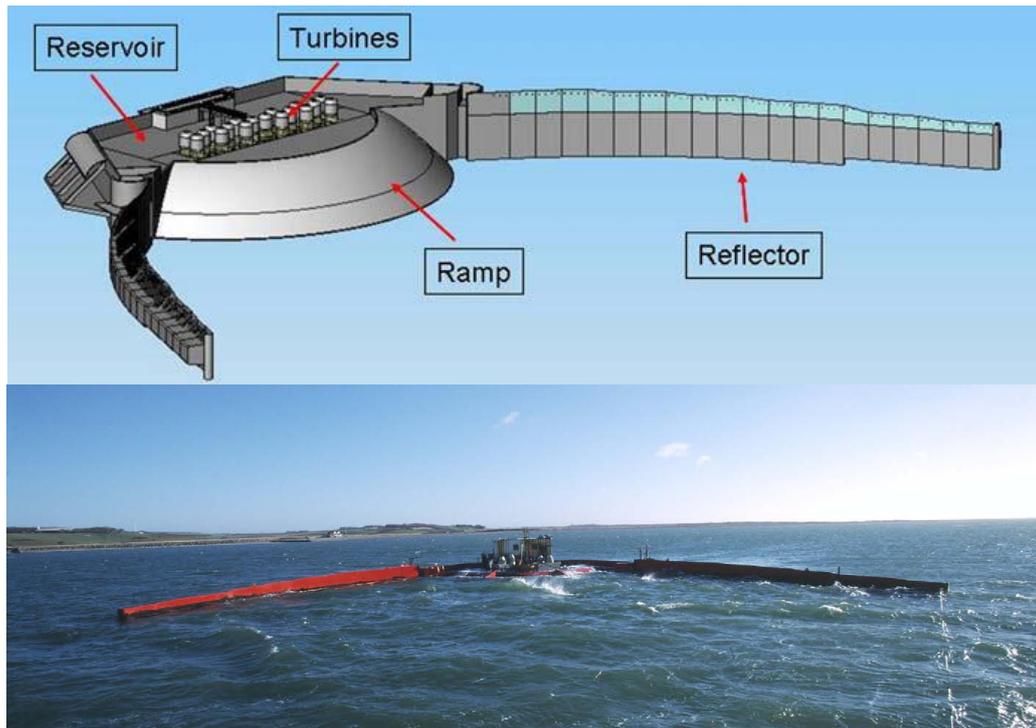


Figura 51 e 52 - Esquema e fotografia do *Wave Dragon*³⁶

3.2.3 PTO

O método de conversão de energia das ondas para energia eléctrica é feito através de mecanismos de conversão que como já foi dito são designados por sistemas de *PTO*. O esquema que se segue apresentado em [18] indica três métodos de conversão de energia após a interacção hidrodinâmica da onda com o equipamento.

A utilização de turbinas, de métodos hidráulicos ou mesmo de geradores lineares são os vários percursos para a obtenção de electricidade. Dentro de cada um destes grupos gerais existe ainda uma multiplicidade de estratégias que estão em constante desenvolvimento e aperfeiçoamento.

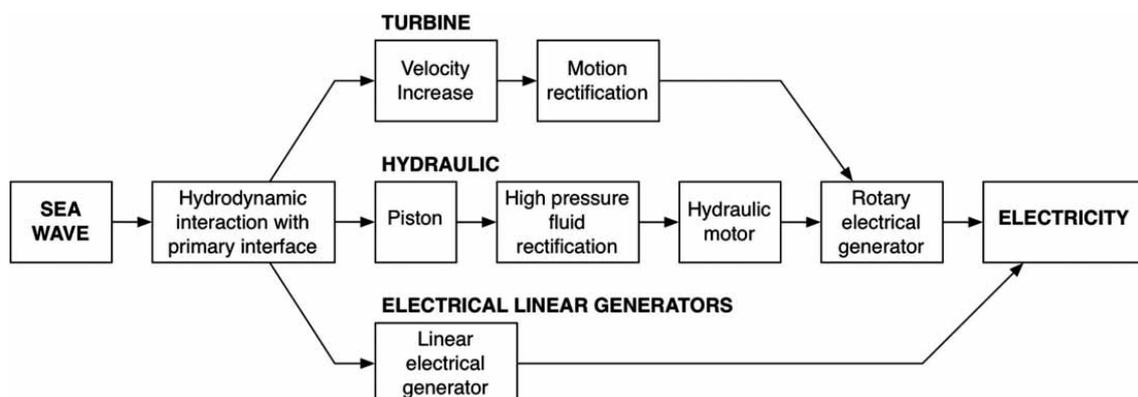


Figura 53 - Esquema dos vários métodos de conversão de energia das ondas³⁷

³⁶ Fonte: Referência bibliográfica [35]

³⁷ Fonte: Referência bibliográfica [18]

A utilização de turbinas acopladas a um gerador é uma das formas utilizadas para a conversão na qual o fluido a ser turbinado pode ser ar ou água.

Os dispositivos que empregam a tecnologia CAO são, como já foi referido, utilizadores de turbinas de ar. Existem vários desenhos de turbinas e vale a pena referir a turbina de *Wells* que foi desenvolvida na Universidade de Belfast e que apresenta como principal vantagem o facto do sentido de rotação ser independente do sentido de fluxo do fluido o que permite que a turbina rode sempre no mesmo sentido. Esta particularidade levou a que este modelo de turbina se apresentasse como um grande candidato à utilização na tecnologia CAO pois conforme a cota da coluna de água se desloca no colector o sentido do fluxo de ar inverte-se. Centrais como a do Pico ou o *Limpet*, já referidas anteriormente, optaram por esta solução.

A turbina *Denniss-Auld* desenvolvida pela Universidade de *Sydney*, na Austrália, é outra turbina utilizada para ar como fluido e que funciona com um sentido de rotação único tal como a turbina de *Wells*, no entanto, as pás movem-se de modo a otimizar o ângulo de ataque em relação ao fluxo e está a ser utilizada num projecto de CAO denominado *Oceanlinx*.

No caso das turbinas que funcionam com água existe já uma experiência longa de utilização nas centrais hidroeléctricas no entanto é necessário referir que a água do mar tem características, tais como a salinidade, que podem variar temporalmente e juntando ainda o facto de dispositivos perto da costa sofrerem ainda com o efeito que partículas de areia podem ter ao entrar na turbina, provocando abrasão.

A tecnologia de *overtopping* utiliza turbinas de água, tal como o *Oyster*, que acumula água num reservatório para ser turbinada. Tal como no caso das turbinas de ar também existem vários tipos de turbinas adequadas para a utilização na água e no caso do *Wave Dragon* foi aplicada no dispositivo uma turbina de *Kaplan* que apesar de ser complexa em termos de projecto e instalação apresenta depois um longo período de operação.

Os sistemas hidráulicos são também uma das soluções para conversão de energia mecânica em energia eléctrica apresentando à partida como vantagens a boa capacidade de absorção de forças elevadas provocadas pelas ondas. No caso de um objecto grande que se mexe relativamente devagar devido a forças elevadas vamos obter em termos de forças geradas por um circuito hidráulico, tipicamente a operar a uma pressão de 350-400bar, cerca de cinquenta vezes mais que no caso de um circuito magnético. Esta vantagem é um trunfo para este tipo de sistema no entanto acoplado a ele vêm também muitas dificuldades pois para um circuito hidráulico, principalmente de grandes dimensões, existem questões relacionadas com a estanquicidade do mesmo e com a alteração de viscosidade do fluido dentro do circuito devido a variações de temperatura.

As várias estratégias referidas anteriormente culminavam na utilização de um gerador eléctrico rotativo cujo desenvolvimento e conhecimento se apresenta já num patamar muito elevado devido à sua larga utilização e semelhança com questões ligadas à velocidade rotacional variável e electrónica de potência semelhantes a uma turbina eólica.

Outra aproximação que visa a obtenção de electricidade directamente da interacção hidrodinâmica é a utilização de geradores lineares que, como já foi referido, é utilizada por exemplo no *AWS*. Esta aproximação permite a não utilização de interfaces mecânicos evitando portanto as perdas associadas. Estes geradores estão também em desenvolvimento não estando ainda a tecnologia totalmente madura, apresentando, no entanto, um futuro promissor especialmente na integração em sistemas de aproveitamento de energia das ondas.

4. Condições necessárias para implementação

4.1 Infra-estruturas

4.1.1 Amarrações

As amarrações são uma parte fundamental dos sistemas offshore flutuantes de extracção de energia das ondas e de exploração de energia eólica offshore, sendo também um dos campos no qual é necessário desenvolver estratégias de previsão específicas para os novos desafios que alguns dos sistemas encerram na sua matriz funcional. Para iniciar este tema é preciso encontrar uma forma de classificar os dispositivos de acordo com o tipo de amarrações utilizadas, de modo a ser possível sistematizar os novos desafios que surgem e encontrar soluções gerais que depois tem de ser analisadas dispositivo a dispositivo e mesmo local a local.

4.1.1.1 Utilização no sector da energia marinha

No que toca à classificação dos equipamentos tendo em vista as amarrações podemos classificá-los em duas categorias tal como está sugerido em [38] onde se separam os equipamentos cuja amarração não actua directamente no sistema de *PTO* e os sistemas no qual a amarração é uma parte fundamental na dinâmica do sistema de absorção de energia tais como os absorvedores pontuais. Para simplificar podemos utilizar a denominação inglesa *MID* (*motion-independent device*) para o primeiro caso e *MDD* (*motion-dependent device*) para o segundo.

Os *MID*'s vão utilizar as amarrações como modo de manter o equipamento no local tal e qual como nas plataformas já existentes actualmente utilizadas para diversos fins tais como a exploração de gás e petróleo. Os dispositivos que se baseiam em tecnologias como o *CAO*, *Overtopping* e eólico *offshore* enquadram-se nesta categoria. Nestes casos procura-se que o período de ressonância das amarrações não coincida com o período dos estados de mar mais energéticos de modo a que estas não sofram danos e sejam mais eficientes.

Os *MDD*'s, por outro lado, devido ao facto de a extracção de energia ser dependente da interacção do dispositivo com a amarração, necessitam que o período de ressonância deva ser, tanto quanto possível, cuidadosamente escolhido em relação ao período das ondas incidentes. Esta nova aproximação é um novo desafio de engenharia pois além da dinâmica que esta nova interacção gera é necessário acautelar as questões de segurança de modo a prevenir acidentes que resultem na perda de equipamentos.

4.1.1.2 Sistemas de amarração existentes

Para aferir a diferença do tipo de amarração para estas duas classes fundamentais é necessário analisar quais as soluções que geralmente são utilizadas na actualidade de modo a perceber se a sua aplicação é possível. A maior parte das placas petrolíferas já instaladas utilizam correntes de aço e cabos de modo a descreverem a forma de uma catenária que conforme o aumento ou o decréscimo da sua tensão fazem com que os cabos ou correntes se ergam ou poísem no leito marinho. A resultante desta dinâmica é o movimento da plataforma à superfície. A força gerada na amarração é uma força não linear que vai providenciar a manutenção da estação no local.

Com o aumento das profundidades e o conseqüente aumento do peso dos cabos utilizados foi necessário desenvolver novas estratégias para a instalação e surgiram as fibras sintéticas colocadas sobre tensão. Esta nova abordagem ainda não está totalmente desenvolvida e é essencial para a utilização nalguns sistemas de extracção de energia das ondas como os absorvedores pontuais. A

análise de sistemas de amarração para aplicação em placas petrolíferas pode ser vista em [39], [40] e [41].

Existem vários tipos de amarração que se podem classificar em três tipos fundamentais. A forma mais convencional é a disposição em catenária que é feita com correntes ou cabos metálicos. De seguida surgiu a amarração em tendão e em *taut-leg* que podem ser feitas com cabos de aço ou fibras sintéticas.

4.1.1.2.1 Catenária

Esta disposição é a mais tradicional e as linhas estão dispostas em catenária entre a fixação na estrutura e o leito marinho com a componente horizontal entre os dois com um comprimento entre cinco a vinte vezes o valor da profundidade. Uma parte da linha fica pousada no leito marinho o que possibilita que a força aplicada na fundação tenha apenas uma componente horizontal. Conforme a carga ambiental imposta no sistema (estrutura mais amarração) a amarração ergue-se ou pousa no leito de forma a compensar e a manter a estrutura numa determinada zona. O levantamento da linha conjugado com a variação do ângulo entre a linha no ponto de ligação à estrutura e a horizontal possibilita um aumento da força na amarração de um modo não linear. O comportamento deste sistema pode ser descrito com as equações da catenária que não vou referir por estarem fora do âmbito deste trabalho embora seja um processo que numa primeira aproximação não é complicado. Este tipo de amarração utiliza correntes ou cabos de aço e tem um aspecto típico que aparece representado na figura seguinte.

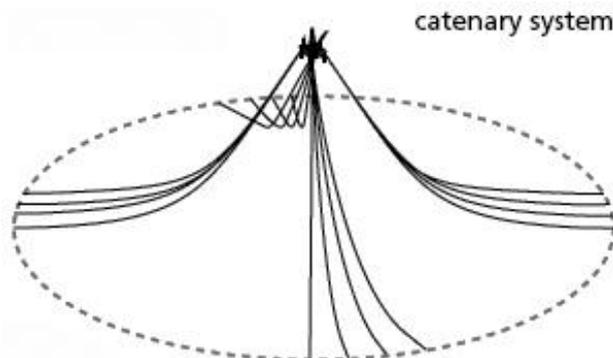


Figura 54 - Disposição de amarrações em catenária³⁸

A grandes profundidades o peso das tradicionais correntes normalmente usadas pode tornar-se um problema pois torna-se incomportável para algumas estruturas. O desenvolvimento de novos métodos com novos materiais foi uma necessidade de adaptação para a exploração de petróleo e gás a grandes profundidades passando a utilizar-se primeiro cabos de aço e depois fibras sintéticas como modo de solucionar a questão.

A mudança de material constituinte da amarração altera toda a dinâmica do sistema e em especial as fibras sintéticas possibilitam novos arranjos na disposição da linha como a disposição em *taut-leg* e em tendão. Este tipo de material possibilita uma maior absorção do movimento dinâmico da estrutura sem causar um aumento excessivo na tensão dinâmica e é substancialmente mais leve e mais flexível. Outra vantagem é a diminuição do espaço ocupado pelas amarrações, contrastando com o caso da disposição em catenária, que nos locais onde existe congestionamento de estruturas é uma mais valia. Como desvantagens estas fibras sintéticas mostram um comportamento que ainda não é totalmente

³⁸ Fonte: www.offshoreengineering.org/moorings/2005/overview/Tool%20Ia.html

conhecido devido à sua utilização mais recente, mas, por outro lado, apresentam ainda potencialidades que não são totalmente aproveitadas devido ao facto do seu projecto ser bastante conservador para acautelar as questões de segurança. Se, por um lado, com este tipo de projectos, a estrutura apresenta maiores níveis de segurança, por outro, em sistemas nos quais a utilização da amarração não se limita a ser um mero instrumento de manutenção da estrutura no lugar, como nalguns sistemas de energia das ondas, perde-se a possibilidade de uma maior utilização de todo o potencial das características elásticas destes materiais. Muitos dos factores da disposição em tendão são comuns ao da disposição em *taut-leg* e por isso de seguida são apresentados conjuntamente.

4.1.1.2.2 *Tendão e Taut-leg*

Os tendões podem ter como materiais constituintes o cabo de aço ou a fibra sintética e tem uma grande rigidez no plano vertical mas uma baixa rigidez no plano horizontal. As linhas estão sempre sobre tensão pois a força de impulsão que actua na estrutura, para ser possível esta disposição, é superior ao seu peso o que vai provocar uma força com sentido ascendente em relação à estrutura. Já existem muitas plataformas instaladas com esta disposição e em *taut-leg* pois existem zonas de exploração petrolífera com um congestionamento de amarrações, estruturas e risers o que impede a utilização de sistemas em catenária que necessitam de utilizar uma área superior.

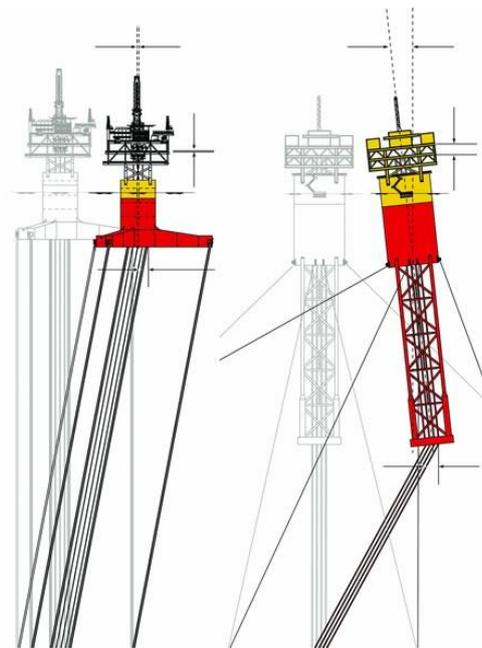


Figura 55 - Disposição de amarrações em tendão ³⁹

A disposição em *taut-leg* é definida como uma amarração na qual a linha sobe desde a âncora ou fundação até à estrutura não estando assente no fundo. As linhas estão dispostas entre 30 a 40 graus em relação à horizontal do ponto de vista da estrutura e as cargas a que a amarração está sujeita estão directamente relacionadas com a rigidez desta, o respectivo ângulo e o valor de pré-tensão a que está sujeita.

³⁹ Fonte: www.atlantia.com/seastar/motion.asp

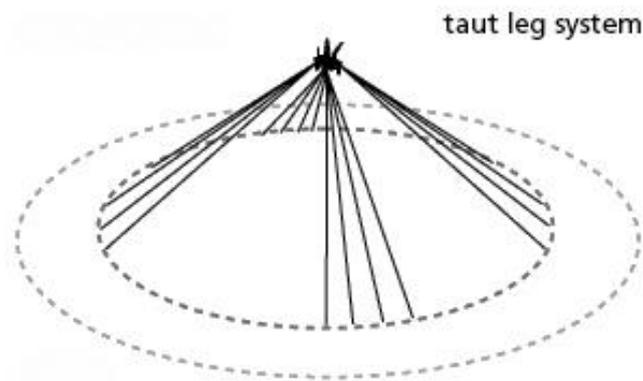


Figura 56 - Disposição de amarrações em *taut-leg*⁴⁰

O funcionamento destas amarrações é totalmente distinto da disposição em catenária que confiava no peso das correntes ou cabos para estabilizar a estrutura enquanto que nestas disposições a manutenção da estrutura é feita através das propriedades elásticas da linha. As características elásticas da fibra permitem que ela se possa estender entre 1.2 e 20 vezes mais que o cabo de aço e portanto ela tem vindo a ser considerada uma opção cada vez mais séria. O melhor controlo de movimento da estrutura leva a uma menor carga dinâmica nas amarrações e a uma melhor redistribuição dessa mesma carga entre linhas no entanto no caso da fibra é preciso ter em conta que a rigidez da linha não é um valor constante mas varia com a carga aplicada e ao longo do tempo também se altera. Estes fenómenos tornam a análise destes sistemas mais complexa. As propriedades dos materiais vão ser vistas um pouco mais à frente.

Após esta referência à generalidade das amarrações é necessário considerar alguns dos detalhes em relação ao *design* destes sistemas.

4.1.1.3 Design

Depois da definição das questões relacionadas com o tipo de equipamento e as suas dimensões e se é uma instalação única ou se são vários equipamentos que vão ser colocados numa determinada zona é também preciso conhecer o local para verificar a existência ou não de possíveis restrições relacionadas com o tipo de fundo. No local vai ser preciso determinar os factores de carga a que a amarração vai estar sujeita devido aos ventos, ondas e correntes.

Para determinar estas cargas, numa primeira análise, considera-se as forças de excitação provocadas pela corrente como temporariamente constantes num quadro meteorológico específico assim como um dado perfil de corrente e um fundo específico. O mesmo tipo de procedimento é aplicado às forças introduzidas pelo vento no entanto esta é uma primeira aproximação pois a dinâmica destas forças pode em conjunto com os movimentos provocados pelas forças induzidas pelas ondas aumentar em muito as cargas nas amarrações. As forças aplicadas pelas ondas resultam em movimentos que variam no tempo nos seis graus de liberdade do corpo flutuante e que vão passar para as amarrações.

Para dimensionar as amarrações é essencial conhecer com detalhe a rigidez, o amortecimento e a pré-tensão necessária de modo a prover a estrutura da solidez necessária. O amortecimento é um factor que têm que ser analisado tanto na estrutura como na amarração. Na estrutura flutuante é necessário analisar as forças provocadas pelo vento, as forças de viscosidade entre ela e a água que podem dar origem ao *lift* e ao arrastamento da mesma. Os fenómenos hidrodinâmicos de radiação e difracção têm um papel importante na dinâmica das estruturas e devem ser tidos em consideração no cálculo das amarrações.

⁴⁰ Fonte: www.offshoreengineering.org/moorings/2005/overview/Tool%20Ia.html

Na própria amarração existem também vários fenómenos que contribuem para o amortecimento global como o amortecimento hidrodinâmico na amarração que no caso de ser uma catenária pode originar um movimento na mesma várias vezes superior à translação da estrutura acoplada. Estes movimentos ocorrem em ciclos que podem ser analisados e servir de medida para obter o amortecimento da amarração de modo a ser possível acertar parâmetros como a pré-tensão, a amplitude de oscilação e a sua frequência e mesmo a relação entre o comprimento de cabo e a profundidade do local. Outro fenómeno a ter em conta, também no caso de a amarração descrever uma catenária, é a formação de vórtices atrás de um corpo achatado sujeito à passagem de fluidos que se vai iniciar na direcção transversa à sua circulação e que pode ficar sincronizado com a frequência de oscilação natural da linha provocando um aumento substancial no arrastamento e que geralmente é desprezável em correntes mas importante em cabos. Outros aspectos são a fricção entre os fios que compõem o cabo ou entre as peças individuais das correntes e no caso da amarração estar disposta em catenária convém ver também a interacção entre a parte da amarração que está poisada no fundo e o leito.

Este tema surgiu com maior pertinência, como já foi referido, tendo em vista a indústria de extracção de petróleo e gás e foram desenvolvidos vários métodos para fazer uma análise da dinâmica do sistema e conforme as profundidades foram aumentando os desafios foram surgindo. Relativamente às amarrações o nível a partir do qual se começa a considerar águas profundas é cerca de 300 metros o que para o actual desenvolvimento das energias marinhas é ainda muito e portanto os problemas impostos são a profundidades geralmente inferiores embora envolvam questões semelhantes a plataformas petrolíferas colocadas em locais de grandes profundidades.

Em [38] os autores apresentam um esquema relativo ao design de amarrações que tem em conta a especificidade da aplicação para sistemas de energia das ondas e que mostra uma aproximação geral a ter em conta apresentado em seguida:

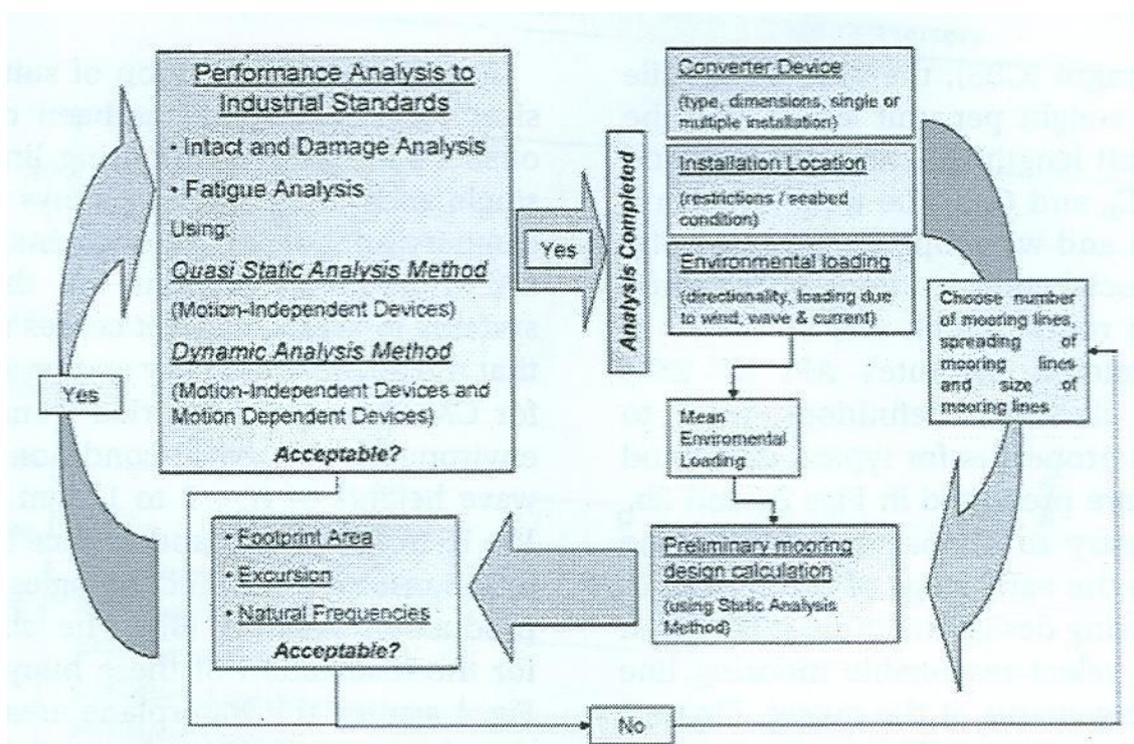


Figura 57 - Projecção de amarrações ⁴¹

⁴¹ Fonte: Referência bibliográfica [38]

Este esquema é apresentado especificamente para uma aplicação no campo da energia das ondas mas espelha uma aproximação geral que é feita também para outras estruturas e que se inicia com a caracterização do equipamento, da localização e das cargas a que vai estar sujeito. Após estes passos iniciais começa por se fazer uma análise estática que é considerada preliminar e que visa verificar se o número e o tamanho das amarrações é adequado ou se por outro lado o sistema está mal dimensionado à partida.

