



Laboratório Nacional de Energia e Geologia, I.P.

UNIDADE DE ENERGIAS RENOVÁVEIS E
INTEGRAÇÃO DE SISTEMAS DE ENERGIA

***OffshorePlan - Planeamento do Aproveitamento das Energias Renováveis
Offshore em Portugal”.***

Deliverable 3.1

***Definição e implementação das metodologias de identificação de áreas de interesse
para a instalação de sistemas de produção renovável offshore***

Geuffer Garcia, Teresa Simões, Duarte Santos, Hanna Rybchynska e Ana Estanqueiro

LNEG, Junho 2018



RESUMO

Este relatório tem como objetivo apresentar as metodologias conducentes à seleção de áreas de interesse para exploração de energias renováveis offshore, bem como os resultados obtidos por aplicação das mesmas, enquadrando-se no âmbito do projeto POSEUR-01-1001-FC-000007 “OffshorePlan - Planeamento do Aproveitamento das Energias Renováveis Offshore em Portugal”. Para tal foram produzidas ferramentas que permitem a elaboração de cenários de desenvolvimento das tecnologias de aproveitamento de Energias Renováveis no Mar, as quais integram os constrangimentos físicos e técnicos à instalação de sistemas de energia renovável offshore. Com base nas metodologias desenvolvidas e constrangimentos identificados, são apresentadas as zonas de exploração de energias renováveis offshore e produzidos os dados de entrada necessários ao trabalho a desenvolver na atividade 4 deste projeto.

Índice

Resumo	2
1. Introdução	5
2. Metodologia	7
2.1 Identificação e adequação das restrições à instalação de sistemas de energias renováveis offshore...	7
3. resultads obtidos com base nas metodologias desenvolvidas.....	25
3.1 Áreas possíveis de exploração tendo em conta as condicionantes físicas e técnicas.....	25
3.2 Novo atlas de recurso eólico offshore (NEPS) por fundação e turbina	27
3.3 Atlas de recurso das ondas por conversor:	29
3.4 Identificação de zonas de maior consumo no território continental português	30
3.5 Regiões de exploração por tecnologia	31
4. Contribuição para a Atividade 4 – Dados de Entrada.....	40
4.1 Planeamento de Injeção de Geração offshore na RNT	40
5. Notas finais	45
6. Bibliografia.....	46

Lista de Acrónimos

€/kW	Euro por Quilowatt
€/MWh	Euro por Megawatt-hora
€/W	Euro por Watt
B-OF	Conversor de Energia das Ondas – <i>Bottom-fixed oscillating flap</i>
CAPEX	Despesas de Capital ou Investimento em bens de capital (<i>Capital Expenditure</i>)
DECEX	Capital utilizado na fase de Desmantelamento (<i>Decommissioning Expenditure</i>)
DL	Decreto-Lei
F-2HB	Conversor de Energia das Ondas – <i>Floating two-body heaving converter</i>
FEED	<i>Front-End Engineer Design</i>
FER	Fontes de Energia Renovável
FID	Decisão Final de Investimento (<i>Final Investment Decision</i>)
FIT	Tarifa Bonificada (<i>Feed-in Tariff</i>)
F-OWC	Conversor de Energia das Ondas – <i>Floating oscillation water column</i>
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt-hora
h	Horas
IPC	Índice de Preços no Consumidor
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt-hora
LCOE	Custo Normalizado de Energia (<i>Levelized Cost of Energy</i>)
MAR	Potencial energético máximo específico da região
MVA	Megavolt Ampere
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
NEPS	Número de horas anual de funcionamento à potência nominal
O&M	Operação e Manutenção
OPEX	Capital utilizado na fase de Operação (<i>Operational Expenditure</i>)
OT	Obrigações do Tesouro
Payback	Tempo de Retorno do Investimento
POSEUR_AEMaps	Ferramenta de Cálculo Espacial Económico com o título <i>POSEUR_AEMaps</i>
PRE	Produção em Regime Especial
PV	Sistema Solar Fotovoltaico
SIG	Sistemas de Informação Geográfica
TIR	Taxa Interna de Rendibilidade
TW	Terawatt
VAL	Valor Atual Líquido
ZR	Zonas de Receção

1. INTRODUÇÃO

Este documento apresenta as metodologias desenvolvidas para a identificação das áreas de interesse para a exploração de energias renováveis offshore, bem como os resultados obtidos após aplicação das mesmas no âmbito da Atividade 3 – Identificação de zonas de exclusão e outros constrangimentos ao desenvolvimento de sistemas de aproveitamento de energias *offshore* na costa Portuguesa do projeto OffshorePlan – Planeamento das Energias Renováveis Offshore em Portugal.