4.1.1.3.1 Análise estática

Esta análise estática é feita ignorando as forças do fluido exercidas nas linhas e serve para calcular as forças exercidas na estrutura devido a cada uma das amarrações sabendo as coordenadas da estrutura e os valores de comprimento e elasticidade das mesmas. O somatório de todas as linhas possibilita saber quais as forças presentes na estrutura. Depois disto são calculadas as forças e tensões da linha com mais carga mudando a localização da estrutura. O gráfico apresentado na figura 58, a título de exemplo, retirado de [42] é o resultado de uma análise estática onde as cargas, consideradas constantes, aplicadas pelo vento, corrente e deslocamento das ondas são aplicadas no eixo vertical de modo a obter o valor de desfasamento da estrutura relativamente ao eixo com origem no local de ligação da amarração ao fundo.

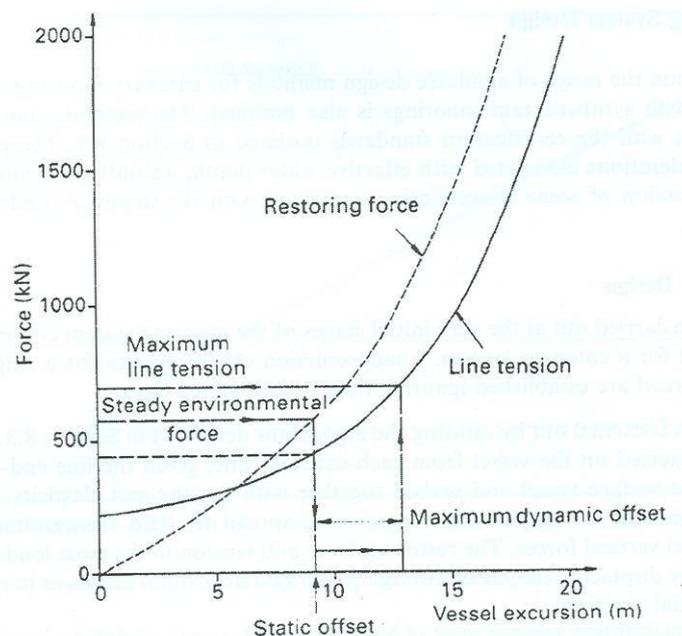


Figura 58 - Exemplo de uma análise estática ⁴²

A partir do declive desta curva no ponto referido previamente obtém-se um valor de rigidez linear que serve para estimar valores de deslocamento para valores de cargas ambientais diferentes do valor inicial. Este tipo de análise é feita para amarrações em catenária e para a estimativa ser fiável é necessário garantir que não existe nenhuma componente ascendente da força aplicada no leito marinho. Se for necessário é aumentado o comprimento da amarração e é verificado se esse aumento é comportado por esta e se não ultrapassa o valor de ruptura da linha. Se ultrapassar é necessário alterar todo o sistema e refazer a análise. Este método é bastante redutor tanto em termos de avaliação das

⁴² Fonte: Referência bibliográfica [42]

cargas ambientais impostas como também dos grandes intervalos de segurança aplicados devido à grande incerteza associada à simplificação do sistema.

O *design* anterior pode ser utilizado como uma pré-avaliação do sistema necessário em termos de amarrações mas não é suficiente para a implementação de um sistema de extracção de energia em condições reais no oceano. Depois do que considero ser uma pré-análise vai, tal como está no esquema da figura 57, fazer-se o design com uma análise quasi-estática ou mesmo uma análise dinâmica. Os *MDD's* vão precisar de uma análise dinâmica em todos os casos prevenindo situações lesivas tanto ao equipamento por motivos de perda do mesmo tanto como ao investidor que pode ver o rendimento do equipamento cair face ao previsto caso a complexa dinâmica que se gera entre o sistema de *PTO* e a amarração não seja devidamente avaliada.

4.1.1.3.2 Análise quasi-estática

A análise quasi-estática pode ser feita de duas maneiras distintas ou é feita uma simulação temporal (*time-domain simulation*) ou se utiliza o método de resposta de frequência (*frequency response method*). A simulação temporal tem em consideração a frequência das ondas e o movimento da estrutura devido a estas considerando a corrente e o vento constantes utilizando valores de rigidez obtidos através da curva de rigidez para a amarração que não consideram a dinâmica da linha. No método de resposta de frequência a curva de rigidez é tratada como se fosse linear e as respostas dinâmicas, tanto ao arrastamento provocado pela onda como às rajadas de vento, são calculadas como se o sistema fosse linear.

4.1.1.3.3 Análise dinâmica

O método de análise dinâmica é já bastante utilizado no entanto não existe ainda concordância em todos os parâmetros especialmente na avaliação dos valores de amortecimento da linha o que pode alterar substancialmente os resultados da mesma pois estes valores influenciam fortemente a resposta das estruturas face às cargas ambientais impostas. De um modo geral começa por se utilizar uma solução inicial feita no domínio temporal em que a linha é decomposta em várias secções rectas. Após a decomposição considera-se que a massa da amarração e a massa adicional está aglomerada nos nodos de modo a facilitar o processo de cálculo. Se a análise tiver que ser precisa como é o caso de sistemas complexos como os *MDD's* é necessário também avaliar a dinâmica das amarrações em conjunto com a dinâmica da estrutura pois a interacção entre as duas pode produzir diferenças em relação ao caso isolado.

As simulações com este método de massas aglomeradas em elementos finitos e com métodos de diferenças finitas permitem que a forma da linha seja alterada de acordo com os perfis de carga. Estes métodos são executados computacionalmente devido ao elevado número de variáveis e do conseqüente elevado número de cálculos. As dificuldades para implementar esta análise são a necessidade de intervalos de tempo muito pequenos para ser possível contabilizar as cargas induzidas pelas ondas e por outro lado a necessidade de a análise decorrer por um período que seja pelo menos o da oscilação da estrutura. Outra questão a ter em conta é a multi-direccionalidade das cargas ambientais que aumentam em muito os hipotéticos casos que podem surgir e requerem uma análise detalhada.

A contabilização do movimento da extremidade da amarração acoplada à estrutura é essencial para obter, por um lado, a estimativa correcta da tensão dinâmica que pode mesmo duplicar em relação estática e por outro a obtenção da estimativa do valor de amortecimento das linhas.

Existem claro outras maneiras de fazer esta análise dinâmica que estão a ser desenvolvidas inclusive com uma análise no domínio da frequência mas de momento ainda não estão consolidadas e apresentam algumas dificuldades como por exemplo a impossibilidade de lidar com não linearidades.

Em [43] é reportada uma actividade experimental que inclui a análise dinâmica das amarrações tanto na análise no domínio temporal como na análise no domínio da frequência. Esta análise de

amarrações, para posteriormente serem utilizadas em aplicações de águas profundas, é feita com a colocação de bóias submersas nos cabos que estão redimensionados e colocados a pequena profundidade. Este procedimento experimental apresentou extensos resultados que se apresentam concordantes com os métodos referidos. Este artigo refere a possibilidade de teste de amarrações com bóias desde que sejam tidos em conta os factores de escala envolvidos de modo a obter resultados fiáveis e reproduzíveis.

Para o caso particular de amarrações que utilizam fibra sintética é ainda necessário contabilizar na análise outros parâmetros relacionados com a rigidez das mesmas e que vão influenciar a dinâmica do sistema. O primeiro desses parâmetros a referir é o alongamento inicial após a fabricação do cabo e que vai diminuir com o decorrer do tempo devido a ajustes na estrutura da corda. É recomendado que durante o período de tempo inicial se considere este parâmetro no cálculo do deslocamento da estrutura mas depois de cerca de cem ciclos a uma mesma carga, como esse alongamento inicial passa a não existir, tem de deixar de ser contabilizado. Outro factor que é necessário avaliar é a variação que vai ocorrer devido ao movimento cíclico da estrutura a longo prazo e que vai provocar uma variação na rigidez do cabo alterando a tensão e o alongamento do mesmo. Geralmente considera-se um valor para os ciclos normais e outro para os movimentos cíclicos de maior ordem produzidos pelas tempestades. Outro aspecto inerente à fibra é a fricção entre as linhas que compõem o cabo e que vai gerar calor. Depois de muito uso é por vezes necessário re-tensionar os cabos de modo a manter a estrutura ajustada ao cálculo inicial.

Muito dos factores que foram referidos anteriormente são complexos e difíceis de avaliar portanto no dimensionamento destes sistemas existe sempre alguma incerteza por relacionada com factores hidrodinâmicos. Por exemplo o coeficiente hidrodinâmico de arrastamento das linhas que na ausência de vida marinha tem o seu valor tabelado dependendo do material seria um factor à partida fácil de prever no entanto a oscilação bi-harmónica que se gera devido à complexidade do movimento combinado causado por um lado pela onda e por outro pelo deslocamento da estrutura acoplada resulta em dois coeficientes de arrastamento sendo cada um apropriado para uma frequência. Este valor é como se pode ver difícil de calcular num estado de mar real devido à complexidade dos movimentos de translação. Os valores de amortecimento das linhas e da sua tensão dinâmica também trazem alguma incerteza associada que vai diminuindo com o aperfeiçoamento dos modelos e das metodologias de análise que estão a ser trabalhadas especialmente para profundidades elevadas.

4.1.1.4 Componentes

4.1.1.4.1 Correntes

As correntes são o elemento mais utilizado como amarração para a ancoragem de navios e para utilização em estruturas offshore flutuantes constituindo uma ligação flexível através dos múltiplos elos metálicos. Existem dois tipos de correntes utilizadas e que estão representadas nas figuras seguintes.

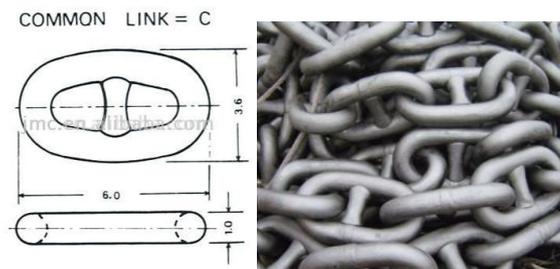


Figura 59 e 60 - Esquema⁴³ e fotografia⁴⁴ de correntes com malhetes



Figura 61 - Correntes sem malhetes⁴⁵

As correntes com malhetes têm como vantagem uma maior resistência dos elos e o não emaranhamento. As correntes sem malhetes apresentam como vantagem o menor peso e por esse motivo tem sido utilizadas mais frequentemente para o caso específico de amarrações permanentes. Estas correntes são geralmente feitas de aço ou de uma liga de aço galvanizada de modo a impedir a corrosão decorrente do meio marinho a que estão sujeitas.

4.1.1.4.2 Cabos de aço

Os cabos de aço são também utilizados como elemento constituinte das amarrações e relativamente às correntes tem um peso inferior e uma elasticidade superior, no entanto, apresentam como desvantagem uma menor resistência à corrosão e uma maior intrusão de areias entre os constituintes do cabo. Estes cabos apresentam um manuseamento simples e são resistentes a ataques por parte da comunidade biológica existente no oceano nomeadamente peixes de grande porte.

⁴³ Fonte: http://jmc.en.alibaba.com/product/50258199-200006372/Stud_Link_Anchor_Chain.html

⁴⁴ Fonte: http://www.nycentral13.com/?page_id=239

⁴⁵ Fonte: <http://www.ship-technology.com/contractors/mooring/gallery.html>

Os elementos constituintes dos cabos são os fios cuja disposição vai variando de modo a conseguir alcançar as características necessárias à aplicação específica. As propriedades do cabo são então função do seu desenho e existem já várias classes definidas.

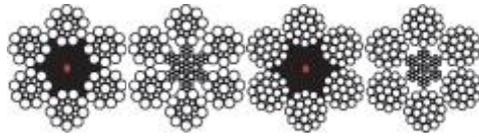


Figura 62 - Secção de vários tipos de arranjo de cabo de aço inoxidável para utilização em meio salino⁴⁶

Os cabos mais adequados para a aplicação em amarrações são as que apresentam para um determinado tamanho e uma determinada densidade de fios uma maior resistência. Cabos cuja tensão à tracção é muito elevada podem tornar-se quebradiços com as forças impostas pelas ondas e portanto menos adequados numa primeira aproximação ao uso em sistemas de amarrações. O peso destes cabos é grande e portanto a sua utilização para grandes profundidades pode ser problemática e muitas vezes são colocadas bóias acopladas para suportar o peso da linha. Outra característica que importa sublinhar é as dimensões físicas da linha que influenciam a tensão imposta pelas cargas hidrodinâmicas pois o diâmetro da linha influencia directamente a o comportamento da amarração no fluido.

O alongamento dos cabos também tem um lugar relevante na dinâmica do sistema e varia não só devido ao material dos fios e construção do cabo mas também devido à magnitude das cargas aplicadas no cabo. A protecção à corrosão é geralmente feita utilizando cabos galvanizados mas existem outras técnicas como através de uma camada de plástico por cima do cabo que protege o cabo de corrosão e também da abrasão provocada pela areia entre os constituintes da corda.

4.1.1.4.3 Fibras sintéticas

Os cabos compostos por fibras sintéticas apresentam propriedades bastante distintas do cabo de aço. A água salgada não é um problema para estas fibras que não ficam corroídas neste meio sendo fáceis de manusear. Como grande desvantagem apresentam uma relativa facilidade ao corte quando sobre tensão. O nylon, o dacron, o kevlar, o polipropileno, o polietileno e o vectran são alguns dos materiais que podem constituir um destes cabos cuja unidade constituinte é o filamento. São comuns diferentes arranjos: arranjos com fios paralelos, cordões paralelos, cordões torcidos, arranjos com construção semelhante ao cabo de aço e com cordões trançados e entrançados.

Uma grande parte dos cabos de fibra sintética é feita de nylon que apresenta uma resistência muito grande face às outras fibras comuns no entanto na água este material perde aproximadamente um décimo dessa resistência devido ao encolhimento. Este tipo de cabos apresenta uma grande elasticidade, uma grande durabilidade face a cargas cíclicas e tem uma grande capacidade de absorver energia. A resistência a químicos e à abrasão é também bastante boa. Por causa de tudo o que foi referido pode constatar-se que estes cabos são recomendados para casos em que é necessária resistência e capacidade de absorção de choque tendo no entanto que avaliar o alongamento que pode ser elevado dependendo da carga imposta.

O dacron tem uma resistência cerca de 10% inferior ao nylon quando seco no entanto não é afectado pela água, portanto, no meio marinho, a força destes dois cabos é idêntica. Este material apresenta menos elasticidade e vai absorver menos energia no entanto apresenta uma elevada resistência à

⁴⁶ Fonte: http://www.siva.com.br/prod_cabo.asp?info=cabos&prod=inox

abrasão e a químicos. Estes cabos não são adequados para casos nos quais as cargas ambientais são muito variáveis.

O polipropileno é a fibra sintética mais leve utilizada na manufactura de cordas mas tem apenas 60% da resistência em relação a cabos de nylon secos. O alongamento é superior ao dacron mas um pouco inferior ao nylon e são boas para os casos em que a absorção de energia é necessária. Têm uma durabilidade e resistência à abrasão excelente sendo também resistentes a agentes químicos. A necessidade de um cuidado redobrado com a geração de calor através de fricção e a exposição o sol é fundamental. Este tipo de cabos é portanto uma boa solução quando se procura que os cabos apresentem características flutuantes mas é só recomendado para sistemas no qual o alongamento a longo termo não seja um factor crítico.

O kevlar apresenta um modulo de tracção muito elevado sendo bastante leves e apresentando quase a mesma resistência que cabos de aço de igual diâmetro. O alongamento é muito baixo e as deformações quase inexistentes. Apresenta uma baixa resistência à abrasão e alguma susceptibilidade a fadiga devido a compressões axiais.

O polietileno tal como o polipropileno é mais leve que a água apresentando-se como uma boa solução para amarrações. As suas desvantagens são o baixo módulo de tracção e um alongamento elevado.

Os diferentes arranjos são também importantes para definir as propriedades dos cabos:

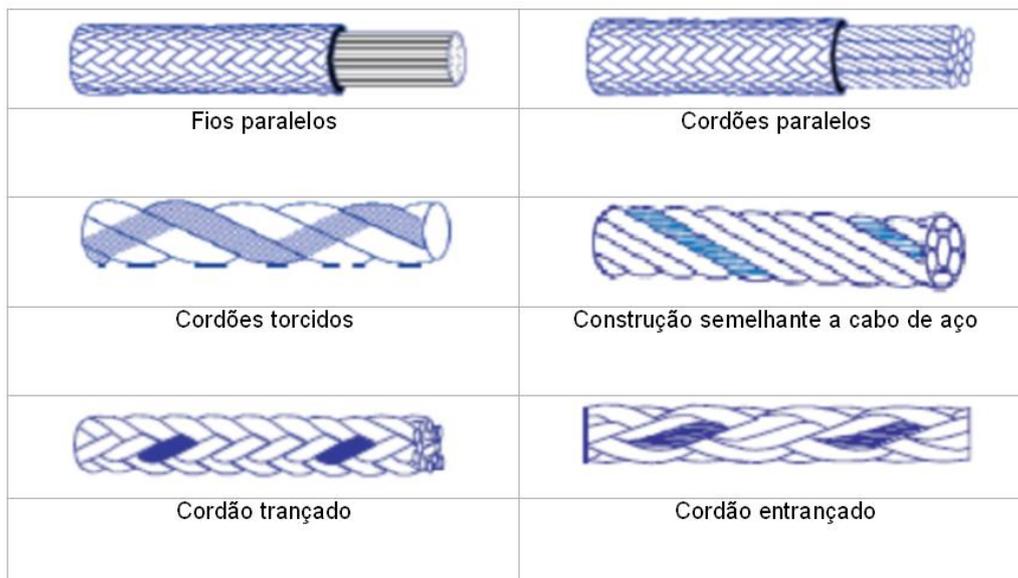


Figura 63 - Tipos de arranjo ⁴⁷

A disposição em fios paralelos é como o nome indica feita colocando todos os fios paralelos em relação ao eixo central do cabo que depois é envolvida num invólucro ou envolvida por uma trança exterior. Esta disposição apresenta uma resistência com um valor elevado e não executa rotações em relação ao seu eixo mesmo para cargas elevadas. A disposição em cordões paralelos apresenta a mesma construção que no caso anterior contudo são os cordões que se dispõem paralelamente em relação ao eixo central. Esta construção é bastante adequada à utilização em amarrações apresentando também um valor elevado de resistência e uma ausência de movimentos de rotação quando sujeita a tracção.

⁴⁷Fonte: www.dredgingengineering.com/moorings/lines/Offshore%20mooring%20lines%20rope%20construction.htm

No caso da disposição em cordões torcidos não existe a necessidade de colocação de invólucros pois o ângulo de torção, igual ou superior a 30°, mantém o cabo unido. Esta construção não é adequada para a utilização em amarrações pois não são feitos cabos de maiores diâmetros e com tipos de fibra com maior resistência. Este desenho provoca movimentos de rotação quando sujeito a carga.

Na construção semelhante ao cabo de aço utiliza-se um cordão central no qual se enrolam os outros cordões. Nesta construção o cabo central geralmente não é para suportar carga no entanto também o pode fazer. Vão existir movimentos de rotação o que pode alterar a distribuição de carga nos diferentes cordões. Dependendo do sentido de enrolamento os cabos designam-se por enrolamento em Z se forem no sentido dos ponteiros do relógio e S no caso inverso. Os desenhos trançados e entrançados são geralmente constituídos pelo mesmo número de cordões enrolados em S e em Z e apresentam como vantagem a ausência de movimento de rotação quando carga é aplicada. As desvantagens destes desenhos são a necessidade de grandes diâmetros de cabo para determinada tensão e a impossibilidade de utilizar fibras com elevados valores de resistência de carga.

4.1.2 Fundações

Apesar da fase prematura de desenvolvimento em que se encontram as tecnologias flutuantes de extracção de energia das ondas e as plataformas flutuantes que visam o aproveitamento eólico offshore o conhecimento relativo às fundações requeridas é já bastante elevado devido ao desenvolvimento de projectos complexos em termos de construção civil, tais como pontes, em meios bastante semelhantes. Outro factor preponderante foi mais uma vez a indústria de extracção de petróleo que ao passar para altas profundidades teve necessariamente que utilizar plataformas flutuantes com amarrações. As fundações para estas plataformas são já uma realidade em profundidades superiores a dois mil metros e portanto considerando as necessidades actuais em termos de exploração energética renovável marinha existe já o conhecimento em termos de engenharia necessário.

As fundações podem ser constituídas por estacas ou âncoras e a sua utilização deve ter em conta as cargas estáticas, cíclicas, periódicas e transientes a que o conjunto plataforma e/ou equipamento mais as amarrações vão estar sujeitas. Dito de uma outra forma é necessário garantir que as capacidades de carga lateral e axial nas fundações são concordantes com os carregamentos aplicados pelos equipamentos devido à acção das cargas ambientais. Outro factor crucial e que é tido em conta logo à partida na planificação das fundações é a viabilidade de um tipo de fundação em termos de tipo de fundo e de capacidade de instalação.

Para um dimensionamento correcto das fundações é necessário ter em conta o tipo de amarração utilizada pois as forças aplicadas podem ser decompostas nas suas componentes verticais e horizontais que vão no primeiro caso tender a levantar a fundação (*uplift*) e no segundo a provocar o arrasto (*drag*). No caso da linha em catenária mais tradicional o *drag* é a componente que prevalece, no entanto, no caso das amarrações em tendão e em *taut-leg* é necessário analisar as contribuições verticais.

4.1.2.1 Estacas (Piles)

A estaca é uma fundação profunda e é geralmente constituída por aço apresentando uma secção transversal em forma de anel. O método de aplicação pode ser a cravação por percussão ou por sucção ou a perfuração. Recentemente surgiu outro método que consiste apenas no lançamento da estaca que se vai fixar devido ao seu próprio peso [39], [40]. Dependendo do método de aplicação o contacto da estaca pode ser directamente com o solo ou com uma calda de cimento que depois faz o contacto com o solo.



Figura 64⁴⁸ e 65⁴⁹ - Exemplos de estacas

4.1.2.1.1 Estacas cravadas (*Driven Piles*)

As estacas cravadas são estruturas tubulares de aço cujo diâmetro pode variar. A espessura da parede da estaca tem de ser suficiente para resistir às cargas axiais e laterais a que vai estar sujeita não só durante o tempo de operação mas também durante a sua instalação. As estacas podem ser cravadas por percussão ou sucção. As estacas cravadas por percussão podem ser de ponta aberta (open end pile) ou com uma ponta em aço denominada de ponta fechada (closed end pile) podendo alcançar diâmetros de 3 metros. A cravação é feita com martelos que na indústria offshore costumam ser hidráulicos ou a vapor, no entanto, existe também a possibilidade de serem vibratórios e a diesel.

As estacas cravadas por sucção são constituídas por um cilindro, aberto no fundo e fechado no topo, de aço ou betão. Já foram instaladas em profundidades superiores a 2000 m com diâmetros que já alcançaram os 7 m com uma penetração no solo de 20 m. A cravação é iniciada após uma penetração inicial da estaca no leito marinho devido ao seu próprio peso seguida da remoção da água que se encontra aprisionada dentro do cilindro através do seu bombeamento. Com a redução da pressão dentro da estaca a resistência do solo à penetração é vencida e a instalação fica concluída.

Apesar do custo superior, com a cravação por sucção é evitada a utilização de martelos o que em águas muito profundas pode ser um problema de instalação algo complexo. Outra vantagem que a cravação por sucção apresenta é a elevada resistência que tem em relação a cargas em todos os ângulos permitindo uma utilização de amarrações não só em catenária mas também quase vertical como por exemplo a disposição em *taut-leg*.

Após a cravação das estacas, nalguns casos, é necessária uma fase final de injeção de calda de cimento na interface entre a estaca e o solo de forma a aumentar a resistência lateral por atrito que nalguns casos chega a duplicar. Nalguns solos como por exemplo em solos calcários a utilização de estacas cravadas não se revela suficiente e por isso é necessário utilizar estacas cravadas e cimentadas (*Driven and Grouted piles*) de forma a fazer-se uma integração eficiente entre a estaca e o solo.

4.1.2.1.2 Estacas perfuradas e cimentadas (*Drilled and Grouted piles*)

No caso de o atrito no leito marinho ser muito baixo ou então se for constituído por rocha a cravação de estacas pode não ser uma possibilidade e é necessário considerar a perfuração como solução. A

⁴⁸ Fonte: www.intermoor.com

⁴⁹ Fonte: www.nrgm.com/driven-piles-and-suction-piles.html

perfuração pode ser feita com recurso a um invólucro exterior de maneira a evitar o colapso do furo e após a inserção da estaca é removido esse invólucro e injectada a calda de cimento de modo a alcançar a continuidade estrutural possibilitando a transferência de carga para o leito.

4.1.2.1.3 Estacas Torpedo

Este tipo de fundação é recente e surgiu tendo em vista a não utilização dos meios necessários para a instalação das estacas referidas anteriormente que são complexos e dispendiosos. Além disso permite também o uso de raios de ancoragem menores o que para além do menor custo implícito vai também permitir uma menor ocupação de espaço no leito com uma conseqüente diminuição de interferências com outras estruturas ou mesmo com o meio. É uma estaca tubular de ponta fechada que contém uma mistura de aço e betão no seu interior de forma a atingir uma grande densidade. Em termos de dimensões o seu comprimento é geralmente cerca de dez vezes maior que o seu diâmetro e pode apresentar na superfície lateral aletas para aumentar o contacto entre a estaca e o solo e aumentar a resistência perante a carga. A instalação é por queda livre através da penetração dinâmica devido ao seu próprio peso.

4.1.2.2 Âncoras

Existem muitos tipos de âncoras e variam em tudo desde o material constituinte até à própria geometria. A evolução e o desenvolvimento deste tipo de equipamentos é um fenómeno contínuo de modo a suportar as cargas a que são sujeitas. Ancoragens permanentes já foram executadas com recurso a várias técnicas que vão desde a aplicação de âncoras de peso até à aplicação de âncoras convencionais.

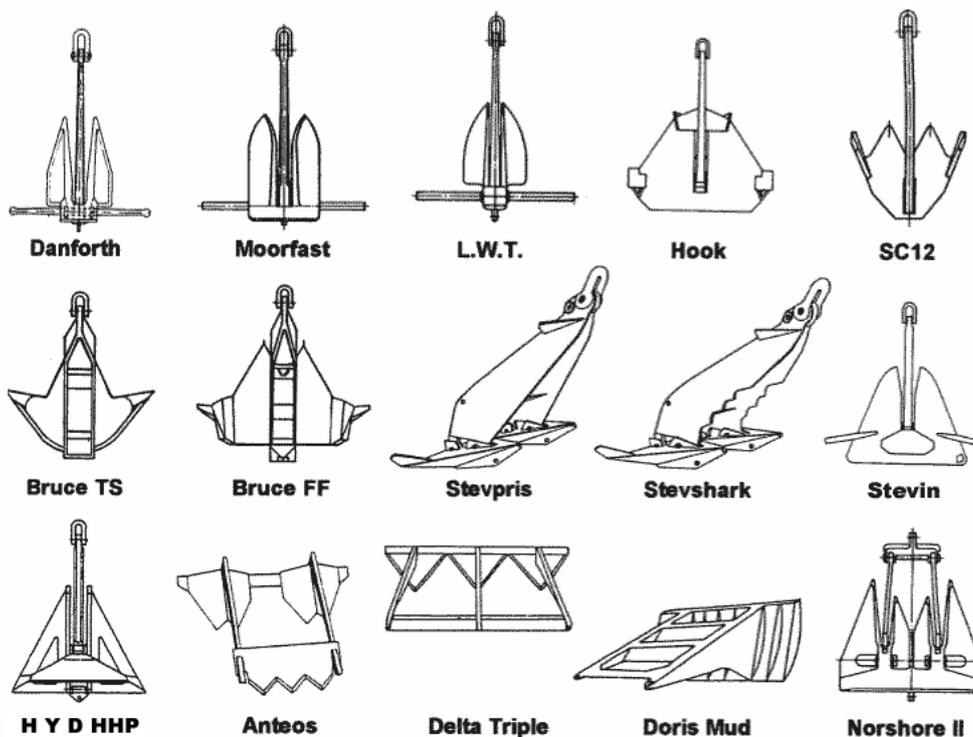


Figura 66 - Exemplos de âncoras⁵⁰

⁵⁰ Fonte: www.watermansupply.com/anchors

A âncora de peso é um tipo de âncora que como o seu nome indica confia no seu peso muito grande para manter a estrutura no local. A componente vertical é dada pelo peso da âncora combinado com a sucção que ocorre entre a base do corpo e o solo enquanto a componente horizontal é dada pelo atrito entre a base do corpo e o solo e a parede lateral enterrada e o solo. É um tipo de fundação que apresenta bastantes limitações não só devido ao facto da sua instalação necessitar de guindastes mas sobretudo pela comparação em termos de peso com outros tipos de âncoras que para a mesma capacidade de ancoragem têm pesos dezenas de vezes inferiores. Para evitar a utilização de grandes guindastes é possível aquando da instalação utilizar uma estrutura em forma de caixa que depois de assente no fundo é cheia com material granular.

Como já foi referido existem muitos tipos de geometrias de âncoras mas é possível separá-las tendo em conta se as cargas que se vão aplicar vão ser horizontais, o caso de amarrações em catenária, ou se vão ser verticais que é o caso das amarrações em *taut-leg* e tendão. A instalação de âncoras é feita por arrasto através da utilização de embarcações que lançam e puxam a âncora. O peso varia conforme a carga a aplicar e comercialmente existem modelos que vão desde várias dezenas de kilogramas até várias dezenas de toneladas. Um factor preponderante na escolha da âncora é o tipo de fundo pois num solo arenoso ou argiloso a carga distribui-se uniformemente pela superfície da garra da âncora enquanto num solo cimentado ou rochoso a transferência de carga pode acontecer apenas numa área de contacto muito pequena.

4.1.3 Cabo submarino

4.1.3.1 Utilização no sector da energia marinha

Os cabos submarinos são uma peça fundamental no quadro da energia explorada offshore pois são o elemento que permite a transmissão da energia gerada para a rede energética e através dela para os utilizadores finais.

A utilização de cabos submarinos não se cinge à ligação de equipamentos offshore. Iniciou-se a sua utilização para possibilitar a ligação à rede principal de energia de ilhas próximas ao continente. Países cuja geografia é marcada por um elevado número de ilhas como as Filipinas, o Japão, a Noruega, entre outros utilizam já frequentemente cabos submarinos para as suas inter-ligações. A inter-conexão das redes dos vários países são um outro exemplo da utilização deste tipo de tecnologia sendo um objectivo da União Europeia construir uma rede energética que se encontre totalmente inter-ligada de modo a permitir partilhar as capacidades de geração eléctricas de vários mercados que sem este tipo de ligação seriam praticamente estanques.

Esta super rede europeia permite uma adequação do binómio geração/consumo de uma forma mais simples e eficaz pois os picos de consumo para diferentes regiões não estão sobrepostos no tempo devido a factores horários e culturais em relação ao uso da energia. A capacidade de reserva de uma rede europeia integrada é muito maior que a de apenas uma rede a nível nacional o que possibilita uma maior segurança de abastecimento. Além disso permite mesmo baixar a capacidade instalada total que seria necessária no caso de redes independentes pois a enorme capacidade de reserva partilhada permite baixar um pouco a capacidade instalada em cada país. A vantagem em termos de gestão de redes partilhadas com a diversificação do *mix* energético faz com que a criação desta super rede europeia seja um passo importante para se conseguir a construção de um mercado eléctrico que não apresente o monopólio dos mercados eléctricos nacionais tradicionais.

A utilização de cabos submarinos é também feita para transportar energia entre as margens de rios, baías ou mesmo para a alimentação de plataformas colocadas no mar como por exemplo as petrolíferas. É de referir que a produção de energia eléctrica em plataformas pode ser bastante dispendiosa o que pode, nalgumas situações, viabilizar a instalação de cabos submarinos.

4.1.3.2 Cabos submarinos existentes

Existem vários tipos de cabos submarinos utilizados para a transmissão de energia eléctrica e de um modo geral são constituídos pelo condutor, o sistema de isolamento, a camada de bloqueio de água e a camada de protecção [44].

4.1.3.2.1 Condutores

Os condutores de um cabo submarino podem ser constituídos por cobre ou alumínio não existindo nenhuma opção preferencial. O cobre é mais caro que o alumínio para a mesma capacidade de transporte de carga no entanto, devido à secção transversal ser menor para o cobre, a quantidade de material necessário para as camadas exteriores vai ser menor e portanto vão ser feitas poupanças em chumbo e aço. A especificidade técnica de cada projecto e os preços que se apresentam no mercado definem a melhor opção a utilizar. A utilização de cobre e alumínio em diferentes partes do percurso do cabo é também possível pois a ligação destes dois condutores é exequível. Existem várias formas de disposição do condutor no cabo submarino como está representado na figura 67.

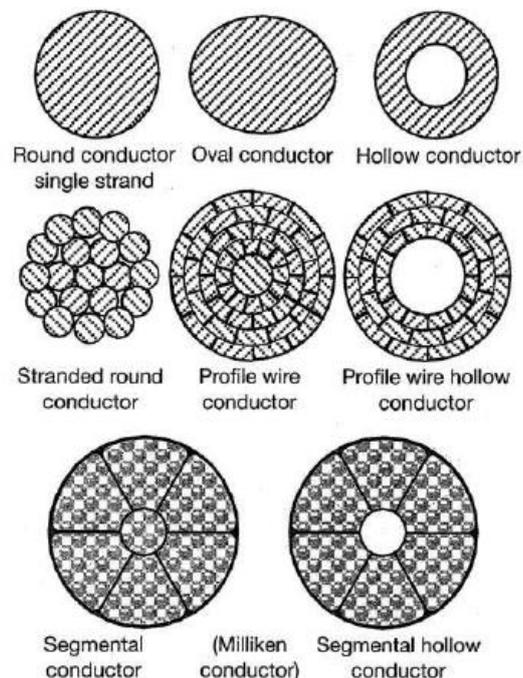


Figura 67 - Secções de vários condutores⁵¹

A disposição do condutor como um único fio é simples de fazer podendo atingir secções transversais até 400 mm². Devido a esta limitação não pode ser utilizado para cabos de transmissão superior a 150 kV. A disposição com vários fios de condutores entrançados é efectuada nos dois sentidos possíveis de enrolamento sendo designados por enrolamento em S ou em Z. A maior parte dos cabos é construído tendo por base fios circulares de condutor sendo utilizado para a transmissão de corrente alterna e contínua. Para cabos com secções transversais elevadas ou com potências de transmissão elevadas a disposição para corrente contínua é geralmente a de condutor perfilado e para corrente alternada a de condutores de *Milliken*.

O condutor perfilado é constituído por fatias de fios condutores e pode ser feito de quase todas as formas apresentando valores de condutividade excelente para o cobre. Os condutores denominados de

⁵¹ Fonte: Referência bibliográfica [44]

Milliken são compostos por fatias triangulares, constituídos por fios condutores circulares que depois são dispostos de forma a obter um condutor redondo. Esta disposição de *Milliken* é feita para cabos de transmissão de corrente alternada para reduzir o efeito, devido à força electromagnética gerada, das linhas de fluxo de corrente concentrarem-se nas partes periféricas do condutor tornando a parte central do condutor menos útil. Por quantos mais segmentos ou fatias for constituído o cabo melhor é a redução do efeito descrito acima sendo estes cabos também denominados de segmentados.

A utilização de condutores ocos possibilita a utilização de óleos de baixa viscosidade de modo a evitar vazios no isolamento mantendo a integridade das propriedades eléctricas.

4.1.3.2.2 Isolamento

O isolamento do cabo é o sistema que permite a separação do condutor com o meio envolvente que se encontra a um potencial diferente. Este sistema além de ter que estar totalmente livre de impurezas necessita de ser resistente à deterioração devido a factores químicos, temperatura, e tensão mecânica e eléctrica. Vou de seguida fazer uma breve referência aos materiais utilizados actualmente para efectuar o isolamento de cabos.

O polietileno tem uma gama de densidade que varia entre 0,9 e 0,97 g/cm³ e apresenta a limitação da temperatura do condutor que não poder exceder os 80° C dado que acima desse valor o material amolece e derrete levando ao colapso da linha. Para solucionar este problema é possível utilizar polietileno reticulado (XLPE) que através da sua malha de ligações tridimensional impede o material de derreter sendo só destruído a cerca de 300° C por pirólise. Cabos submarinos com isolamento XLPE são muito utilizados existindo cabos tripolares com uma tensão de 170kV para comprimentos superiores a 50 km, no entanto conforme a tensão aumenta torna-se mais difícil a manufactura deste tipo de cabos podendo encontrar-se cabos unipolares com 500kV mas apenas para extensões reduzidas devido à inexistência de juntas para este nível de tensão. Para cabos de alta voltagem em corrente contínua o XLPE normal não é considerado uma solução viável no entanto com alterações e novos métodos de manufactura já foi possível a execução de cabos com 320kV.

Outro material utilizado para isolamento em cabos extrudados é o etileno-propileno e é utilizado maioritariamente para cabos subterrâneos no entanto existe também a instalação de cabos submarinos com este material embora não seja indicado tensões muito elevadas.

Um tipo diferente de solução de isolamento é a que utiliza papel impregnado com óleo fluido. O papel é de baixa densidade (entre 0,7 e 0,8 kg/dm³) de modo a evitar perdas e a permitir uma boa permeabilidade em relação ao óleo. As camadas de papel são sobrepostas umas em relação às outras e apresentam uma grossura que pode variar entre 50 e 180 µm. O óleo utilizado pode ser um óleo mineral de baixa viscosidade ou pode ser um fluido sintético, geralmente alquilbenzeno linear. A pressão do fluido contido no cabo deve ser superior à exercida pela água em toda a sua extensão para prevenir uma intrusão de água no cabo e deve ser mantida através de unidades de alimentação de óleo pois a pressão vai variando devido à expansão e contracção térmica. Caso a regulação de pressão não seja adequada podem formar-se bolhas no fluido uma vez que quando a pressão diminui a solubilidade dos gases no óleo vai decrescer podendo levar a descargas eléctricas parciais nas bolhas e chegar mesmo a comprometer o isolamento. Este tipo de cabo é adequado para transporte de corrente contínua e alternada.

Cabos impregnados na massa são outro isolamento que se apresenta como a solução mais utilizada para transporte de alta corrente contínua (até 500 kV) apresentando vantagens para o ambiente submarino pois permite a instalação para troços praticamente infinitos não necessitando de pressurização evitando a utilização de unidades de alimentação de óleo como o isolamento referido anteriormente.

Por último é necessário fazer referência a cabos cujo isolamento é feito com gás em vez do enchimento com óleo já referido. Utilizando na mesma o papel impregnado utiliza depois nitrogénio para fazer o isolamento entre camadas sendo uma forma mais limpa. Este tipo de isolamento e aplica-se também a corrente contínua e alternada.

4.1.3.2.3 *Bainha de protecção à intrusão de água*

Para a manutenção da protecção do isolamento eléctrico em relação à intrusão de água é necessário colocar um revestimento que pode ser alumínio, chumbo, cobre ou outro metal. A utilização de polímeros pode também constituir uma solução aceitável nalguns casos como por exemplo o de média tensão.

A bainha de chumbo é uma solução que inviabiliza totalmente a entrada de água ou a difusão de humidade e no caso de cabos com isolamento com óleo ou impregnado é também uma forma de proteger o ambiente circundante impedindo qualquer contacto com estes agentes. A possibilidade de manufacturar cabos com 100 km de comprimento, através de extrusão sem interrupção da bainha, adicionado ao facto que o peso adicional provocado pelo chumbo ou outras ligas de chumbo dão ao cabo são vantagens para a aplicação desta bainha. O manuseamento de cabos com este tipo de bainha de protecção tem de ser cuidadoso pois o chumbo e as ligas de chumbo ficam facilmente danificados em contacto com objectos pontiagudos.

A bainha de alumínio que pode ser produzida através de extrusão não se apresenta uma solução viável para cabos submarinos devido à elevada corrosão verificada nos mesmos. A produção através da solda de uma lâmina é também utilizada e é mais resistente à corrosão devido à utilização de ligas de alumínio em vez de uma lâmina de alumínio puro. Outra forma de produção da bainha é a criação de uma fina lâmina de alumínio em torno do núcleo do cabo e depois a colocação de uma camada de polímero imediatamente por cima ficando estas duas camadas interligadas como uma só. A difusão da humidade no caso da utilização de uma lâmina de alumínio com um polímero pode ocorrer e portanto para cabos submarinos é necessário ainda juntar agentes adsorventes.

A bainha de cobre ondulado é muito resistente à fadiga e por isso pode ser utilizada para cabos dinâmicos ou que estejam sujeitos a torções devido a fenómenos como as ondas. Propriedades como a resistência à fadiga, às flexões e a pressões podem ser melhoradas dependendo do tipo de padrão de ondulação utilizado.

As bainhas poliméricas podem ser utilizadas como protecção às bainhas metálicas impedindo a corrosão e abrasão. Estas bainhas apresentam uma longa durabilidade com óptima protecção química e mecânica. Os polímeros são impermeáveis à água no entanto como permitem a difusão de água só nalguns casos é que podem ser utilizados no meio submarino sem a presença de bainhas metálicas de protecção.

4.1.3.2.4 *Armadura*

A armadura é o elemento do cabo que oferece protecção mecânica e a capacidade de suportar a tensão imposta durante a instalação do cabo que pode ser muito superior à tensão que o cabo terá que suportar depois de colocado no leito marinho. Além do próprio peso do cabo a armadura tem que resistir às forças dinâmicas devido ao movimento do navio de instalação. Depois de instalado convém ter a capacidade de resistir a equipamentos de pesca e mesmo âncoras que colidam com o cabo. A escolha da armadura vai determinar propriedades do cabo como a rigidez e a torção influenciando a escolha do método de instalação.

A colocação de uma armadura disposta apenas num dos sentidos de colocação (S ou Z) vai permitir a absorção de torções apenas num sentido. A colocação de duas camadas de armadura, uma em S e outra em Z, vai permitir um cancelamento da torção ao mesmo tempo que apresenta uma protecção muito mais forte. Estas duas camadas vão ainda impedir mais eficazmente a penetração de pontas afiadas de âncoras, pedras ou mesmo de equipamento utilizado para prender o cabo. Dependendo da zona em que o cabo vai ser colocado os arranjos vão ser diferentes existindo algumas configurações específicas para diferentes locais.

Pode ser utilizado cobre, bronze, latão ou mesmo aço para a armadura. As fibras de poliéster apesar de apresentarem capacidades de suportar tensões semelhantes ao aço apresentam limitações no que diz respeito a impactos laterais com objectos cortantes como âncoras. A colocação da armadura não é

feita directamente no isolamento ou na bainha de protecção à intrusão de água existindo previamente a colocação de um estrato para o efeito.

Evitar a corrosão é essencial no meio marinho e portanto após a armadura é necessário colocar ainda camadas de protecção que evitem o seu contacto com a água. A colocação de uma camada de zinco seguida de uma camada de betume é uma solução utilizada para a protecção de armaduras como a de aço. Os polímeros também são uma solução para este problema no entanto é necessário ter em conta a abrasão a que estes cabos vão estar sujeitos levando ao desaparecimento do polímero.

4.1.3.2.5 Cabos com 1, 2 ou 3 condutores

Dependendo das especificações de cada projecto a escolha dos cabos vai variar podendo os promotores optar por cabos com diferente número de condutores. O transporte de corrente alternada em cabo submarino tem um limite, actualmente, de cerca de 150 km e portanto para grandes distâncias é utilizada corrente contínua.

Para transporte de corrente alternada a questão da escolha de três cabos de um condutor ou um cabo com três condutores pode surgir. No caso de cabos de três condutores os campos magnéticos anulam-se quase na totalidade possibilitando uma armadura de aço sem perdas substanciais de energia sendo no entanto mais difíceis de arrefecer. Cabos deste tipo podem ficar bastante massivos e a partir de determinada capacidade de transmissão a sua manufactura torna-se inviável como por exemplo um cabo com óleo fluido que necessitasse de transmitir 500 kV. A instalação de três cabos de um condutor tem a seu favor, além de um custo associado menor, maior facilidade de colocação no fundo marinho. A colocação de quatro cabos de um condutor permite ter sempre uma linha disponível em caso de mau funcionamento de uma das linhas o que no caso de um cabo de três condutores não tem solução a não ser a colocação de outro cabo de três condutores. A junção de três cabos com um condutor não é uma solução pois acarreta as principais fragilidades de cada um, ou seja, perdas nas armaduras dos cabos e ao mesmo tempo um mau arrefecimento.

O transporte de corrente contínua para alta tensão pode ser feito através de cabos de dois núcleos que estão contidos numa armadura comum. Para grandes tensões de transporte a par de grandes distâncias é costume usar esta solução.

Outro desenvolvimento relativo aos cabos é a integração de fibras ópticas cujo objectivo pode ser a medição da temperatura ao longo do cabo, transmissão de informação ou medição de vibrações. Este tipo de desenvolvimentos permite conhecer a localização exacta do cabo submarino e detectar quaisquer mudanças em torno do cabo como por exemplo uma deposição sedimentar anormal. Este facto é bastante importante pois com as mudanças que podem ocorrer em termos de fundo, no caso de fundos de areia, é preciso acautelar que tanto as componentes térmicas como mecânicas não estão a atingir os limites de segurança que podem levar ao colapso da linha.

4.1.3.3 Design

A projecção de um cabo submarino necessita de três componentes: térmica, mecânica e eléctrica. Este tipo de projecções é já um capítulo no qual existe experiência adquirida e portanto a resolução dos sistemas de equações relacionados com estes modelos são desenvolvidos extensivamente nos manuais científicos da especialidade não fazendo parte desta dissertação.

O objectivo da análise térmica é a construção de um cabo que transmita a potência necessária sem exceder os limites de temperatura possíveis para o cabo e ambiente envolvente. O modelo térmico baseia-se na geração de calor durante a operação ao longo do cabo que flui para o ambiente circundante. Através do modelo térmico os operadores conseguem saber quais os limites de transmissão máximos possíveis sem colocar o cabo em risco.

A projecção térmica depende do tipo de cabo que vai ser utilizado e no caso de um cabo de um condutor de transporte de corrente contínua em alta tensão o único calor gerado relevante é devido ao

efeito de Joule. Este é o caso mais simples de todos em termos de cálculo térmico. O conhecimento do ambiente em torno do cabo é também essencial para um dimensionamento correcto.

No caso de um cabo de transporte de corrente alternada o cálculo da capacidade de transporte de corrente é mais elaborado devido a fenómenos que ocorrem tanto no condutor como na armadura. O campo magnético alternado vai gerar no condutor o efeito pelicular, fenómeno que depende da intensidade de corrente, frequência e características magnéticas do próprio condutor sendo responsável pelo aumento da resistência aparente do condutor eléctrico devido à diminuição da área efectiva do condutor. Outro efeito magnético que é preciso considerar é o efeito de proximidade dos condutores num sistema trifásico que pode levar a que as partes mais próximas entre os condutores sejam menos úteis ao transporte de corrente. No caso de correntes alternadas é ainda necessário avaliar as perdas dieléctricas devido ao isolamento do condutor, as perdas devido a correntes nas bainhas metálicas e na armadura no caso de estas estarem ligadas à terra nas duas extremidades e as correntes de Foucault que ocorrem também nas bainhas metálicas e armadura.

Os modelos utilizados para calcular a capacidade de transmissão das linhas necessitam de abranger também os regimes transientes pois na realidade os cabos não estão constantemente a plena carga. A ligação de sistemas de produção de energia tem associado a si, especialmente no caso de recursos variáveis no tempo, a operação das linhas de energia com cargas variáveis ou cíclicas. A não utilização da linha a plena carga pode, caso a linha se encontre enterrada no fundo marinho, permitir depois a utilização da mesma num período de tempo limitado em sobrecarga. Isto vai ser possível devido à grande inércia térmica do solo o qual pode levar semanas ou meses a atingir um estado estacionário mesmo que a corrente que passa no cabo seja constante. O mesmo não se passa se o cabo não estiver enterrado pois aí em questão de horas atinge um estado estacionário não permitindo sobrecargas sob pena de danos permanentes.

Este aspecto mostra a necessidade do conhecimento exacto das características do ambiente exterior e do solo para um correcto dimensionamento de cabos submarinos. É preciso conhecer com exactidão toda a rota do cabo submarino e de preferência executar monitorização de forma a garantir que as condições não se alteraram em relação à concepção inicial. Uma alteração por vias naturais, como por exemplo a remoção dos sedimentos por correntes ou o crescimento de vida marinha na superfície exterior do cabo, ou por vias humanas, tais como dragas, podem provocar um sobreaquecimento.

A perspectiva de instalações em larga escala de parques eólicos no meio marinho levou ao levantamento de questões ambientais levando as autoridades da Alemanha a colocar limites ao aquecimento do fundo marinho. O fundo marinho por cima do cabo não deve ultrapassar dois Kelvin do valor que seria expectável sem cabo. Esta limitação apresenta algumas restrições adicionais ao dimensionamento que no entanto conseguem ser ultrapassadas.

Relativamente às propriedades mecânicas os cabos necessitam de suportar as tensões durante o fabrico, manuseamento, transporte, instalação e finalmente operação. Relativamente a cabos utilizados em terra os cabos submarinos vão ter que apresentar uma armadura mais resistente para suportar as forças dinâmicas presentes na instalação e eventuais tensões decorrentes de propriedades que se alterem no fundo marinho. Além disso a armadura é também a protecção para acidentes que podem estar relacionados com vários factores destacando-se a pesca e choque de âncoras. Outro aspecto a considerar no caso de fundos marinhos irregulares é a possibilidade de porções de cabo ficarem a descoberto o que leva, na presença de correntes marinhas, à formação de vórtices que vão induzir vibrações.

A projecção eléctrica de cabos submarinos segue os mesmos princípios dos cabos subterrâneos no entanto devido à dificuldade de reparação dos cabos submarinos as margens de segurança são reconsideradas e alargadas. A rigidez dieléctrica do isolamento do cabo tem de ser capaz de suportar as voltagens aplicadas no cabo. A rigidez dieléctrica depende de vários factores como a temperatura, a espessura de material do isolante, o tempo durante o qual é aplicada uma dada diferença de potencial e a taxa de crescimento de potencial. A dificuldade em obter materiais sem impurezas é um factor a ter em conta pois podem dar início a uma descarga através do material isolante. O colapso de uma

linha é um processo estatístico descrita pela distribuição de Weibull e portanto a partir do momento em que esta é utilizada existe sempre uma determinada probabilidade de ocorrer uma falha.

O tipo de cabo varia conforme o transporte de corrente é feito em corrente alternada ou contínua e a escolha de qual destas soluções é a melhor não é imediata. Em [45] é feita uma análise entre vários esquemas de transporte de energia eléctrica para avaliar qual das soluções apresenta menos perdas na ligação a terra para o caso particular de parques eólicos de grandes dimensões. O resultado apresentado na figura 68 mostra a relação em termos de distância à costa e potência instalada explicitando quais as zonas onde a solução de corrente alternada (*HVAC - High Voltage Alternating Current*) e a solução de corrente contínua (*HVDC-LCC - High Voltage Direct Current - Line Commutated Converter*) são mais adequadas. As linhas a tracejado indicam as perdas que variam conforme se altera o valor de potência instalada ou a distância de um parque eólico. Como se pode ver para o caso *HVAC* as perdas quase não variam em relação à potência instalada existindo uma correlação muito forte com a distância à costa o que já não acontece no caso *HVDC-LCC* devido ao facto da necessidade de alteração da combinação de conversores conforme se varia a dimensão do parque.

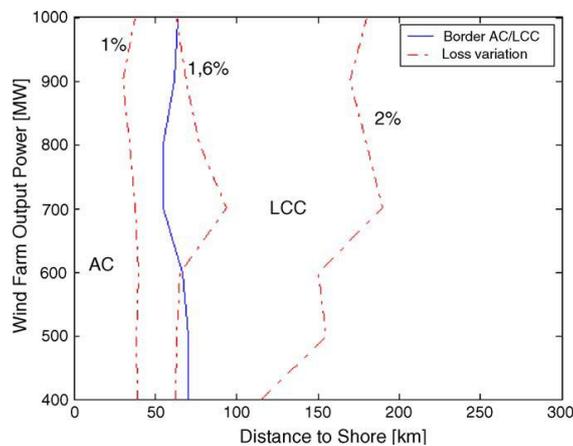


Figura 68 - Comparação de *HVAC* com *HVDC-LCC* para parques eólicos de diferente capacidade de produção e diferentes distâncias à costa para uma velocidade média de vento de 9m/s.⁵²

Este tipo de estudo é necessário para cada projecto particular para garantir o mínimo de perdas no transporte de energia. Muitas vezes é também possível a combinação de vários tipos de soluções interligando o parque *offshore* a vários pontos da rede ou mesmo a redes que são praticamente distintas.

⁵² Fonte: Referência bibliográfica [45]

4.2 Indústria

O tipo de indústria relacionada com o sector da energia marinha é bastante abrangente pois além dos estaleiros navais incorpora a produção, a montante, de todos os componentes necessários para a construção de um equipamento de extracção de energia. A implementação de uma elevada capacidade de produção de energia marinha abre um novo mercado que pode trazer muitas vantagens à indústria e que incorpora áreas que vão desde a metalomecânica à electrónica passando pela produção de bóias, tintas especiais, os mais variados tipos de cabos, moldes entre outros. A indústria naval tem um papel central e à construção e reparação naval pode ainda acrescentar a produção de equipamentos de extracção de energia o que pode ser um passo no caminho da tão procurada revalorização do sector.

Os estaleiros navais nacionais à semelhança dos seus congéneres europeus atravessam uma fase de dificuldades e de necessidades de adaptação. Uma análise da evolução da indústria naval nacional foi feita em [46] e aponta como causas dos períodos de dificuldades a contracção do mercado devida ao processo de descolonização, a alteração de políticas de pesca como por exemplo a limitação de cotas pesqueiras determinadas pela UE, a restrição orçamental em relação à Marinha, a falta de competitividade de empresas de transporte de petróleo no modelo de bandeira nacional e finalmente a dependência inerente aos ciclos mundiais associados à reparação naval.

A análise dos clusters marítimos europeus feita em [47] mostra a dificuldade em termos de competitividade no sector da construção naval que os estaleiros europeus apresentam face aos estaleiros japoneses, sul coreanos e mais recentemente chineses. Os gráficos apresentados nas figuras 69 e 70 mostram essa realidade para o período entre 1961 e 2002 analisado como um bloco e para o ano de 2002 isoladamente. O domínio por parte do mercado asiático é notório em termos de número de navios fabricados e principalmente em arqueação bruta. É de sublinhar que do ponto de vista global é melhor produzir um grande número de navios que alguns com grande arqueação bruta devido ao facto da inclusão de inúmeros equipamentos necessários ao funcionamento que trazem um valor acrescentado associado.

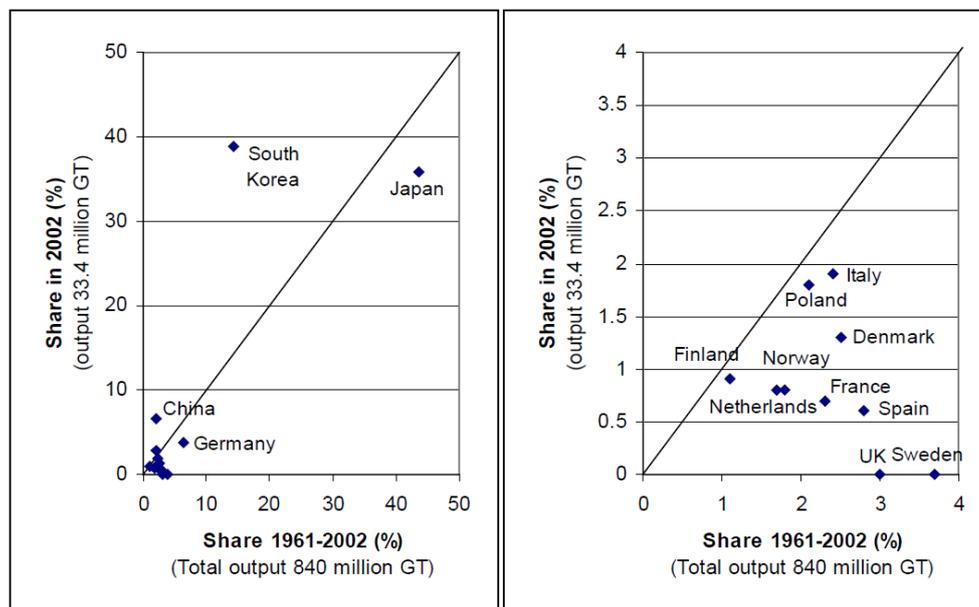


Figura 69 - Navios fabricados em GT⁵³

⁵³ Fonte: Referência bibliográfica [47]

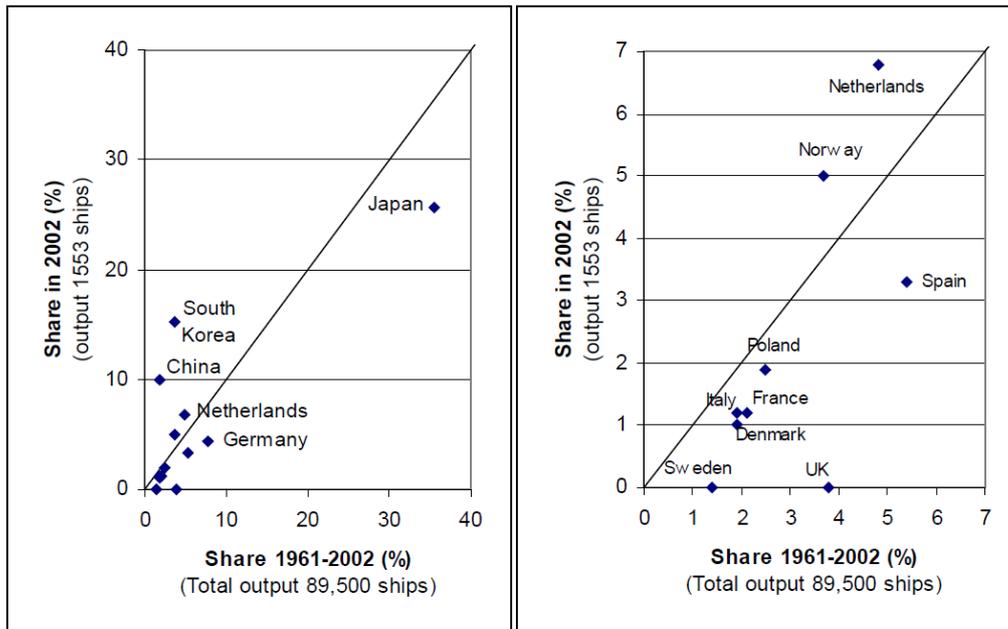


Figura 70 - Número de navios fabricados⁵⁴

Os estaleiros portugueses, tal como os europeus, tiveram que se adaptar a esta realidade e para conseguir sobreviver adoptaram a utilização de novos métodos de construção com vários materiais inovadores. A construção naval de navios especializados nos quais a inovação é palavra-chave apresenta-se como a solução para conseguir competir com mercados nos quais a produção em massa é conseguida com custos muito reduzidos face aos existentes na UE.

A reparação naval é outra vertente de mercado para os estaleiros navais que apresenta claro está outras características. O nível de investimento numa reparação não é tão elevado como o da aquisição de um navio o que leva a soluções de financiamento distintas. Portugal ocupa um lugar relevante neste mercado apresentando empresas que são referência mundial no sector. Utilizando dados do Eurostat que avalia conjuntamente a construção e reparação naval é possível enquadrar Portugal no contexto europeu (figura 71) em termos de volume de negócios (milhões de euros) de cada país no ano de 2007.

⁵⁴ Fonte: Referência bibliográfica [47]

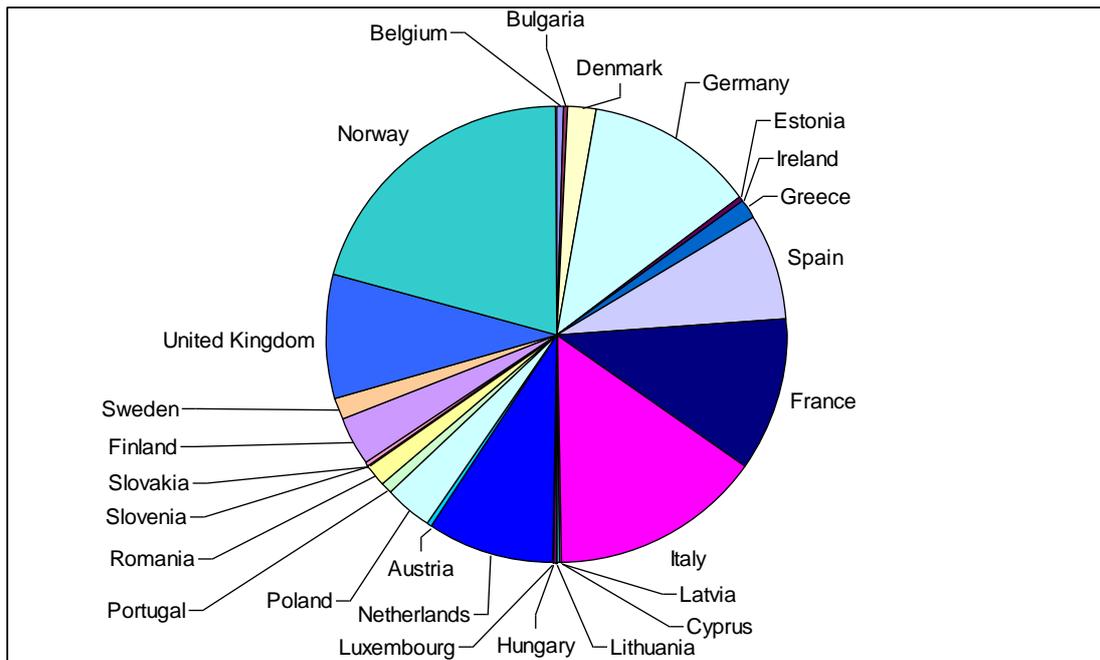


Figura 71 - Volume de negócios do sector da construção e reparação naval em milhões de euros de cada país

A evolução temporal do volume de negócios para o caso específico de Portugal é também feita utilizando os mesmos dados e está representada na figura 72.

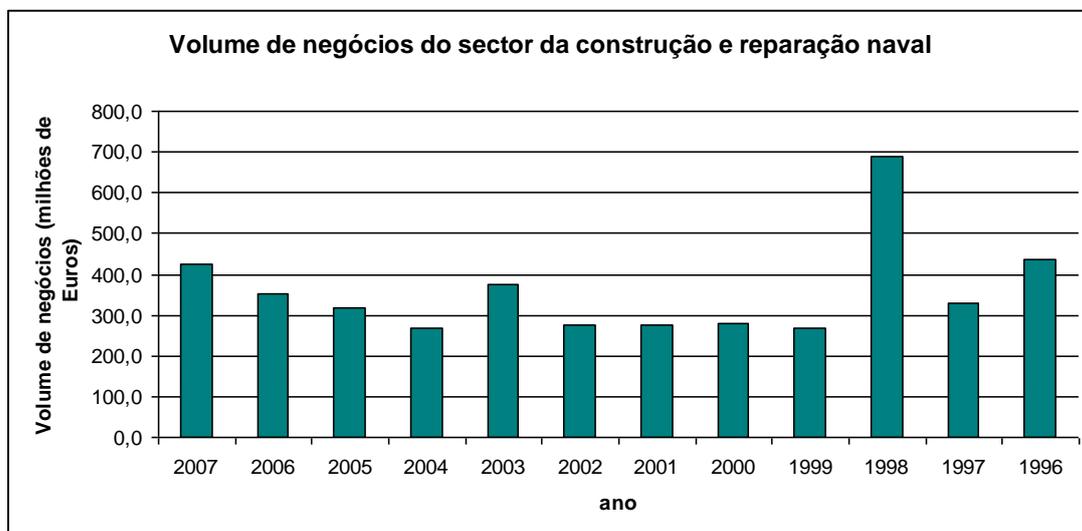


Figura 72 - Evolução temporal do volume de negócios do sector da construção e reparação naval em Portugal

Uma ponderação acerca de um conjunto de medidas que permitiriam dinamizar o sector naval é feito em [48] e envolve acções políticas, legislativas e económicas por parte da governação e acções de cooperação por parte das empresas e de dinamização por parte da Associação das Indústrias Navais.

Em relação a indústrias a montante dos estaleiros navais, com excepção de casos particulares como por exemplo tintas marinhas, a expressão não é elevada existindo a necessidade de importar bens destinados à incorporação nos navios produzidos. Relativamente a estaleiros navais estão presentes em toda a extensão da linha de costa o que pode ser visto na figura 73 que mostra os associados da Associação das Indústrias Navais



Figura 73 - Associados da Associação das Indústrias Navais⁵⁵

A questão da existência de estaleiros navais ao longo de toda a costa, nas zonas portuárias, sublinhando especialmente a costa oeste a norte da foz do Tejo é relevante para uma implementação de equipamentos de extracção de energia marinha.

4.3 Serviços

Do ponto de vista da energia marinha os serviços que podem ser necessários são variáveis dependendo das necessidades específicas de cada tecnologia mas podem englobar obras marítimas, a utilização de navios específicos de transporte e instalação dos equipamentos, serviços de tecnologias de informação e comunicações e segurança marítima de parques de extracção de energia já instalados. Outro tipo de serviços associados é a existência empresas de consultadoria e inspecção, seguros marítimos e serviços jurídicos e financeiros que estejam integrados na realidade marítima. A existência de pessoal com vocação marítima é necessária o que envolve uma formação prévia com estruturas de ensino a apoiar este leque de actividades. Peças fundamentais neste conjunto de serviços que ainda não foram referidos são os portos por se apresentarem como os pontos físicos onde a ligação entre mar e terra se torna possível através da utilização de embarcações.

Portos

Os portos são uma peça fundamental no comércio mundial enquadrando-se em plataformas logísticas de dimensões locais, regionais, nacionais ou mesmo continentais. O conceito habitual para avaliar o

⁵⁵ Fonte: www.ain.pt

impacto de um porto está relacionado com a área de impacto económico em terra que o porto abrange sendo esta área definida por considerações mais comerciais que geográficas. Esta área é designada por *hinterland* e de acordo com [49] o *hinterland* Ibérico é o representado na figura 74.



Figura 74 - *Hinterland* Ibérico⁵⁶

Muitos são os factores que influenciam o *hinterland* portuário entre eles claro está a produção ou o consumo associados a uma determinada zona no entanto é preciso sublinhar que a integração de um porto em toda uma rede logística é fundamental para o aumento de carga movimentada acabando por dissolver um pouco este conceito. Um exemplo disso é o porto de Roterdão que com toda a rede logística que o rodeia acaba por ter como *hinterland* quase toda a Europa.

Nesta visão centrada no porto pode também definir-se *foreland* como a área marítima cujo porto, ou agregação de portos, tem laços comerciais e que cada vez se torna mais fundamental devido à crescente concentração das cargas em grandes portos. As cargas são transferidas em apenas uma ou duas paragens em grandes portos (*deep sea shipping*) e depois redistribuídas por mar para outros portos de menor dimensão (*transshipment*).

Esta complexa teia de relações comerciais faz com que os portos nacionais além de competirem devido à sobreposição do *hinterland* que lhes é adjacente tenham também que iniciar um processo de cooperação que faça face a ameaças vindas de outras frentes. É um desafio que engloba toda a rede logística de maneira a apresentar níveis de competitividade que possibilitem a concorrência a nível internacional. A representação do volume de cargas dos portos em termos europeus está na figura 75 elaborada tendo por base dados do Eurostat para 2008.

⁵⁶ Fonte: Referência bibliográfica [49]

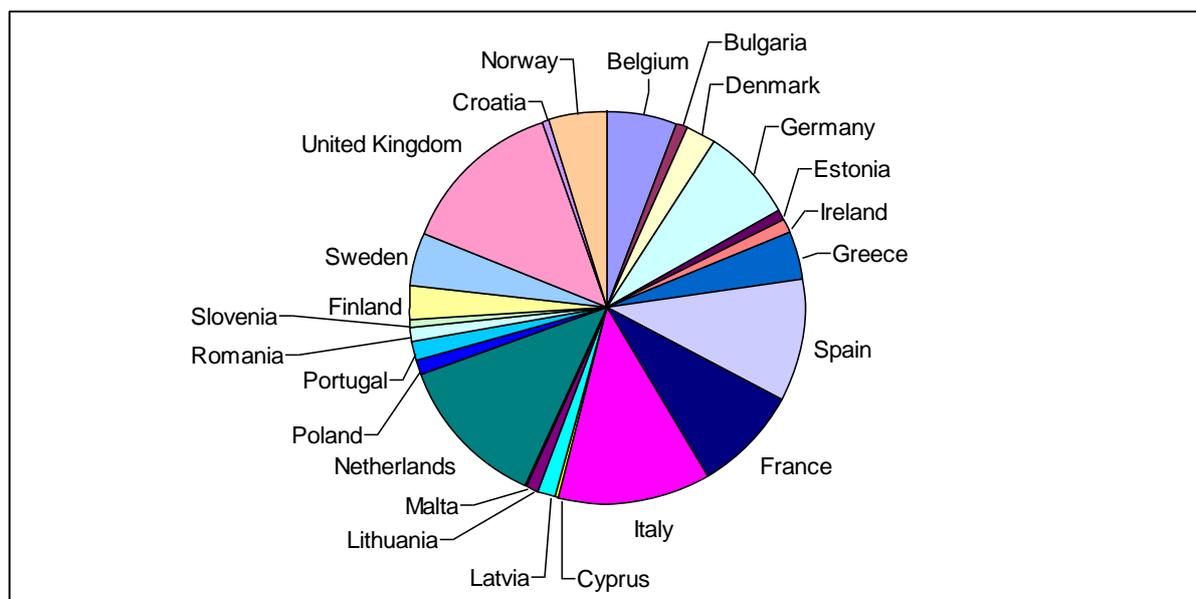


Figura 75 - Volume de carga movimentada nos portos dos países europeus em milhares de toneladas (gt)

O volume movimentado nos portos portugueses pode ser visto na figura seguinte que foi também elaborada com os dados do Eurostat.

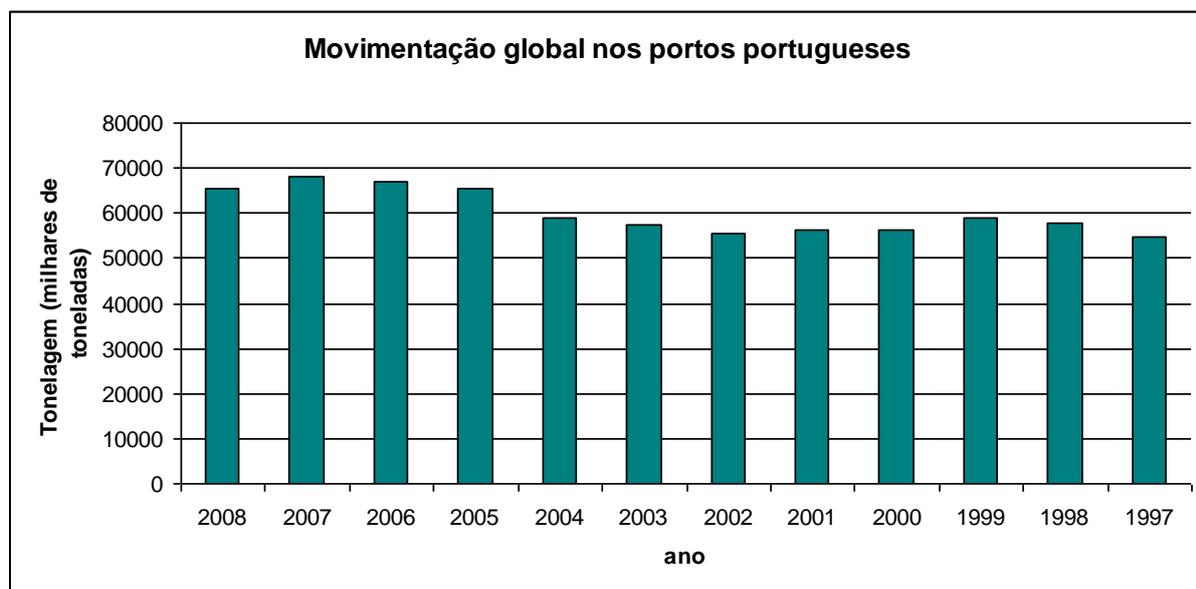


Figura 76 - Volume de carga movimentada nos portos portugueses

O sistema portuário comercial nacional divide-se em portos principais geridos por administrações portuárias como sociedades anónimas e portos secundários que são participados e geridos pelos portos principais ou pelo Instituto Portuário e dos Transportes Marítimos. A imagem apresentada em [49] que visa orientar o sistema logístico nacional está apresentada na figura 77.



Figura 77 - Sistema portuário comercial português⁵⁷

Uma análise mais detalhada em relação ao sistema portuário nacional é feita em [49] que apresenta a caracterização dos portos comerciais nacionais. É de referir o caso de Sines que apresenta terminais de águas profundas o que pode vir a ser um aspecto importante devido à actual dinâmica de transporte marítimo com navios de muito grandes dimensões a efectuarem os grandes percursos aglomerando-se em portos especializados [50] como o caso do complexo portuário de Singapura.

Esta categorização em relação ao sistema portuário comercial não é necessariamente imputável à escolha de um porto para manufacturar ou para servir de apoio a um parque de energia marinha. Aí as considerações a serem feitas englobam as características físicas do porto necessárias em relação ao equipamento no caso da manufactura e a respectiva presença de estaleiros navais. A escolha do porto de produção do equipamento pode variar dependendo dos requisitos da tecnologia veja-se por exemplo o projecto da plataforma da *Principle Power* denominada *Wind Float* cuja submersão da mesma para posterior reboque necessita de uma profundidade mínima que nem todos os portos actualmente dispõem.

Para o apoio a um parque a não ser no caso de grandes reparações as condições limitantes serão menos marcantes e à partida qualquer porto poderá desempenhar essa função. Um dos critérios a ter

⁵⁷ Fonte: Referência bibliográfica [49]

em conta será a distância que no caso da instalação não é tão marcante como no apoio e manutenção regular.

Transporte e instalação

A instalação de estruturas e equipamentos no ambiente marinho é uma actividade complexa e que envolve um conjunto de meios bastante elevado com um custo associado alto. A optimização de métodos para uma instalação e transporte de equipamentos mais eficiente é um passo que promove a viabilidade do sector. Os métodos de instalação variam conforme a estrutura a ser instalada e os meios requeridos vão ser diferentes dependendo da especificidade própria de cada projecto e localização.

Após a escolha do local que já por si envolveu meios em termos de prospecção é necessária a preparação do leito marinho, o transporte e a instalação de fundações e o transporte e colocação das estruturas e equipamentos. A selecção correcta do local é essencial para o desenvolvimento do projecto e por isso geralmente é efectuada uma análise prévia rigorosa que conjuga informações já existentes em bases de dados com a medição de parâmetros ambientais no local. Este aspecto é importante pois geralmente os estudos efectuados são a uma escala bastante alargada e portanto as informações que se podem obter apesar de correctas em termos de macro escala podem não corresponder exactamente à realidade do local. Existe um leque bastante alargado em termos de informação que pode ser considerada para um projecto e no caso de projectos de exploração de energia marinha é fundamental conhecer não só o recurso, sem o qual o projecto não faria sentido, mas também analisar com detalhe o fundo da zona na qual se pretende instalar os equipamentos.

O leito marinho muitas vezes apresenta algum declive e portanto pode ser necessária uma preparação prévia no caso da obrigatoriedade de horizontalidade do terreno. A preparação do solo para a instalação das estruturas é geralmente iniciada por um processo de dragagem que pode ser feito utilizando uma multiplicidade de técnicas. Este processo já está muito desenvolvido existindo muitas empresas especializadas na área. Outro detalhe que é necessário considerar é a utilização de mergulhadores para assistência nas operações de preparação e instalação o que com o aumento da profundidade é um problema pois o tempo de trabalho a essas profundidades é muito escasso. A *Vattenfall*, empresa de geração e distribuição de electricidade e calor no norte da Europa, no desenvolvimento de um projecto que incluía a instalação de turbinas eólicas a profundidades de quase 40 metros deparou-se com esta questão e para solucioná-lo desenvolveu um robot que fosse capaz de executar o trabalho de modo a excluir a utilização de mergulhadores [51]. O tempo de trabalho efectivo estimado pelos mergulhadores a 12 metros é de 3 horas, a 30 metros é de 25 minutos e a 40 metros é de apenas 10 minutos o que mostra claramente a necessidade de novas soluções para apoio e visualização em processos de preparação e instalação de estruturas e fundações. Na instalação do parque de *Middelgrunden* um dos constrangimentos referidos na implementação do projecto foi a indisponibilidade de mergulhadores [52] o que num cenário de instalações crescentes pode ainda ser mais agonizado.

O fundo é um factor crucial pois vai condicionar as escolhas feitas em termos de navios que são necessários para a instalação das fundações tanto nas estruturas fixas como nas plataformas flutuantes. No caso da instalação de estacas é preciso escolher o método mais adequado pois para diferentes métodos de aplicação vão ser utilizados navios e equipamentos diferentes. No caso de estacas cravadas além das barcaças de carga com capacidade de elevação para colocar as estacas no local são precisos, dependendo do método de cravação, martelos para a cravação por percussão ou bombas para a cravação por sucção e na maior parte dos casos *ROV's (Remotely Operated Vehicle)* para executar várias funções de controlo. No caso da necessidade de perfuração é necessário acautelar a disponibilidade de um navio que disponha dessa capacidade. Equipamentos específicos para cada local podem também ser necessários como por exemplo a utilização de *mudmats* que são colocados em solos pouco consistentes para a instalação das estacas impedindo que estas se virem no processo de cravação. No caso de instalação de âncoras é também necessária a utilização de navios que tenham capacidade de manobra para a sua colocação.

O transporte e instalação das estruturas em si é também analisado caso a caso, pois ao contrário das estruturas terrestres, o desenho de estruturas *offshore* é feito tendo já em consideração o seu transporte e instalação o que é crucial para a sua viabilidade. O transporte pode ser feito em barcaças que através da utilização de navios grua colocam as estruturas no mar ou através de um método designado por lançamento no qual a estrutura é lançada à água através de ganchos ou braços hidráulicos que a empurram ou puxam. No caso em que se utiliza o levantamento das estruturas através de guas é necessário garantir, em termos de análise dinâmica, que se conhece os factores de resposta em termos de amplitude do navio de instalação, a massa e tensão que os cabos da grua podem suportar, a altura significativa das ondas e sua gama de frequências e por fim a massa da estrutura a ser içada tal como o factor de massa adicional e o coeficiente de arrasto. No caso da instalação através do método do lançamento é necessário incluir como factores fundamentais para uma instalação bem sucedida o peso da estrutura e a sua flutuação instantânea, a inclinação necessária, o atrito entre a superfície da estrutura e a barcaça, os coeficientes de inércia e arrastamento e as pressões hidrostáticas a que a estrutura vai estar sujeita.

Para evitar a utilização de navios com capacidades de elevação muito grandes que trazem associados a si custos elevados é também possível utilizar o reboque das estruturas como solução. As estruturas podem ser projectadas de modo a ser possível rebocá-las e soluções flutuantes e semi-submersíveis apresentam-se como candidatas para a utilização de rebocadores. Na indústria petrolífera a utilização de rebocadores já é um processo que se utiliza frequentemente sendo necessário garantir a estabilidade estrutural do objecto a ser transportado. A estrutura pode ser à partida uma estrutura que após a instalação é flutuante no entanto é também preciso considerar estruturas que possam ser flutuantes tendo como objectivo apenas o transporte mas que depois vão ser fixas. Um exemplo do que foi referido anteriormente é a possibilidade de projectar as fundações gravíticas para reboque até ao local de instalação sendo preenchidas depois com betão ou sucata metálica. Muitos equipamentos de energia das ondas flutuantes e plataformas semi-submersíveis para a instalação de turbinas eólicas *offshore* optaram pelo transporte através de rebocadores e desenvolvem já as suas estruturas de modo a incorporar à partida este conceito.

No caso de estruturas flutuantes além de fundações e da estrutura propriamente dita é necessário instalar as amarrações que são transportadas para o local através de barcaças ou de rebocues e que através de guas são instaladas e ligadas à respectiva fundação e que podem ser logo ligadas à estrutura ou então, no caso da pré instalação das amarrações em relação à estrutura, são colocados tanques de flutuação temporários que suportam as amarrações e no caso de serem tendões asseguram que a tensão se mantém até à chegada da estrutura. Estes tanques de flutuação temporários estão compartimentados em várias secções de modo a prevenir o afundamento no caso da inundação accidental de alguma das secções. As ligações entre as fundações e a amarração e a amarração e a estrutura é feita através de conectores que dependendo do caso particular podem variar no entanto devido uma vez mais ao desenvolvimento avançado da indústria petrolífera são componentes que não apresentam já nenhuma novidade.

Relativamente a navios utilizados para transporte e instalação existem soluções adequadas caso a caso no entanto muitos destes navios acarretam custos muito elevados devido ao pequeno número existente em relação à procura. A utilização de barcaças e navios com guas já foi referida tal como a utilização de navios com capacidade de perfuração. Os rebocadores são uma solução cada vez mais procurada e para operações como a colocação de cabo eléctrico utiliza-se navios de colocação de cabos.



Figura 78, 79 e 80 - Exemplo de navios de colocação de cabos eléctricos⁵⁸, de instalação⁵⁹ e especializado em instalação de turbinas eólicas⁵⁹

Outros serviços

Serviços como os relacionados com a ligação ao mercado financeiro, com o apoio jurídico, com a necessidade de efectuar seguros em relação a equipamentos não estão ainda muito desenvolvidos no caso português. A referência neste domínio é a cidade de Londres que engloba um conjunto de serviços marítimos enorme como é referido em [46] donde é retirada a tabela 5.

Tabela 5 - Serviços Marítimos em Londres

Categoria	Número de companhias
Armadores, Operadores e Gestores	206
Agências de Navegação e Transitários	336
Seguro Marítimo	193
Corretores	143
Organizações / Associações Marítimas	105
Serviços Jurídicos Marítimos	101
Consultores e Inspectores	98
Serviços Financeiros	62
Afretadores	42
Tecnologias de Informação e Comunicações	35
Clubes P&I (<i>Protection and Indemnity</i>)	26
Formação e treino	12
Pessoal Marítimo	9
Sociedades de Classificação	8
Editoras e Classificação	6
Total	1382

Este conjunto apresenta-se como um *cluster* de referência devido à sua importância e dimensão. O mercado abrangido por este tipo de actividades em Portugal não é muito elevado no entanto com o desenvolvimento e implementação de equipamentos de extracção de energia, de aquacultura, de incremento no transporte marítimo e conseqüente aumento de movimento nos portos nacionais é possível prever um aumento na oferta.

⁵⁸ Fonte: www.esbelectricmail.com/_archives/em_archive/archives/apr2010_em/esbei/esbei20.htm

⁵⁹ Fonte: www.knudehansen.com/References/Offshore-Vessels/

5. Potencial de desenvolvimento

5.1 Eólico

No caso da eólica é necessário mais uma vez demarcar a diferença entre as tecnologias assentes no fundo e a tecnologia flutuante. A Associação de Energia Eólica Europeia (EWEA) em [53] tem disponível informação em termos estatísticos dos parques já instalados e efectua também uma previsão da capacidade instalada em 2030 em [54]. Actualmente à excepção do protótipo flutuante da *Hywind* a capacidade instalada existente é assente no fundo. A figura 81 mostra a capacidade anual e a capacidade acumulada instalada até ao ano de 2009.



Figura 81 - Capacidade instalada e acumulada de eólico *offshore* em MW ⁶⁰

Como está explicitado na imagem acima a capacidade instalada actual é de cerca de 2GW o que comparando com o recurso europeu disponível é ainda muito pouco. Como foi visto no Capítulo 2 deste trabalho o recurso eólico explorável para este tipo de tecnologia é só no caso português de 3.5GW. A distribuição da potência instalada por país é apresentada na figura 82.

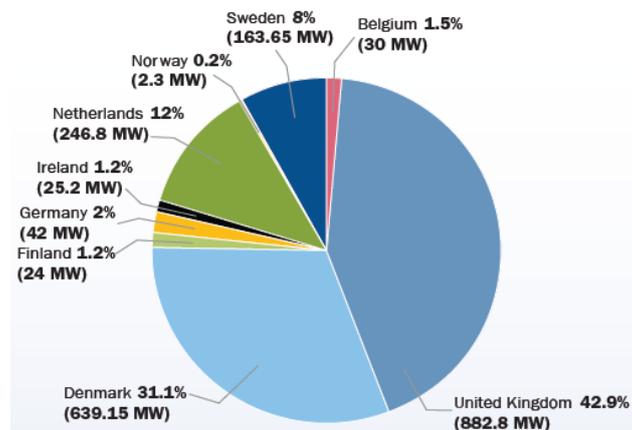


Figura 82 - Percentagem da potência instalada por país (MW) ⁶⁰

⁶⁰ Fonte: Referência bibliográfica [53]

A Dinamarca e o Reino Unido são claramente os que apresentam maior parte de capacidade instalada apresentando em conjunto quase três quartos do conjunto no entanto a Holanda e a Suécia também já apresentam alguma relevância em termos comparativos com outros países. Os restantes apresentam em cada um deles menos de uma dezena de turbinas instaladas.

Relativamente ao tamanho das turbinas instaladas foi referido no Capítulo 2 a existência de turbinas cada vez maiores o que de um modo geral pode ser comprovado na figura 83 que reporta a capacidade média das turbinas instaladas que no ano de 2009 foi de 2,9MW.

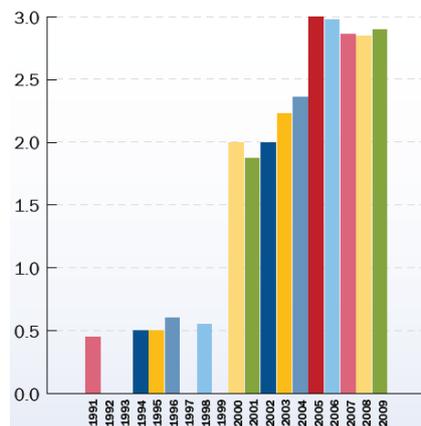


Figura 83 - Valor médio da capacidade das turbinas offshore instaladas (MW)⁶¹

Relativamente a fabricantes a Siemens e a Vestas apresentam um claro domínio com quase noventa por cento de capacidade instalada conjuntamente. Em termos de fundações assentes no fundo o domínio actualmente vai para o *monopile* com cerca de sessenta e cinco por cento das instalações seguida da fundação gravítica com cerca de vinte e três por cento. Outro factor que convém analisar é a capacidade de cada parque e que pode ser vista na figura 84 em termos médios anuais.

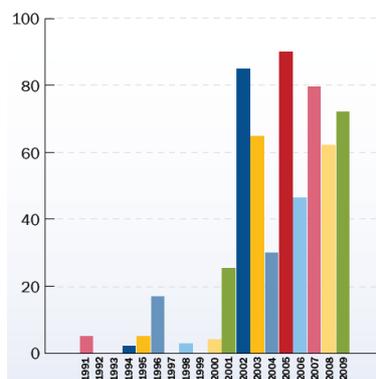


Figura 84 - Valor médio da capacidade de cada parque instalado (MW)⁶¹

Factores determinantes na escolha do local a implementar um parque eólico *offshore* são a profundidade, que pode alterar o tipo de fundação necessária, e a distância à costa, que acarreta consigo o aumento dos custos associados aos cabos submarinos. Visualizando as figuras 85, 86, 87 e 88 é possível concluir que apesar do aumento ligeiro da profundidade e da distância à costa tirando casos pontuais ainda não houve um avanço significativo o que se altera se considerarmos os parques

⁶¹ Fonte: Referência bibliográfica [53]

actualmente em construção. É portanto de prever que tanto a distância à costa como a profundidade do local aumentem até chegarem ao limite de viabilidade económica.

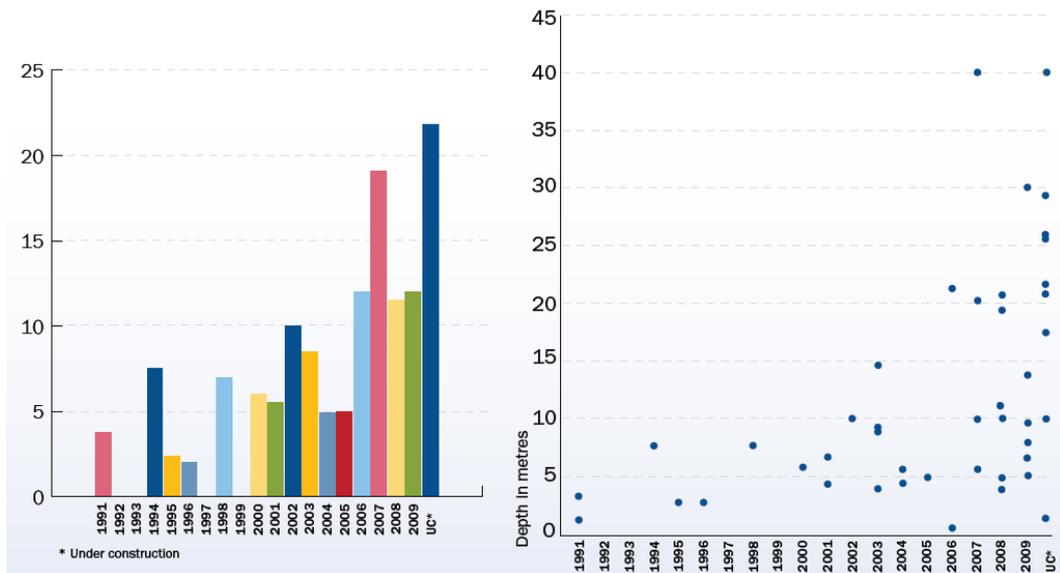


Figura 85 e 86 - Profundidade média dos parques instalados e profundidade de cada parque (m)⁶²

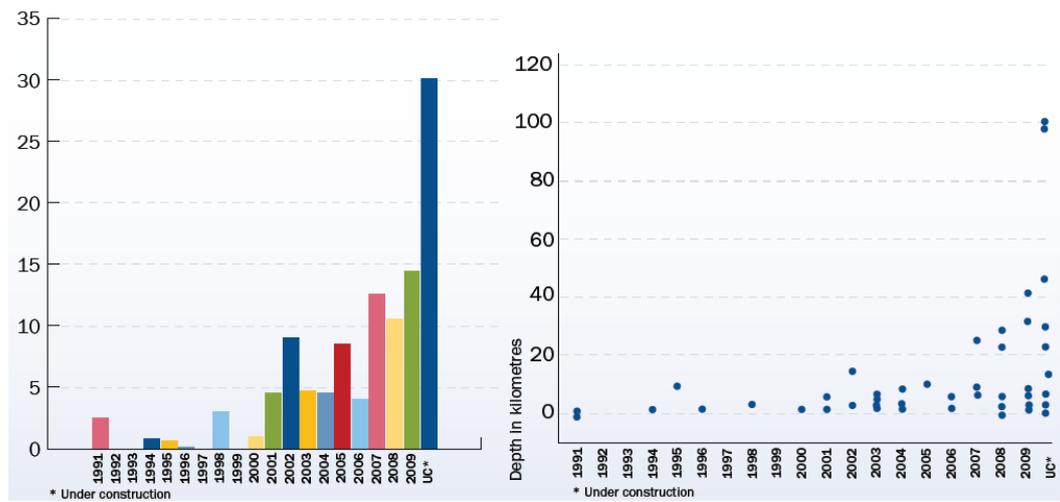


Figura 87 e 88 - Distância média à costa dos parques instalados e distância à costa de cada parque (km)⁶²

No caso específico português a distância à costa não se coloca como um constrangimento pelo menos na fase 1 correspondente à tecnologia assente no fundo. Em relação à profundidade já não é bem assim pois nalguns locais a solução de fundação mais utilizada actualmente nos parques pode não se adequar sendo necessário adoptar outro tipo de solução mesmo no caso da tecnologia assente no fundo.

No primeiro semestre de 2010 já foram instaladas e ligadas à rede mais 118 turbinas com uma capacidade de 333MW e encontra-se em construção ainda uma capacidade de 3972 MW dividida por

⁶² Fonte: Referência bibliográfica [53]

16 parques [55]. Este dinamismo faz prever uma intensificação do desenvolvimento da exploração de energia eólica offshore.

As previsões do aumento da capacidade instalada estão apresentadas na figura 89 e 90 presentes em [54]. Devido aos objectivos de redução de emissões é esperado que a contribuição do eólico offshore passe dos 2396 MW instalados no fim do primeiro semestre de 2010 para 40000 MW em 2020. Para 2030 a EWEA estima uma capacidade instalada de 150 GW de eólico *offshore*, isto só tendo em conta a União Europeia.

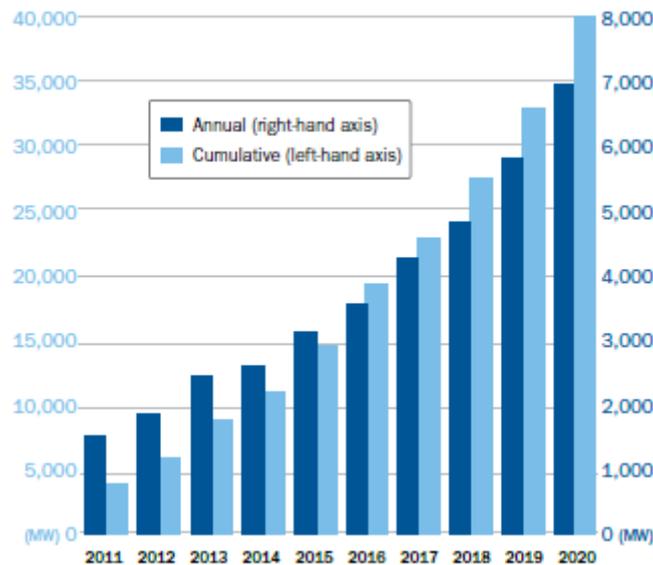


Figura 89 - Capacidade instalada anual e acumulada de 2011 a 2020 de eólico *offshore* ⁶³

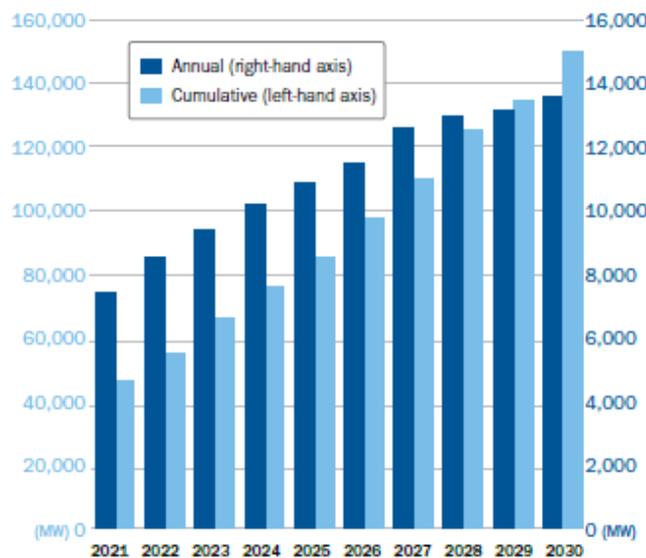


Figura 90 - Capacidade instalada anual e acumulada de 2021 a 2030 de eólico *offshore* ⁶³

⁶³ Fonte: Referência bibliográfica [54]

Como se pode ver as expectativas de desenvolvimento em termos de capacidade instalada são muito elevadas para os próximos vinte anos e portanto convém que Portugal se posicione desde já avaliando as potencialidades de que dispõe.

Como foi evidenciado no capítulo 2 o recurso português de eólico offshore chega a 3.5 GW e além dos constrangimentos já tidos em conta para obter o mapa de recurso disponível é possível ainda comparar com a disponibilidade em termos de portos e rede eléctrica de cada zona específica. Claro que é possível fazer mais considerações no entanto escolhi estas pela importância que podem ter na viabilidade dos projectos tanto de energia eólica como de energia das ondas.

A questão dos portos é uma questão que se impõe principalmente depois do parque se encontrar em funcionamento sendo necessário uma base que permita um acesso rápido ao mesmo em caso de paragem dos equipamentos. A questão da instalação também é de considerar no entanto a localização do porto onde se montam os equipamentos pode não ser a mais próxima por questões relacionadas tanto com as especificidades de cada porto e cada equipamento como com o menor impacto económico que pode vir associado à viagem comparativamente com as condições oferecidas em termos de estaleiros navais num porto mais distante. Existem já casos em que os portos de instalação e de posterior monitorização são diferentes.

A figura 91 apresenta a distância aos portos em termos de milhas náuticas o que considerando que o navio de monitorização se desloca a 12 milhas náuticas por hora nos permite saber qual o tempo disponível para pequenas reparações que não necessitem de navios especializados que permitam à equipa de reparação pernoitar no mar. A avaliação foi feita tanto para a fase 1 e 2 de recurso eólico e as zonas visíveis com a coloração referente à distância aos portos são exclusivamente as zonas onde existe a recurso eólico explorável.

A questão da existência de pontos de ligação à rede eléctrica é fundamental pois será aí que a injeção de energia será feita e portanto é conveniente assegurar a existência dos mesmos próximo do local a implementar qualquer tipo de parques de produção de energia eléctrica. A avaliação que foi feita na figura 92 considera a distância (km) às subestações e portanto a distância engloba tanto a distância em mar como a distância em terra de um ponto à subestação mais próxima. Esta questão é importante pois os investimentos em cabos de transporte de energia eléctrica podem ser muito significativos o que pode fazer com que o retorno do investimento seja mais moroso mesmo com uma disponibilidade de recurso superior. A aplicação desta distância é também só feita nas zonas em que existe potencial de recurso eólico.

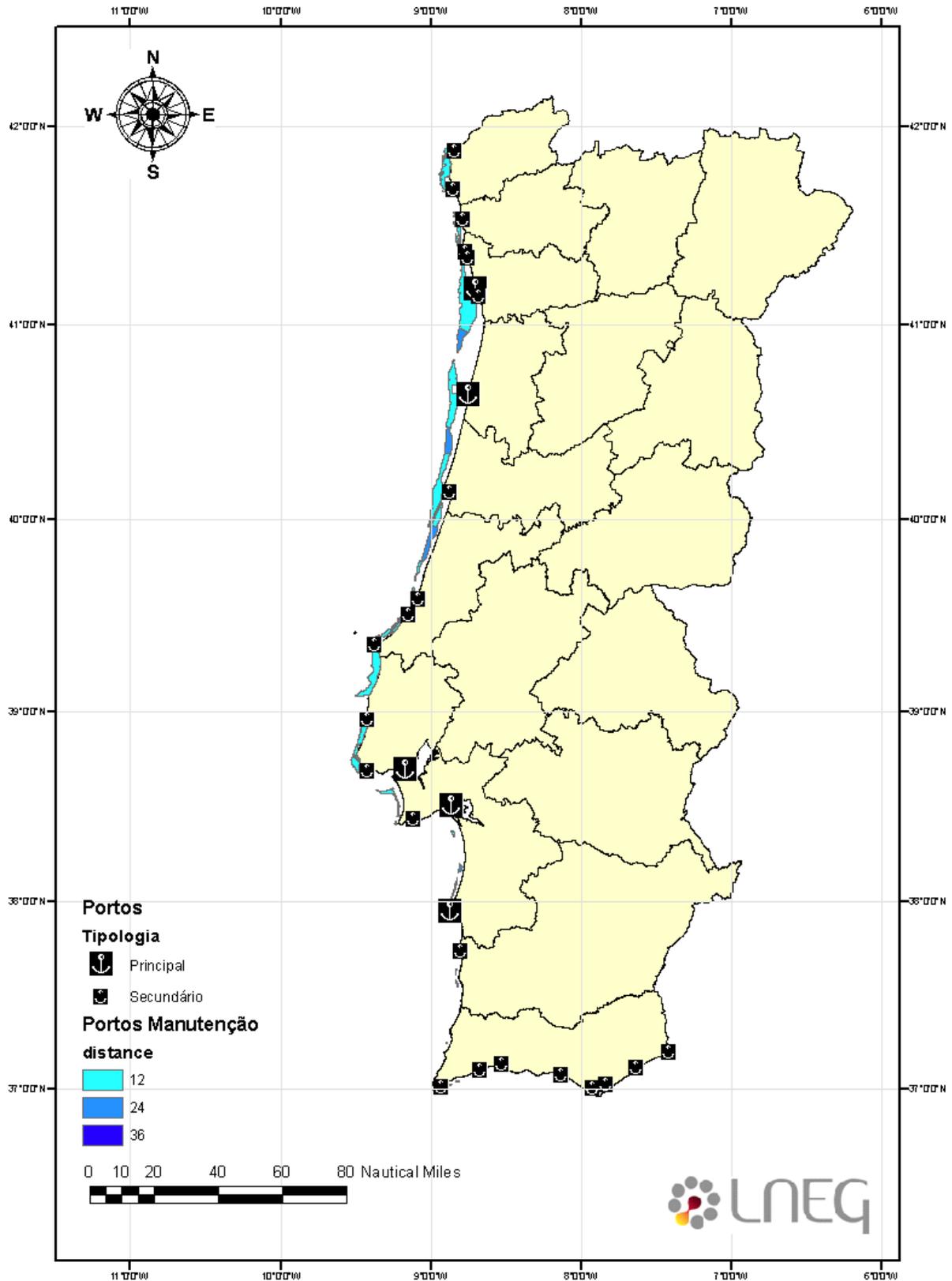


Figura 91 - Distância aos portos dos locais relativos à fase 1 do recurso eólico

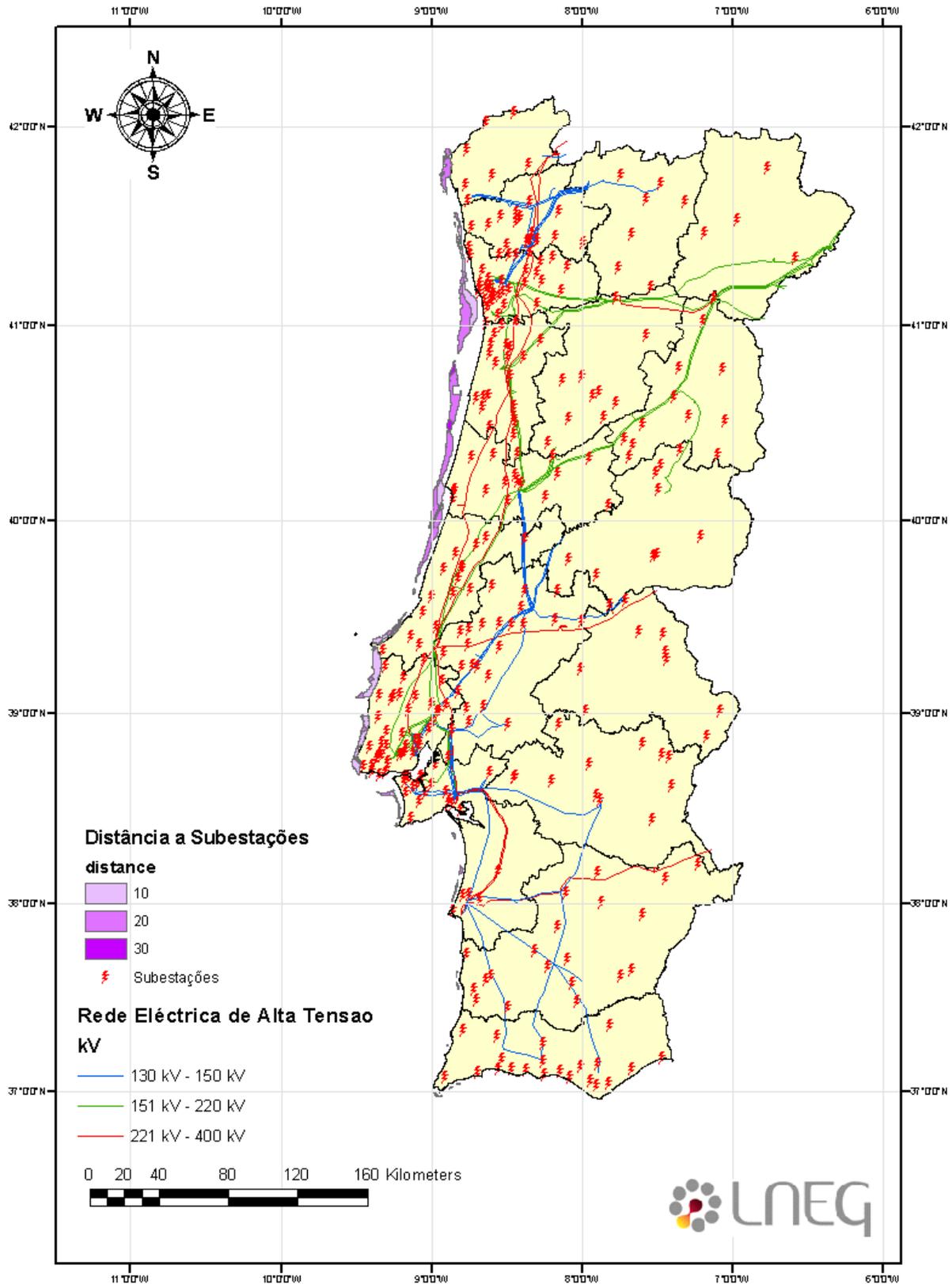


Figura 92 - Distância às subestações dos locais relativos à fase 1 do recurso eólico

Como é demonstrado na figura 91 a totalidade da zona onde se pode explorar o recurso eólico assente no fundo encontra-se a menos de duas horas de caminho do porto mais próximo considerando uma velocidade de deslocação de 12 milhas náuticas por hora. É portanto possível concluir que relativamente a distância a portos os constrangimentos não são significativos e se compararmos com a figura 73 que nos mostra uma distribuição dos estaleiros navais existentes, que se encontram distribuídos numa boa parte dos portos portugueses, podemos ver que existem opções para o desenvolvimento de plataformas de instalação de equipamentos. Claro que para a existência de portos de monitorização ou de instalação de parques eólicos a localização espacial não é o único requisito, no entanto, é uma questão importante e que terá que ser considerada. Factores económicos e de competitividade assumem um papel decisivo nestas questões de escolha de bases de operações e os portos e estaleiros navais portugueses podem aproveitar o desenvolvimento da energia marinha não só tendo em vista as evidentes contrapartidas imediatas em termos financeiros como também uma forma de obter *know-how* num nicho de mercado que pode vir a ter relevância a nível nacional e já o tem a nível internacional possibilitando janelas de internacionalização.

A relação em termos de distância às subestações é também um factor importante no entanto é preciso não descartar a hipótese de instalação de locais de injeção na rede no mar com capacidade de ligação a vários parques. A localização da rede de alta tensão é também importante pois é através dela que no caso de produção de grandes quantidades de energia será possível exportar a energia para outros locais do país ou para fora dele no entanto é de sublinhar a correspondência dos locais compreendidos na fase 1 de recurso eólico e dos locais de grande consumo compreendidos nas grandes zonas urbanas. É de sublinhar por isso tanto a proximidade de locais de grande consumo dos locais de produção de energia na fase 1 como também a proximidade da rede de alta tensão que poderá permitir o escoamento energético.

Esta avaliação pode também ser feita para o recurso disponível para exploração através de tecnologia flutuante no entanto como ainda está numa fase de desenvolvimento a janela temporal para uma fase de implementação comercial não é imediata. Relativamente a recurso disponível como foi visto anteriormente Portugal apresenta um grande potencial e portanto não é cedo para avaliar as condições em termos de futura instalação deste tipo de tecnologia. As considerações que foram efectuadas para a fase 1 vão ser repetidas mas agora aplicadas às zonas de possível exploração na fase 2 resultando nas figuras 93 e 94 apresentadas de seguida.

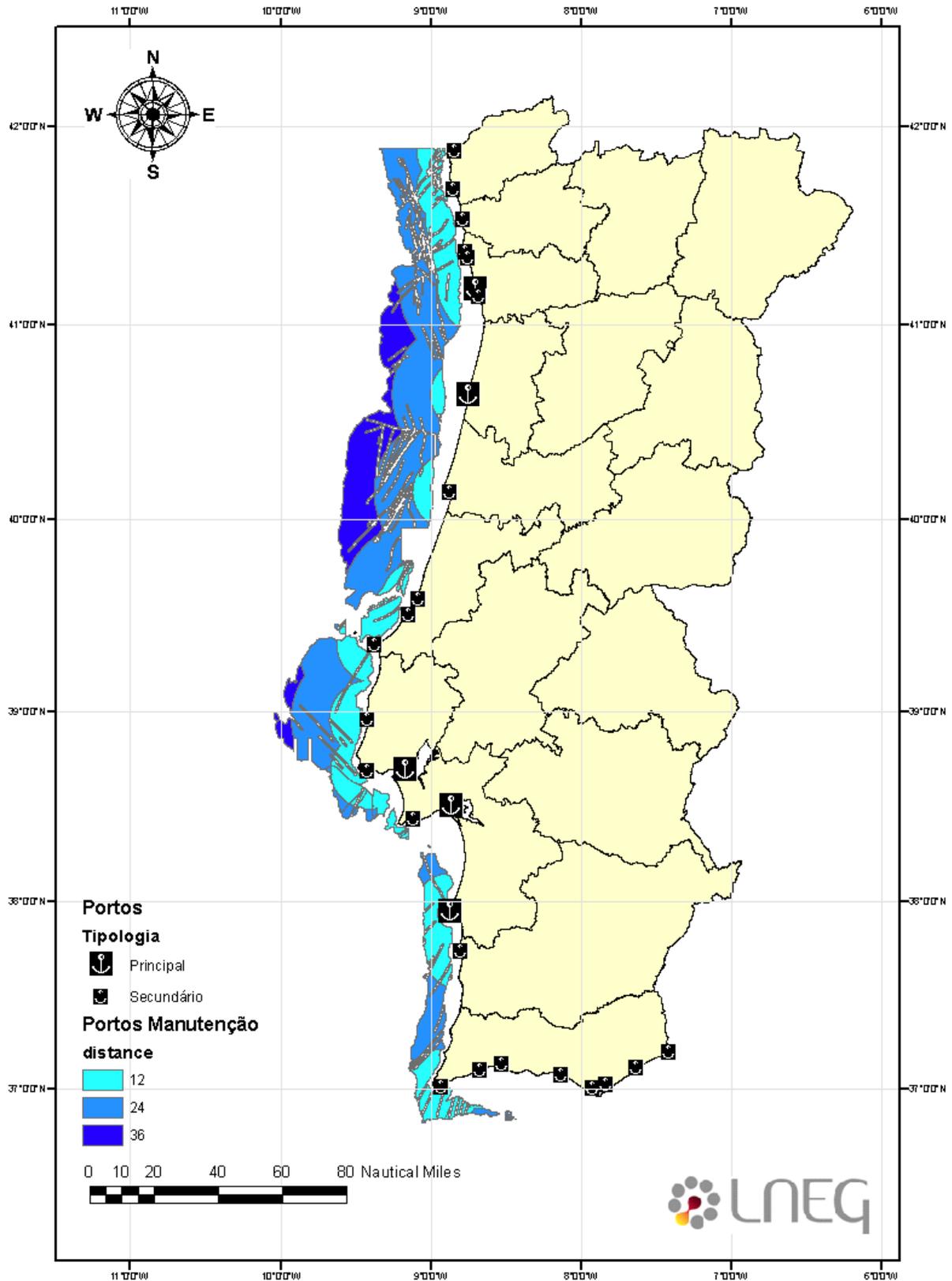


Figura 93 - Distância aos portos dos locais relativos à fase 2 do recurso eólico

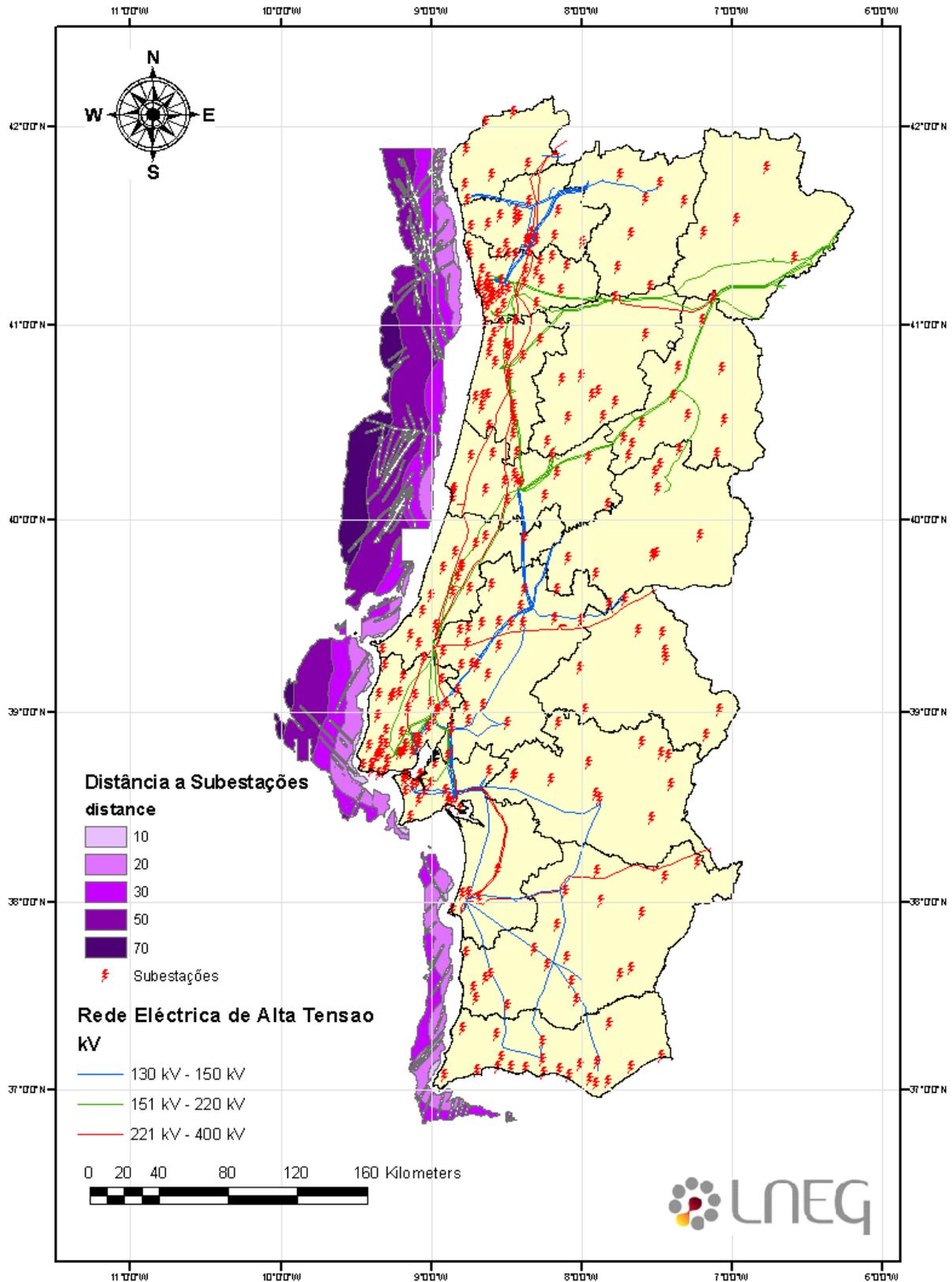


Figura 94 - Distância às subestações dos locais relativos à fase 2 do recurso eólico

Em relação ao tempo de viagem para alcançar todos os locais correspondentes à fase 2 a uma média de 12 milhas náuticas por hora todos os locais estão a uma distância que em termos de tempo se expressa inferior a três horas de viagem o que mesmo assim permite uma janela temporal razoável que permite voltar a terra evitando assim a utilização de navios de descanso para o pessoal que efectua a reparação.

Em termos de distância às subestações tudo é relativo à rentabilidade do parque e portanto no actual quadro de desenvolvimento das plataformas flutuantes ainda não é possível dizer com mais especificidade quais os locais preferenciais para a sua instalação pois se considerarmos a figura 8 que apresenta os valores referentes ao recurso consegue-se observar que os locais correspondentes a valores mais elevados se encontram em zonas mais afastadas da costa e consequentemente das subestações. Este facto poderá permitir compensar os investimentos superiores que terão que ser feitos a nível de cabos submarinos.

O facto da costa portuguesa apresentar valores de profundidade superiores a 50 metros é um factor diferenciador em relação a alguns países da UE banhados pelo mar do Norte ou pelo Báltico que lhes permite a instalação de tecnologia assente no fundo em grande parte da sua zona económica exclusiva. Isto pode permitir a Portugal estar na linha da frente no desenvolvimento da tecnologia de plataformas flutuantes o que trará certamente vantagens devido ao conhecimento que advém da experiência adquirida em termos de instalação e operação deste tipo de tecnologia.

5.2 Ondas

Em relação às ondas o panorama comparativamente à tecnologia eólica flutuante apresenta alguns paralelismos sublinhando o estado de desenvolvimento em que se encontram. O estado experimental ou pré-comercial dos equipamentos adicionado ao facto de ainda não se conhecerem quais as soluções que apresentam maior rentabilidade para cada localização específica são um entrave para a aplicação em larga escala. A Associação de Energia dos Oceanos Europeia (*EU-OEA*) prevê um crescimento de energia referente aos oceanos semelhante ao crescimento da energia eólica *onshore* e ao crescimento previsto da energia eólica *offshore* com um desfasamento temporal [56].

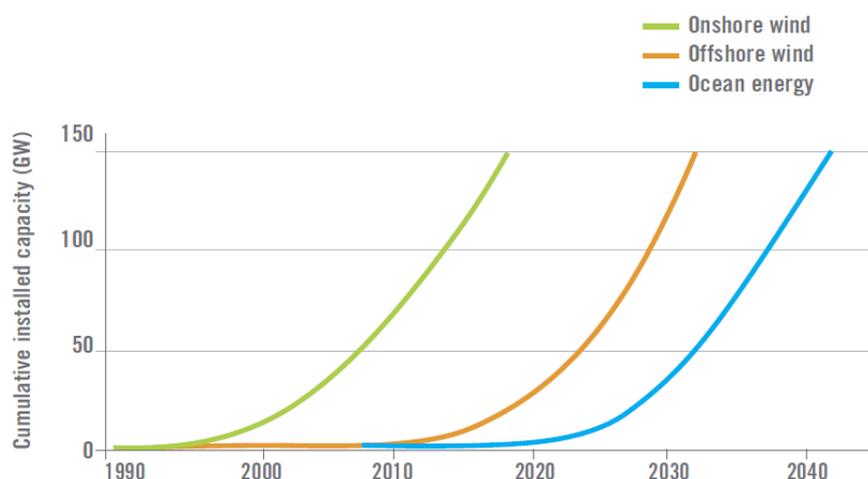


Figura 95 - Projeção para crescimento de energia eólica *onshore*, energia eólica *offshore* e energia dos oceanos ⁶⁴

As perspectivas de desenvolvimento são bastante grandes no entanto a janela temporal onde é expectável a sua ocorrência pode variar dependendo dos investimentos feitos no desenvolvimento das

⁶⁴ Fonte: Referência bibliográfica [56]

tecnologias. Portugal apresenta um recurso bastante atractivo e em termos de energia das ondas apresenta, como foi referido no Capítulo 3 referente às tecnologias, já alguma experiência em termos de equipamentos que foram testados. Além da central do Pico também o AWS, o *Waveroller* e o *Pelamis* utilizaram Portugal para testar os seus equipamentos e com a concessão da exploração da zona piloto resolvida o potencial português para se tornar numa plataforma de testes aumentou substancialmente.

As figuras 96 e 97 espelham as realidades em termos de distâncias aos portos e às subestações e dependendo do tipo de tecnologia as condições são alteradas pois as tecnologias *onshore* e *nearshore* obviamente que vão estar mais próximo das subestações e dos portos existentes. A tecnologia de ondas *offshore* vai sofrer as mesmas considerações que foram tecidas para as tecnologias eólicas *offshore* flutuantes pois ocupam os mesmos locais em termos espaciais.

Este factor pode levar a considerar que as relações entre os promotores destes tipos de energia são concorrenciais o que no entanto não faz sentido, pelo menos no enquadramento actual. O desenvolvimento de várias tecnologias relacionadas com o mar é uma mais-valia não só para essa tecnologia específica mas para todo o sector pela dinamização que traz associada a si. Outro ponto que é de realçar é o da possível partilha de linhas de transporte de energia eléctrica e de pontos de injeção o que possibilita um cenário de custos partilhados por centrais que utilizam diferentes tipos de recursos renováveis.

O desenvolvimento da capacidade de produção em termos de energia das ondas vai, pelo menos a médio prazo, dar-se na zona piloto e portanto é apresentada uma caracterização com mais detalhe da zona nas figuras 98 a 102. Os constrangimentos que foram aplicados para a caracterização geral vão ser também tomados em conta tanto em termos de portos como de subestações.

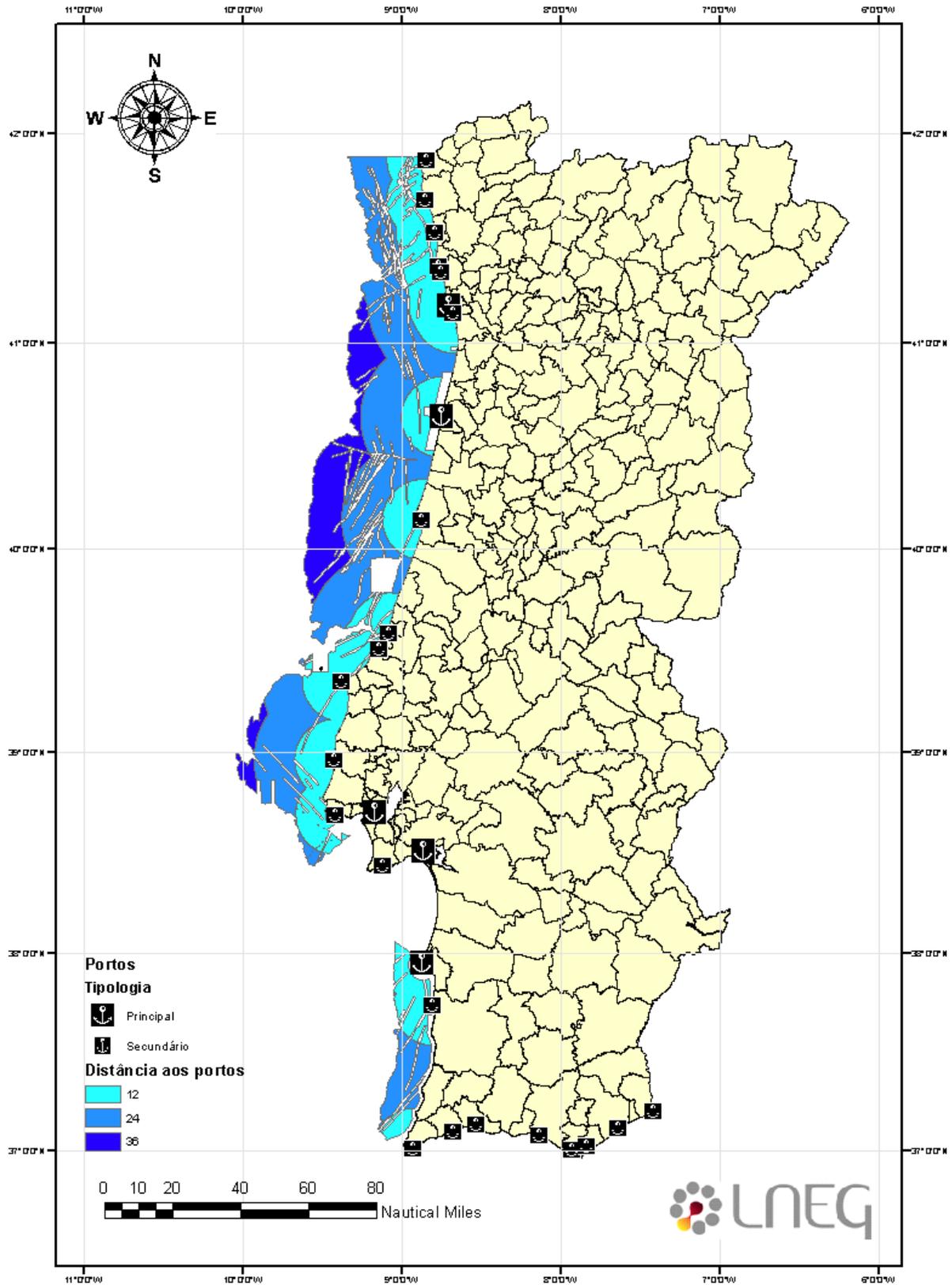


Figura 96 - Distância aos portos dos locais relativos ao recurso das ondas

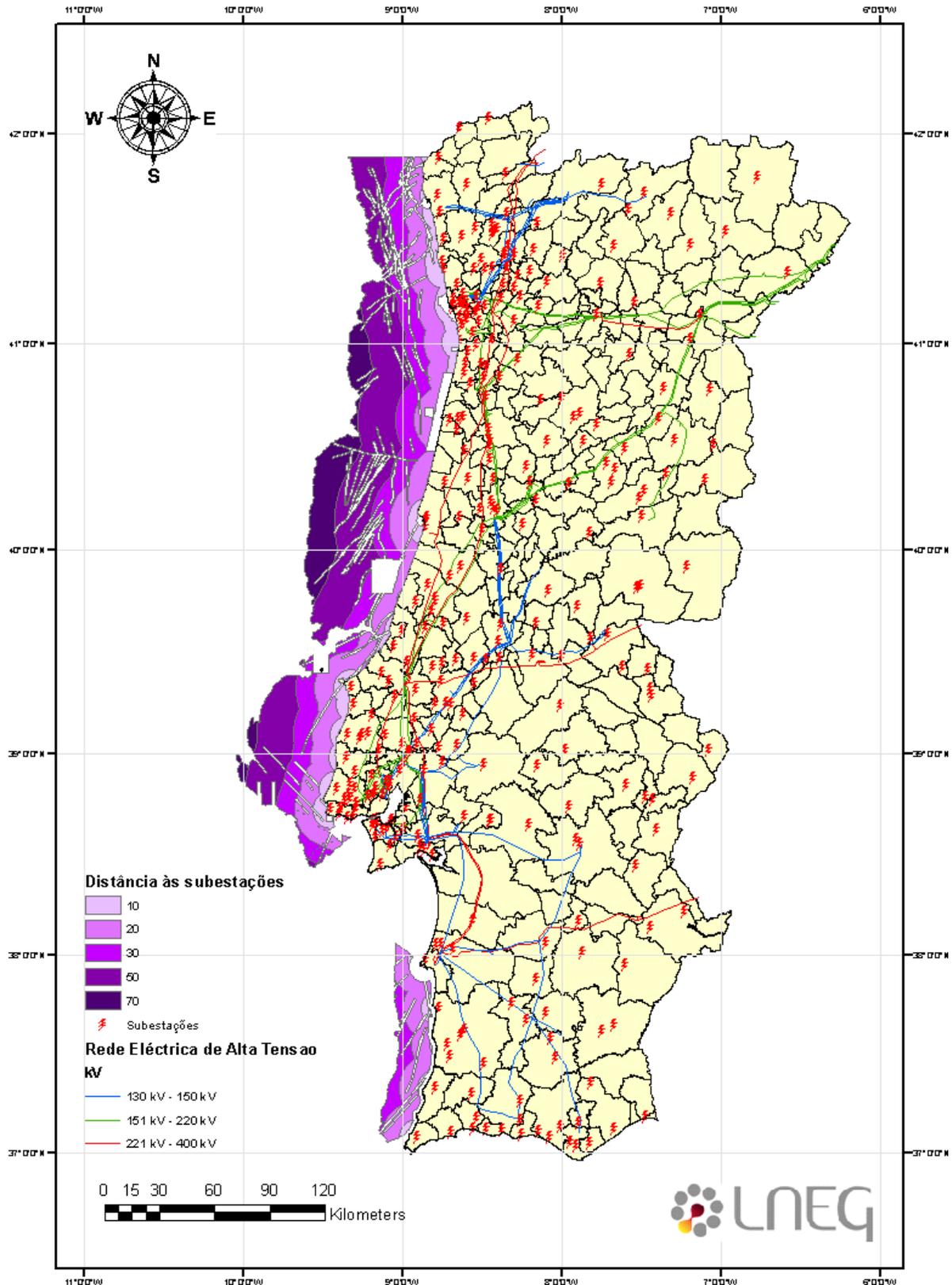


Figura 97 - Distância às subestações dos locais relativos ao recurso das ondas

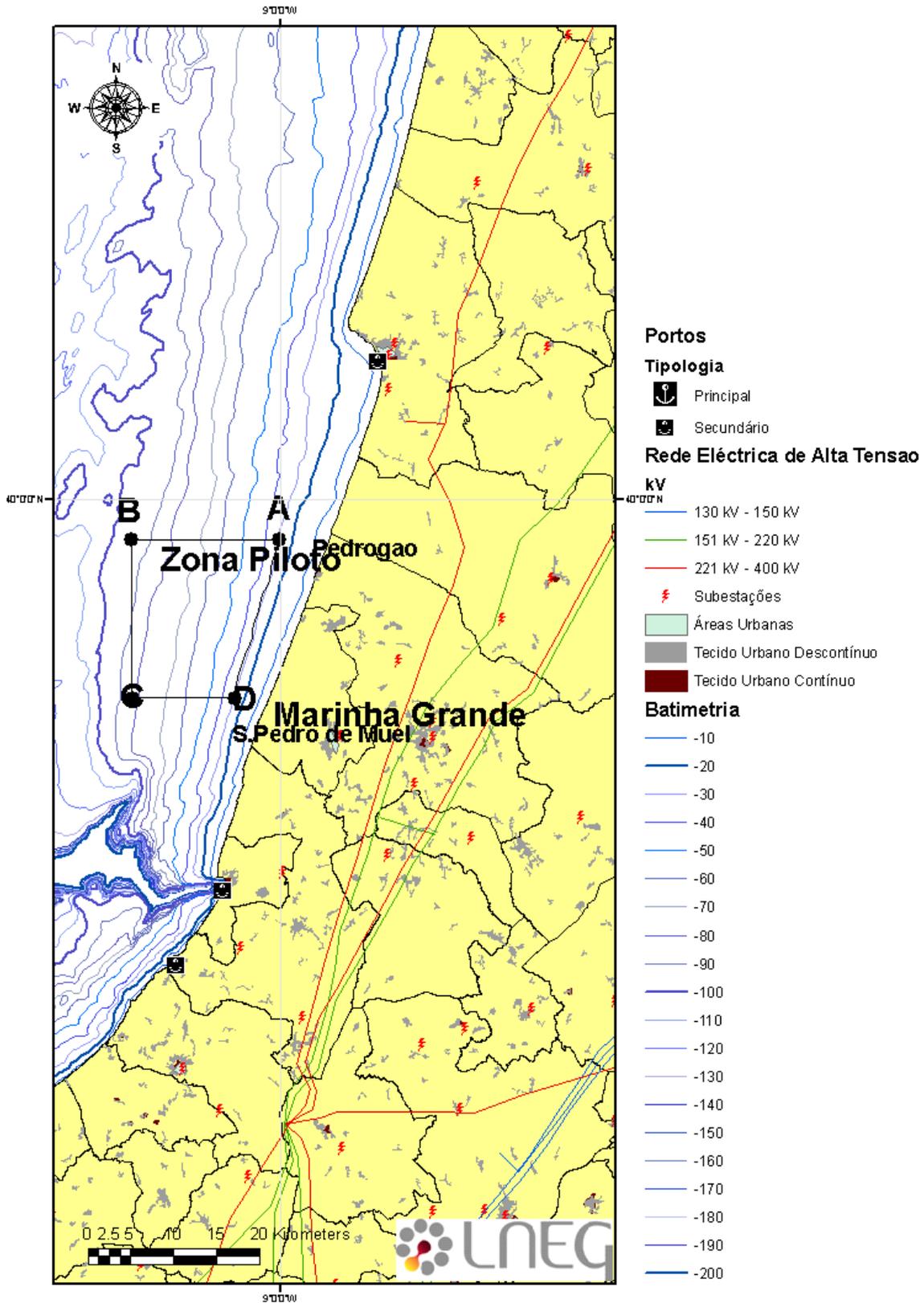


Figura 98 - Zona piloto

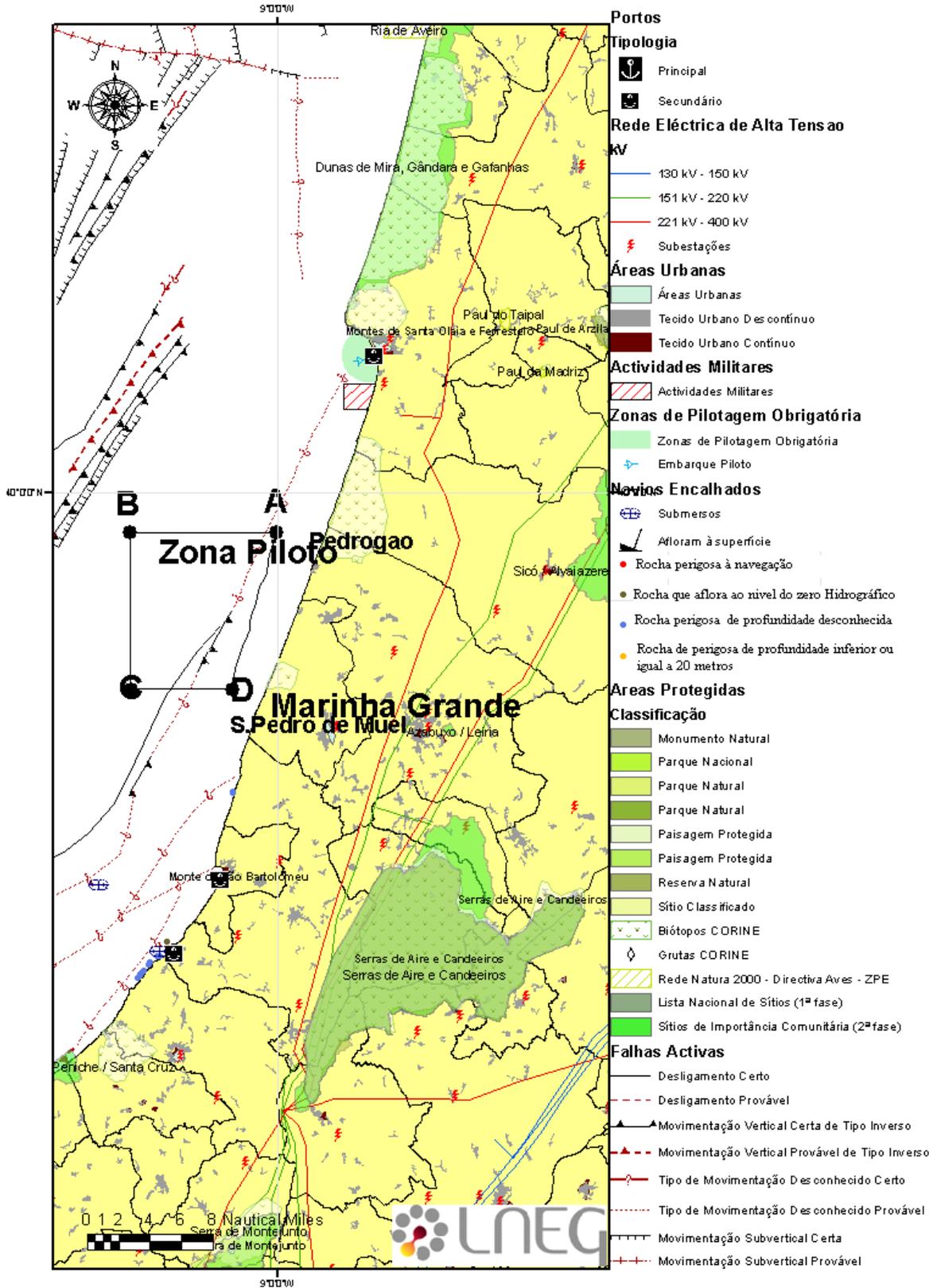


Figura 99 - Possíveis constrangimentos na zona piloto

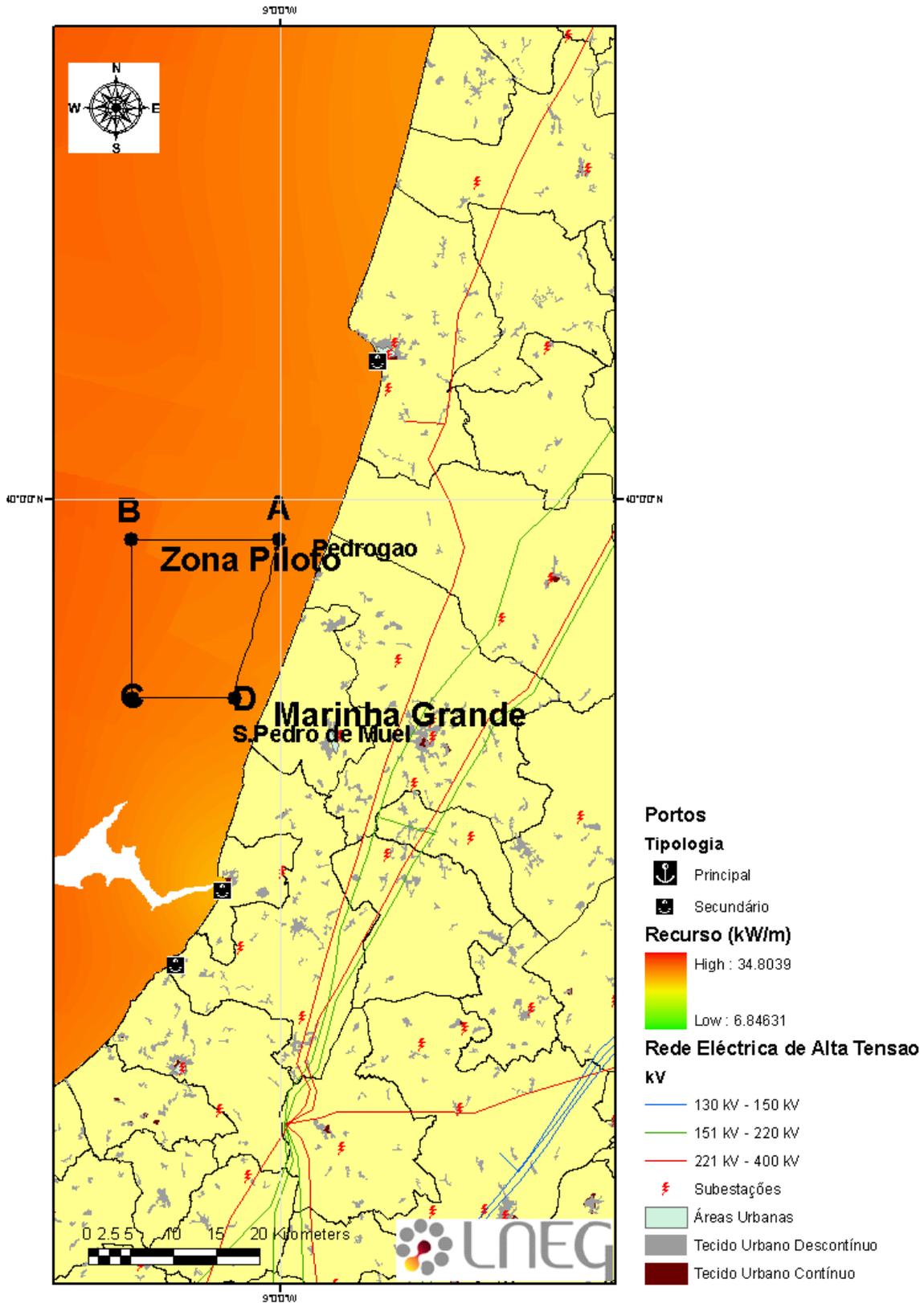


Figura 100 - Recurso das ondas nas zona piloto

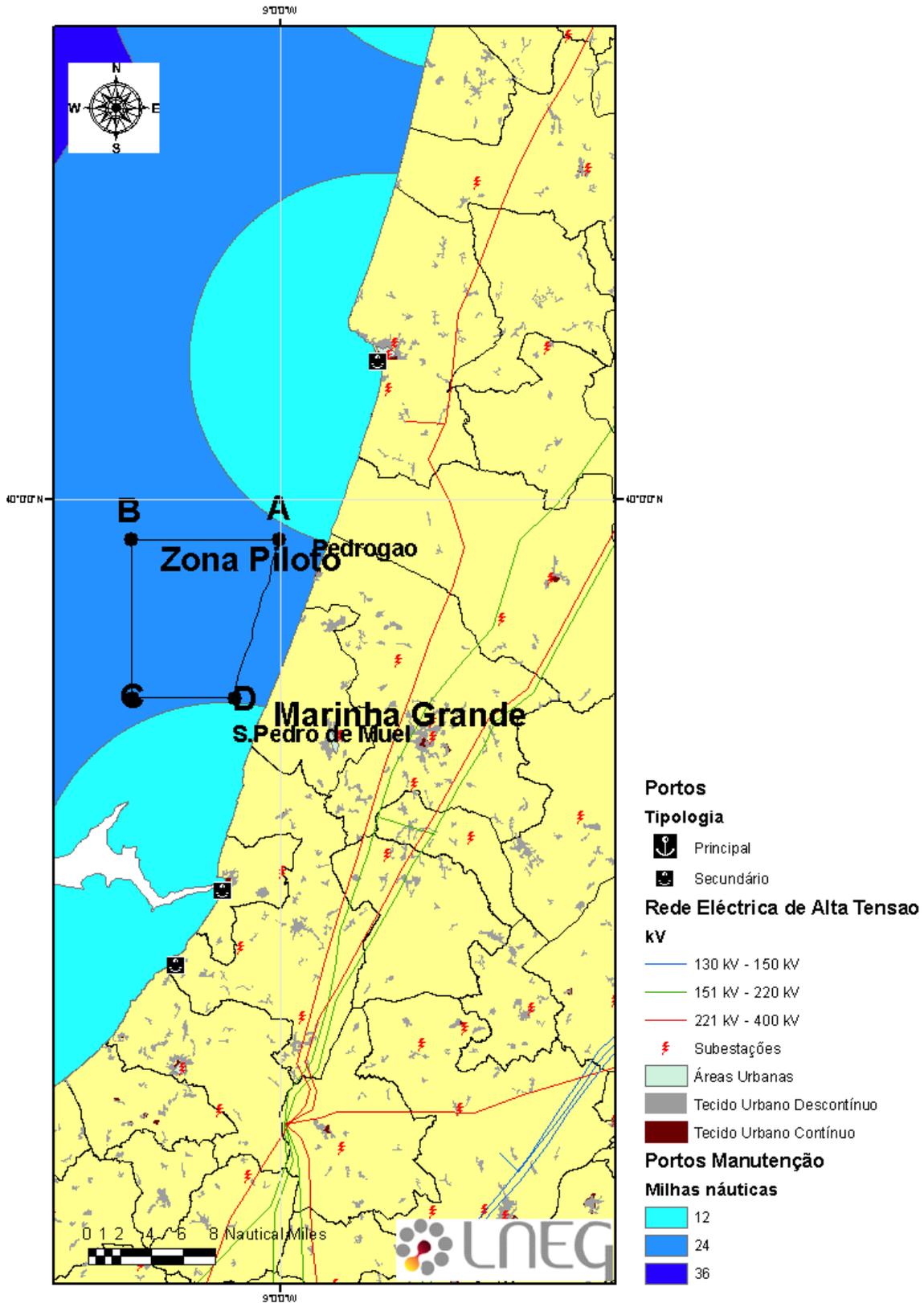


Figura 101 - Proximidade de portos à zona piloto

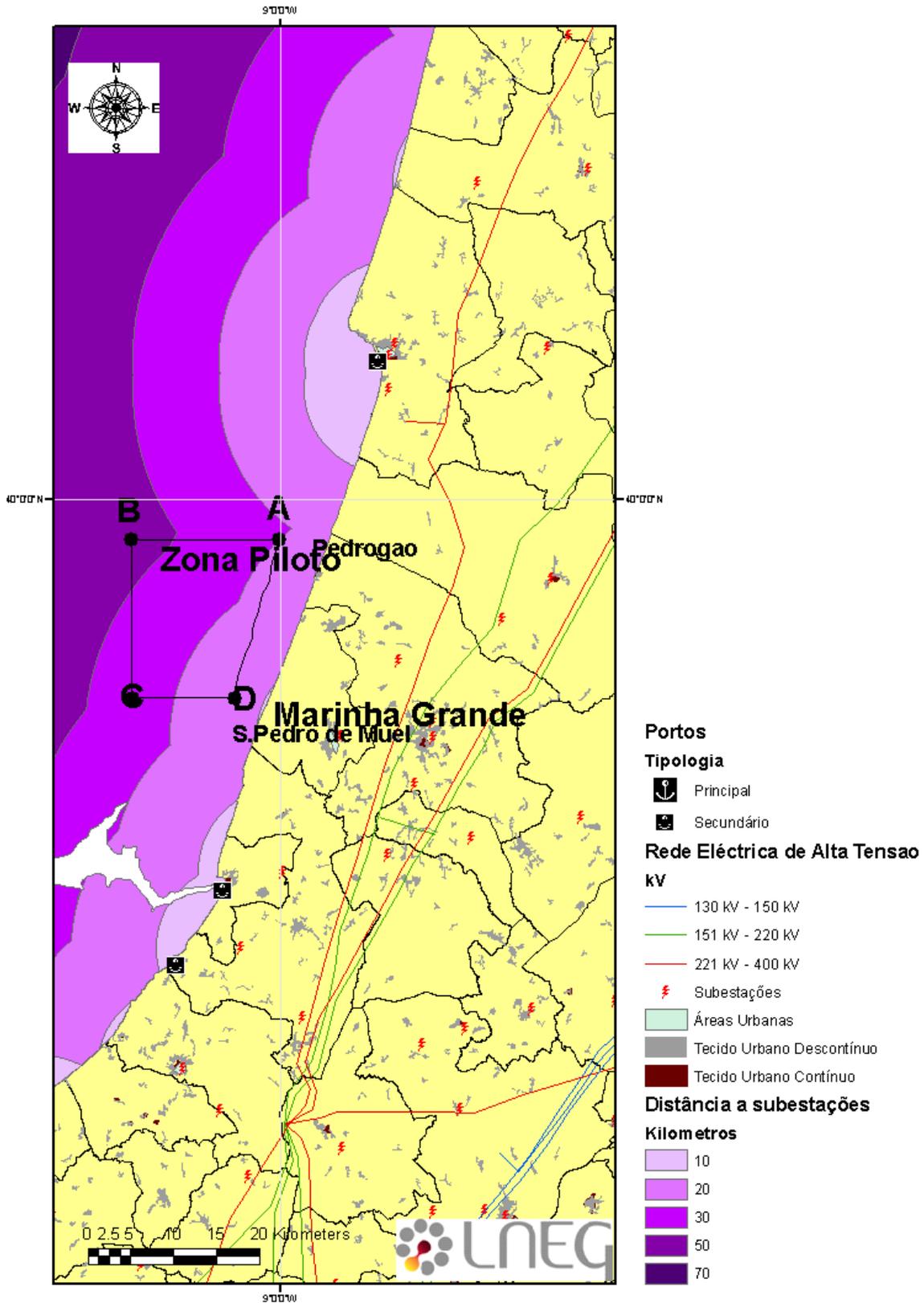


Figura 102 - Proximidade de subestações à zona piloto

5.3 Potencial integrado

A abordagem em relação ao mar tem-se alterado nos últimos anos aumentando as valências em termos de actividades económicas. Actividades como a navegação e transporte marítimo, desenvolvimento portuário, pescas, aquicultura, recursos geológicos e petróleos, questões ambientais, turismo e as energias renováveis concorrem para a exploração do espaço marítimo.

Este incremento na utilização do espaço marítimo leva à transposição para o mar das noções de ordenamento que no entanto têm que ser alargadas devido às características do meio. O ordenamento do espaço marítimo tem como objectivo a utilização eficiente do espaço baseada numa análise transversal. A construção de um plano de ordenamento é um processo dinâmico em constante mutação que apresenta um carácter orientador. Apresenta-se como uma ferramenta que potencia a atenuação de divergências que possam surgir provenientes do decorrer da utilização do espaço.

Este assunto em termos europeus passou a ter um grau de importância elevado quando a UE propôs uma política marítima integrada. Após a decisão de seguir esta via o ordenamento do espaço marítimo passou a ter outra visibilidade e a execução de planos de ordenamento começou a ser pensada de um ponto de vista conjunto em termos de regiões. O mar Báltico, o mar do Norte e o Mediterrâneo necessitam de planos conjuntos para uma gestão eficaz.

Em casos de alta densidade de utilização como os referidos acima a abordagem em relação ao ordenamento terá que ser mais normativa enquanto que em casos de baixa densidade de utilização existe a possibilidade de optar por uma gestão mais flexível com planos de ordenamento de carácter mais orientador.

A realidade portuguesa tem a vantagem de, graças à sua localização geográfica, poder optar pela construção de um plano mais dinâmico. A construção de um plano de ordenamento marítimo actua a três dimensões contemplando actividades no fundo marinho, na coluna de água e à superfície [57]. Tendo em conta este facto e adicionando ainda a variável tempo é possível ver que a compatibilidade de várias utilizações para o mesmo espaço é possível desde que com uma gestão adequada. O carácter dinâmico do processo permite uma adequação da exploração de recursos adequada em termos temporais considerando o factor essencial de protecção ao meio marinho permitindo uma utilização sustentada do mar.

O Plano de Ordenamento do Espaço Marítimo (POEM) vem colmatar esta necessidade essencial para o desenvolvimento português na qual são consideradas as várias actividades a serem desenvolvidas no mar entre as quais as energias renováveis marinhas. A caracterização de cada sector de actividade pelas respectivas entidades competentes é essencial para a construção de um plano que apresente uma maximização de benefícios.

A multiplicidade de utilizações do espaço marítimo é um factor que deve ser sublinhado existindo muitos casos em que a existência de várias utilizações do mesmo espaço é possível. As energias marinhas não são uma excepção a esta realidade e podem vir a coadunar-se com outras actividades. Exemplos de actividades que à partida se podem apresentar como parceiras são a protecção da natureza tornando a zona num local no qual os acessos são controlados permitindo à fauna uma zona de segurança. Outro exemplo é a possibilidade de integração de aquicultura em zonas de parques. Os casos referidos são só exemplos existindo muitas outras actividades que podem decorrer em conjunto.

De seguida a título de exemplo são apresentados alguns mapas que são parte integrante do POEM sendo no entanto ainda provisórios pois o processo de construção do mesmo ainda está a decorrer. As figuras apresentadas referem-se à situação existente e potencial na área da energia dentro da qual este documento se insere no entanto o plano engloba a caracterização das várias actividades. A integração das várias actividades é também apresentada embora o plano apresente alguma dificuldade de visualização devido ao elevado número de informação compilada.

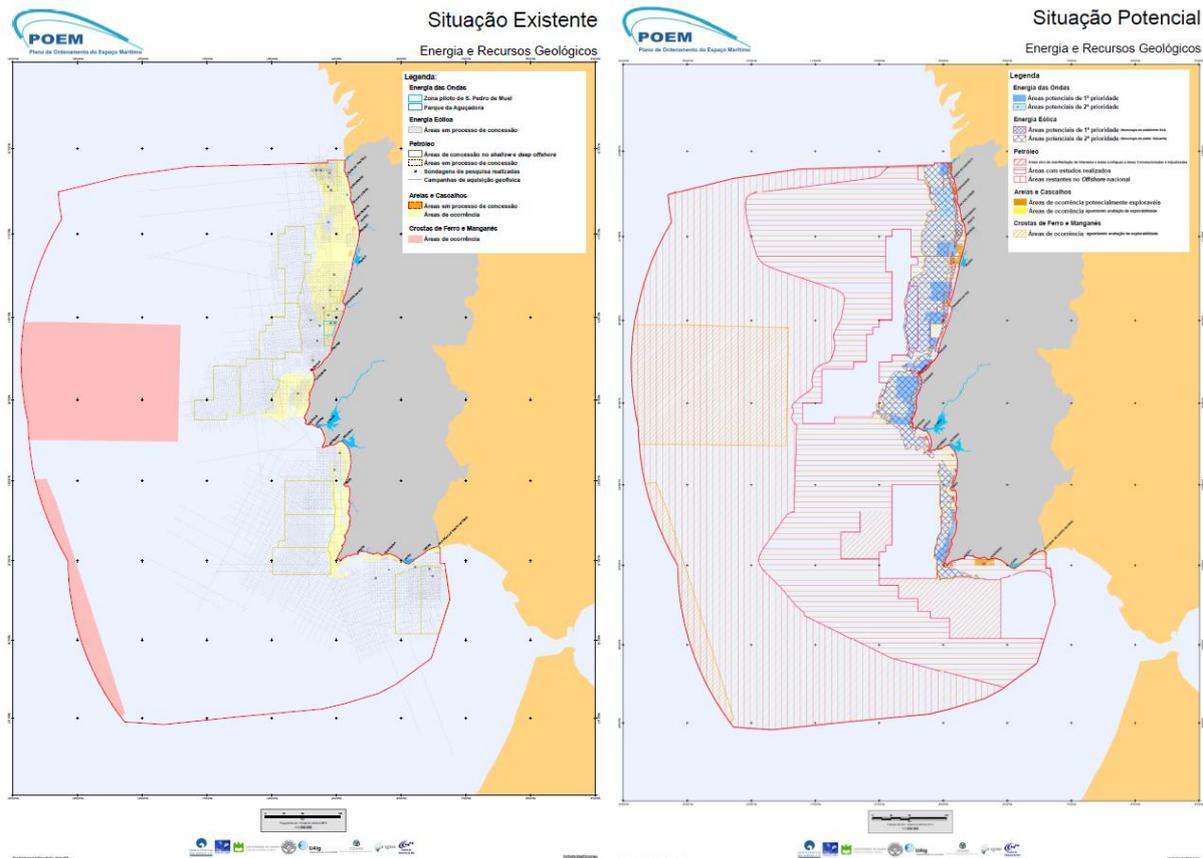


Figura 103 e 104 - Situação existente e potencial dos recursos energéticos e geológicos⁶⁵

No âmbito da energia marinha a situação existente espelha o início do desenvolvimento das tecnologias tendo um potencial de desenvolvimento muito grande. A zona de potencial apresentada ao POEM em termos de energia eólica corresponde ao potencial que também foi apresentado no Capítulo 2 desta dissertação cuja autoria é do LNEG. Em relação às ondas a zona de potencial apresentada não corresponde na totalidade à área apresentada no Capítulo 2 mas sim à zona correspondente a um estudo prévio efectuado pela Direcção Geral de Energia e Geologia e pelo Centro de Energia das Ondas [58]. O desenvolvimento da energia das ondas no enquadramento actual espera-se que aconteça na zona piloto devido ao seu estado de desenvolvimento não inviabilizando no entanto as metas de 250 MW estabelecidas para 2020.

Só no capítulo da energia renovável marinha Portugal apresenta um potencial elevado que no futuro lhe poderá ajudar a alcançar os objectivos estabelecidos em termos de políticas energéticas e de compromissos internacionais já assumidos.

⁶⁵ Fonte: Plano de Ordenamento do Espaço Marítimo (versão preliminar)

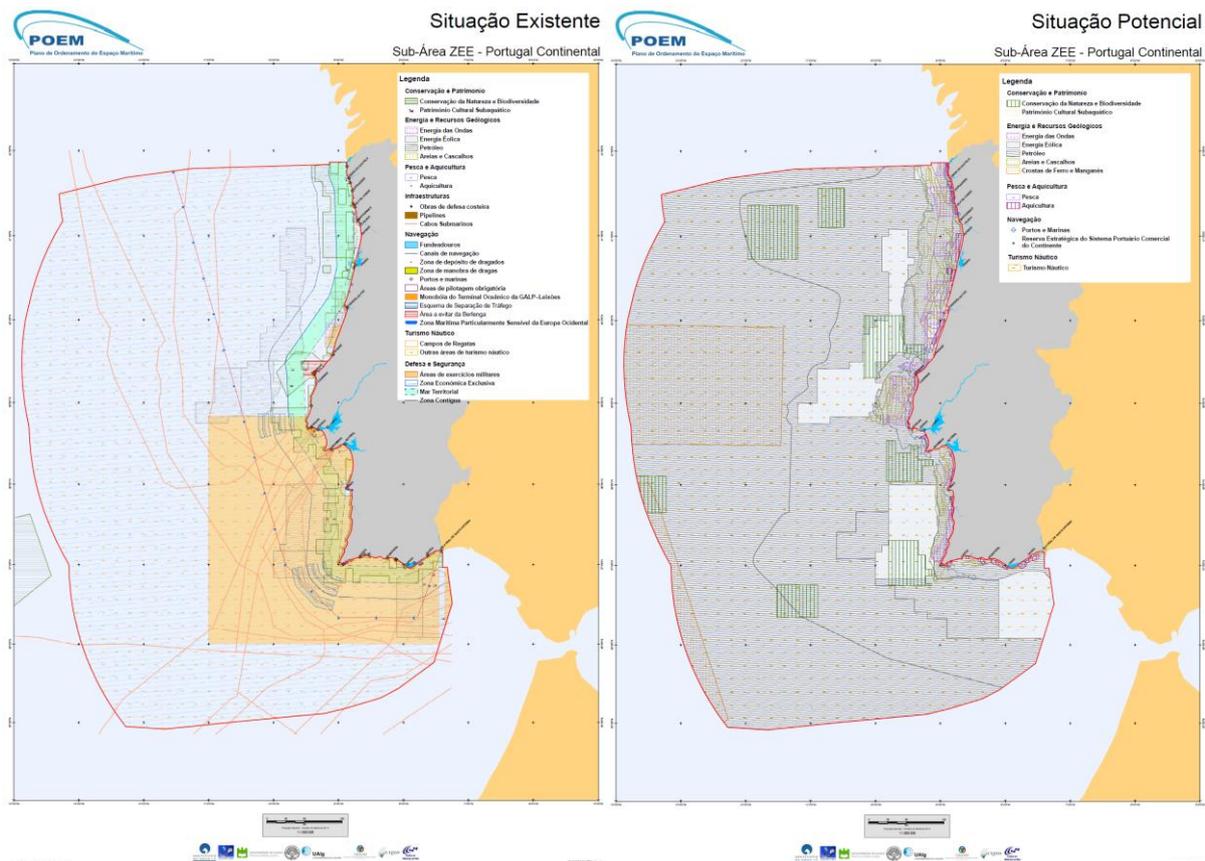


Figura 105 e 106 - Situação existente e potencial na zona económica exclusiva portuguesa em termos da multiplicidade de utilizações ⁶⁶

Esta questão do potencial integrado é referida para acentuar a necessidade de uma caracterização precisa e objectiva de cada actividade a desenvolver no mar de maneira a não prejudicar o desenvolvimento de outras actividades devido ao planeamento deficiente que daí pode advir. Esta visualização das actividades potenciais que são apresentadas na figura 106 apesar de não ser a versão final permite ter uma ideia do elevado potencial do mar em Portugal nas suas múltiplas vertentes.

⁶⁶ Fonte: Plano de Ordenamento do Espaço Marítimo (versão preliminar)

6. Conclusão

Após todas as considerações referidas ao longo da dissertação e especialmente no capítulo 5 muitas das conclusões já foram feitas no entanto vou ainda tecer alguns comentários de maneira a aglomerar alguma da informação de forma mais sistematizada.

O primeiro aspecto a ser revisitado é a diferença no estado de desenvolvimento entre as tecnologias eólicas assentes no fundo já num estado comercial e as tecnologias eólicas flutuantes e as tecnologias das ondas que se apresentam com um carácter mais experimental. Esta primeira diferenciação é essencial para a definição de objectivos para cada tipo de tecnologia. No caso da tecnologia eólica assente no fundo devido ao seu estado de maturação pode-se já esperar a instalação de parques que contribuam efectivamente para a capacidade electroprodutora do país. No caso da tecnologia eólica flutuante e da tecnologia das ondas a instalação deve, pelo menos por agora, ser mais virada para o aperfeiçoamento e desenvolvimento das tecnologias de maneira a otimizar-se os equipamentos representando uma hipótese para a obtenção de conhecimentos que no futuro poderão ser determinantes.

Relativamente à conjugação dos recursos das ondas e eólico com os portos, estaleiros navais, rede eléctrica e centros de consumo de energia é possível constatar em traços gerais a existência de três zonas distintas que vou apresentar de seguida. O recurso das ondas e eólico tem uma distribuição muito semelhante ao longo da costa e portanto as considerações a ter em termos de posicionamento espacial são análogas.

A primeira zona corresponde a toda a costa que vai desde a fronteira com Espanha no Norte de Portugal perto de Caminha até ao cabo Espichel com um recurso energético excelente conjugado com uma disponibilidade de portos muito elevada com a presença de estaleiros navais. A juntar aos factores referidos anteriormente é também de destacar a proximidade em relação aos grandes centros de consumo de energia minimizando assim as perdas no transporte de electricidade. É de referir no entanto a presença da rede de transporte de alta tensão no caso de excesso de produção de energia relativamente ao consumo da área.

A segunda zona que corresponde à costa que vai desde o concelho de Grândola ao concelho de Sagres que apresenta uma faixa mais estreita entre a batimétrica dos 0 e dos 200 metros apresentando uma menor área de exploração que a zona referida anteriormente. O número de portos é muito menor com Sines e Setúbal a apresentarem-se como soluções e quanto a estaleiros navais existentes na actualidade só Setúbal seria opção. Os centros de grande consumo de energia estão afastados desta região que no entanto está munida de rede de transporte de alta tensão.

A terceira zona corresponde à costa virada a sul algarvia que apresenta um recurso muito pequeno quando avaliado à escala do país o que impossibilita à partida a produção de grandes quantidades de energia podendo no entanto existir aplicações em casos pontuais.

A constatação que advém deste cruzamento de informação a vários níveis é o conjunto de vantagens que a primeira zona referida apresenta aglomerando todas as condições necessárias para a instalação e operação deste tipo de equipamentos tornando-a uma zona com um carácter energético muito vincado. A segunda zona dispõe também de possibilidades de instalação de equipamento não apresentando no entanto o mesmo conjunto de circunstâncias que podem ser vistos como mais-valias para um início mais dinâmico do sector.

Relativamente a trabalho futuro que poderá ser desenvolvido utilizando esta dissertação como matriz seria a integração de capítulos adicionais referentes a outros campos do saber nomeadamente o campo económico com a introdução de análises económicas de alguns sistemas e conjunto de infra-estruturas necessário, o campo ambiental com uma avaliação dos potenciais impactos e medidas de mitigação bem como as vantagens inerentes a este tipo de tecnologias e no campo jurídico através da análise do que vai existindo no mundo neste aspecto já que em Portugal devido à fase inicial em que nos encontramos o quadro jurídico ser ainda muito limitado.

7. Bibliografia

7.1 Bibliografia referida

- [1] - Iglesias G. et al., Wave energy potencial in Galicia (NW Spain), doi:10.1016/j.renene.2009.03.030
- [2] - Iglesias G., Carballo R., 2009, Wave energy resource in the Estaca de Bares área (Spain), doi: 10.1016/j.renene.2009.10.019
- [3] - Waters R., Engstrom J., Isberg J., Leijon M., 2009, Wave climate off the Swedish west coast, doi: 10.1016/j.renene.2008.11.016
- [4] - Dutra R., Szklo A., 2008, Assessing long-term incentive programs for implementing wind power in Brazil using GIS rule-based methods, doi: 10.1016/j.renene.2008.02.017
- [5] - Aydin N., Kentel E., Duzgun S., 2010, GIS-based environmental assessment of wind energy systems for spatial planning: A case study from Western Turkey, doi: 10.1016/j.rser.2009.07.023
- [6] - Hughes M., Heap A., 2009, National-scale wave energy resource assessment for Australia, doi: 10.1016/j.renene.2009.11.001
- [7] - Costa P., Simões T., Estanqueiro A., 2010, Sustainable offshore wind potential in continental Portugal.
- [8] - Simões T., Costa P., Estanqueiro A., 2010, A methodology for the identification of the sustainable wind potential. The Portuguese case study.
- [9] - Brenton S., Moe G., Status, plans and technologies for offshore wind turbines in Europe and North America, 2009, doi: 10.1016/j.renene.2008.05.040
- [10] - Zaaijer M., 2006, Foundation modelling to assess dynamic behaviour of offshore wind turbines, doi:10.1016/j.apor.2006.03.004
- [11] - The Carbon Trust, 2008, Offshore wind power: big challenge, big opportunity.
- [12] - Vattenfall, Energimyndigheten, 2009, Exclusive summary of conceptual foundation study for Kriegers Flak offshore wind farm, Sweden.
- [13] - Vattenfall, Energimyndigheten, 2009, Krieger's Flak - Offshore wind farm gravity based foundation conceptual design report.
- [14] - Vattenfall, Energimyndigheten, 2009, Krieger's Flak offshore wind farm - Conceptual study of monopole foundation for wind turbines.
- [15] - Vattenfall, Energimyndigheten, 2009, Krieger's Flak Foundation concepts conceptual design study drilled concrete monopole.
- [16] - Vattenfall, Energimyndigheten, Krieger's Flak Foundation concepts - Gravity tripod report, 2009.
- [17] - Vattenfall, Energimyndigheten, 2009, Krieger's Flak offshore wind farm - Conceptual study of jacket foundation for wind turbines.
- [18] - Drew B, Plummer A R, and Sahinkaya M N, 2009, A review of wave energy converter technology, Proc. IMechE Vol. 223 Part A, J Power and Energy, doi: 10.1243/09576509JPE782
- [19] - Falcão AF de O., 2009, Wave energy utilization: A review of the technologies, Renew Sustain Energy Rev., doi:10.1016/j.rser.2009.11.003
- [20] - The Carbon Trust, 2005, Oscillating Water Column Wave Energy Converter Evaluation Report.
- [21] - Graw K., About the development of wave energy breakwaters.
- [22] - Thorpe T, 1999, A Brief Review of Wave Energy
- [23] - Eidsmoen H, 1998, Tight-moored amplitude-limited heaving-buoy wave-energy converter with phase control, Applied Ocean Research.
- [24] - Eidsmoen H, 1994, Hydrodynamic parameters for a two-body axisymmetric system, Applied Ocean Research.
- [25] - Rhinefrank K et al, 2005, Novel ocean energy permanent magnet linear generator buoy, Renewable Energy, doi:10.1016/j.renene.2005.07.005
- [26] - Elwood D et al, 2009, Design, construction, and ocean testing of a taut-moored dual-body wave energy converter with a linear generator power take-off, Renewable Energy, doi:10.1016/j.renene.2009.04.028
- [27] - McCormick M., 1981, Ocean Wave energy conversion, Dover Publications, New York.
- [28] - McCabe A P et al, 2005, Developments in the design of the PS Frog Mk5 wave energy converter, Renewable Energy, doi:10.1016/j.renene.2005.08.013
- [29] - Henderson R, 2005, Design simulation, and testing of a novel hydraulic power take-off system for the Pelamis wave energy converter, Renewable Energy, doi:10.1016/j.renene.2005.08.021
- [30] - Valério D et al, 2007, Optimisation of wave energy extraction with Archimedes Wave Swing, Ocean Engineering, doi:10.1016/j.oceaneng.2007.05.009
- [31] - Lena Group, AW.Energy, 2007, 1MW Wave energy power plant: Waveroller technology.

- [32] - Margheritini L et al, 2008, SSG wave energy converter: Design, reliability and hydraulic performance of an innovative overtopping device, *Renewable Energy*, doi:10.1016/j.renene.2008.09.009
- [33] - Kofoed J P et al, 2005, Prototype testing of the wave energy converter wave dragon, *Renewable Energy*, doi:10.1016/j.renene.2005.09.005
- [34] - Cruz J., 2008, *Ocean Wave Energy: current status and future perspectives*, Springer.
- [35] - Kofoed J P, Tedd J, 2008, Measurements of overtopping flow time series on the wave dragon wave energy converter, *Renewable Energy*, doi:10.1016/j.renene.2008.04.036
- [36] - Beels C et al, 2009, Application of the time-dependent mild-slope equations for the simulation of wake effects in the lee of a farm of wave dragon wave energy converters, *Renewable energy*, doi:10.1016/j.renene.2009.12.001
- [37] - Beels C et al, 2010, Numerical implementation and sensitivity analysis of a wave energy converter in a time-dependent mild-slope equation model, *Coastal Engineering*, doi:10.1016/j.coastaleng.2009.11.003
- [38] - Johannung L, Smith G H, Wolfram J, 2005, Mooring design approach for wave energy converters, *Proc. IMechE vol.220 Part M: J. Engineering for the Maritime Environment*, doi:10.1243/14750902JEME54
- [39] - Costa R G B, 2008, Análise paramétrica das condições de ancoragem de plataformas offshore utilizando estacas torpedo a partir de modelos em elementos finitos; Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- [40] - Kunitaki D, 2006, Tratamento de incertezas no comportamento dinâmico de estacas torpedo para ancoragem de sistemas flutuantes na exploração de petróleo offshore; Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- [41] - Monteiro B, 2008, Aplicação do Método do Enxame de Partículas na Otimização de Sistemas de Ancoragem de Unidades Flutuantes para Exploração de Petróleo Offshore; Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- [42] - Chakrabarti S., 2005, *Handbook of offshore engineering*, Elsevier
- [43] - Mavrakos S A et al, 1994, *Deep water mooring Dynamics, Marine structures*.
- [44] - Worzyk T., 2009, *Submarine power cables: design, installation, repair, environmental aspects*, Springer
- [45] - Barberis Negra N., Todorovic J., Ackermann T., 2006, Loss evaluation of HVAC and HVDC transmission solutions for large offshore wind farms, doi: 10.1016/j.epr.2005.11.004
- [46] - Saer/ACL, 2009, O hypercluster da economia do mar: Um domínio de potencial estratégico para o desenvolvimento da economia portuguesa.
- [47] - Wijnolst N., Jenssen J., Sodal S., 2003, *European maritime clusters: global trends, theoretical framework, the cases of Norway and the Netherlands, policy recommendations*.
- [48] - Grupo de trabalho da indústria naval, 2010, *Contributo para a revalorização da indústria portuguesa 2010-2015, Fórum permanente para os assuntos do mar*.
- [49] - Ministério das obras públicas, transportes e comunicações - Secretaria de Estado dos Transportes, 2006, *Orientações estratégicas para o sector marítimo portuário*.
- [50] - Lee T., Cullinane K., 2005, *World Shipping and Port Development*, Palgrave Macmillan.
- [51] - Vattenfall, Energimyndigheten, 2009, *Vattenfall Vindkraft AB Kriegers Flak Offshore Wind Farm Wind Turbines - Sea Bed Preparation Machine / Robot*.
- [52] - Sorensen H., 2001, *Experience from the establishment of Middelgrunden 40 MW offshore wind farm*.
- [53] - European wind energy association, 2010, *The European offshore wind industry - key trends and statistics 2009*.
- [54] - European wind energy association, 2009, *Oceans of Opportunity - Harnessing Europe's largest domestic energy resource*.
- [55] - European wind energy association, 2010, *The European offshore wind industry - key trends and statistic: 1st half 2010*.
- [56] - European ocean energy association, 2010, *Oceans of energy - European ocean energy roadmap 2010 - 2050*.
- [57] - Comissão das Comunidades Europeias, 2008, *Comunicação da comissão - Roteiro para o ordenamento do espaço marítimo: definição e princípios comuns na UE, COM(2008) 791 final*.
- [58] - Centro de Energia das Ondas e Direcção Geral de Energia e Geologia, *Potencial e estratégia de desenvolvimento da Energia das Ondas em Portugal*.

7.2 Bibliografia geral

- Agamloh E. et al, 2008, Anovel direct drive ocean wave energy extraction concept with contactless force transmission system, *Renewable Energy*, doi:10.1016/j.renene.2007.01.008
- Boyes S. et al., 2007, A proposed multiple use zoning scheme for the Irish Sea: An interpretation of current legislation through the use of GIS-based zoning approaches and effectiveness for the protection of nature conservation interests, *Marine Policy*, doi:10.1016/j.marpol.2006.08.005
- Berteaux H., 1991, Coastal and oceanic buoy engineering, published by the author
- Burman K, Walker A, 2009, Ocean Energy Technology Overview, Energy Management and Federal Markets Group, National Renewable Energy Laboratory (NREL)
- Cruz J., Sarmiento A., 2007, Sea state characterisation of the test site of an offshore wave energy plant, *Ocean Engineering*, doi:10.1016/j.oceaneng.2006.04.004
- Dalton G., Lewis R., 2010, Case study feasibility analysis of the Pelamis wave energy convertor in Ireland, Portugal and North America, *Renewable Energy*, doi:10.1016/j.renene.2009.07.003
- Congleton W. et al, 1999, Marine culture siting: a GIS description of intertidal areas, *Ecological Modelling*
- Day J., 2002, Zoning-lessons from the Great Barrier Reef marine park, *Ocean and Coastal Management*
- Department of Trade and Industry, Near Shore Oscillating Wave Column – Prototype development and evaluation
- Dunnett D., Wallace J., 2009, Electricity generation from wave power in Canada, *Renewable Energy*, doi:10.1016/j.renene.2008.04.034
- Ehler C. et al, 1997, Guidelines to assist policy makers and managers of coastal areas in the integration of coastal management programs and national climate-change action plans, *Ocean and Coastal Management*
- Falnes J., 2007, A review of wave energy extraction, *Marine Structures*, doi:10.1016/j.marstruc.2007.09.001
- Fitzgerald J., Brgdahl L., 2008, Including moorings in the assessment of a generic offshore wave energy converter: a frequency domain approach, *Marine Structures*, doi:10.1016/j.marstruc.2007.09.004
- Folley M., Whittaker T., 2009, Analysis of nearshore wave energy resource, *Renewable Energy*, doi:10.1016/j.renene.2009.01.003
- Gilliand P., Laffoley D., 2008, Key elements and steps in the process of developing ecosystem-based marine spatial planning, *Marine Policy*, doi:10.1016/j.marpol.2008.03.022
- Harrison G., Wallace A., 2005, Climate sensitivity of marine energy, *Renewable Energy*, doi:10.1016/j.renene.2004.12.006
- Jablonski S., Filet M., 2008, Coastal management in Brazil: a political riddle, *Ocean and Coastal Management*, doi:10.1016/j.ocecoaman.2008.06.008
- Johanning L. et al, 2007, Measurements of static and dynamic mooring line damping and their importance for floating WEC devices, *Ocean Engineering*, doi: 10.1016/j.oceaneng.2007.04.002
- Landenburg J., 2008, Attitudes towards on land and offshore wind power development in Denmark; choice of development strategy, *Renewable Energy*, doi:10.1016/j.renene.2007.01.011
- Leijon M. et al, 2006, An electrical approach to wave energy conversion, *Renewable Energy*, doi:10.1016/j.renene.2005.07.009
- Lopes M. et al, 2009, Experimental and numerical investigation of non predictive phase control strategies for a point absorbing wave energy converter, *Ocean Engineering*, doi:10.1016/j.oceaneng.2009.01.015
- Mueller M., Wallace R., 2008, Enabling science and technology for marine renewable energy, *Energy Policy*, doi:10.1016/j.enpol.2008.09.035
- Nath S. et al, 2000, Applications of geographical information systems (GIS) for spatial decision support in aquaculture, *Aquacultural Engineering*
- Nobre A. et al, 2009, Geo-spatial multi-criteria analysis for wave energy conversion system deployment, *Renewable Energy*, doi: 10.1016/j.renene.2008.03.002
- Noronha L., 2004, Coastal management policy: observations from an Indian case, *Ocean and Coastal Management*, doi:10.1016/j.ocecoaman.2004.03.004
- Palha A. et al, 2010, The impact of wave energy farms in the shoreline wave climate: Portuguese pilot zone case study using Pelamis energy wave devices, *Renewable Energy*, doi:10.1016/j.renene.2009.05.025
- Prest R., Daniell T., Ostendorf B., 2007, Using GIS to evaluate the impact of exclusion zones on the connection cost of wave energy to the electricity grid, *Energy Policy*, doi:10.1016/j.enpol.2007.02.033
- Rusu E., Soares C., 2009, Numerical modelling to estimate the spatial distribution of the wave energy in the Portuguese nearshore, *Renewable Energy*, doi:10.1016/j.renene.2008.10.027
- Smith T. et al, 2007, Technological learning in offshore wind energy: different roles of the government, *Energy Policy*, doi:10.1016/j.enpol.2007.08.011
- Suman D., 2001, Case studies of coastal conflicts: comparative US/European experiences, *Ocean and Coastal Management*.

- Suman D., 2007, Development of an integrated coastal management plan for the Gulf of San Miguel and Darien Province, Panama: lessons from the experience, Ocean and Coastal Management, doi:10.1016/j.ocecoaman.2007.03.007
- The Carbon Trust, 2006, Future Marine Energy, Results of the Marine Energy Challenge: Cost competitiveness and growth of wave and tidal stream energy.
- Vallega A., 2005, From Rio to Johannesburg: the role of coastal GIS, Ocean and Coastal Management, doi:10.1016/j.ocecoaman.2005.05.001
- Vantorre M. et al, 2004, Modelling of hydraulic performance and wave energy extraction by a point absorber in heave, Applied Ocean Research, doi:10.1016/j.apor.2004.08.002
- White A. et al, 2005, Integrated coastal management and marine protected areas: complementarity in the Philippines, Ocean and Coastal Management, doi:10.1016/j.ocecoaman.2005.03.006
- Wijnolst N., 2006, Dynamic European Maritime Clusters, Dutch Maritime Network series, Publication No. 30