Os trabalhos desenvolvidos no âmbito desta atividade incluem igualmente a recolha de informação a disponibilizar para a conclusão da Atividade 4 deste projeto – Desenvolvimento de modelos matemáticos de otimização técnico-económica de cenários de evolução do sector renovável offshore. A construção e operação de centrais de energias renováveis offshore, apresentam diversos desafios, em particular os que se referem à escala, profundidade e distância à costa, encontrando-se as soluções ótimas ainda em desenvolvimento. A fase que vai do desenvolvimento/planeamento do projeto até à fase de Decisão Final de Investimento (FID – *Final Investment Decision*) passa por diversos processos até ao momento de decisão para avançar com a construção de um central renovável offshore ou desistir por completo do projeto. A fase de planeamento de um projeto quer do ponto de vista técnico quer económico, reveste-se da maior importância, pois permite, na maioria dos casos a opção por melhores equipamentos e uma avaliação cuidada do plano de investimento. Esta fase consiste no planeamento da central renovável offshore, na avaliação de impacto ambiental e avaliação energética, como se pode ver na tabela seguinte (The Crown Estate, 2010).

Tabela 1 - Componentes da Decisão Final de Investimento (FID) (The Crown Estate, 2010).

Etapas	Função
Gestão do projeto e serviços de planeamento	Inclui viabilidade energética, licenciamento, planeamento, identificação de áreas de interesse, serviços de radar e gestão projetos.
Condições ambientais	Avaliação dos impactos ambientais de uma central renovável offshore sobre a vida selvagem que habita, utiliza ou frequenta o ambiente marítimo circundante, bem como os impactos em terra de cabos e subestações. Consiste em levantamentos bentónicos (fundo marinho/sedimentos), pelágicos (espécies de mar aberto), mamíferos marinhos e ornitológicos. Além disso, a avaliação do impacto na erosão e sedimentação costeira e o impacto nas indústrias da pesca comercial podem ser avaliados através de avaliações de risco de colisão e estudos de pesca comercial.
Condições Meteorológicas	Destinado a avaliar as condições meteorológicas e oceanográficas no local proposto para a central renovável offshore.
Condições do fundo marinho	Análises das condições geofísicas e geotécnicas do leito marinho e das características do local de instalação da central proposta.
Engenharia de Conceção (FEED – Front-End Engineer Design)	Desenvolver o planeamento da central renovável offshore antes de contratar e avaliar áreas de incertezas técnicas.
Estudos de impacto humano	Avaliação dos impactos na comunidade que vive perto ou em redor da área costeira próxima à central renovável proposta. Inclui a avaliação da poluição sonora e visual da central proposta, bem como os impactos socioeconómicos e logísticos na infraestrutura da área costeira próxima.

A gestão de projetos e contingências desde o FID até ao momento de início de produção (WCD – *Works Completion Date*) inclui estudos posteriores após o FID, incluindo FEED, monitorização ambiental durante a construção, gestão de projetos e outros serviços administrativos e serviços especializados tais como contabilidade e assessoria jurídica e tratamento de ofertas e consultas. Isto inclui, entre outros, a gestão de estudos de engenharia (onde se inclui a utilização de Sistemas de Informação Geográfica – SIG), atividades de administração de contratos de construção, aplicações do planeamento e Impacto ambiental. A gestão de projetos é uma parte essencial desta fase, considerando a quantidade de planeamento necessário para a construção e operação bem-sucedida de uma central renovável offshore e a quantidade de contratados externos e parcerias necessárias para o projeto. (BVG associates, 2012).

1.1 A utilização dos SIG no planeamento da instalação de sistemas de energias renováveis

A identificação de áreas de interesse requer um elevado conjunto de informação para que seja possível selecionar de forma precisa os locais ou áreas adequadas à instalação dos sistemas de produção de energia renovável offshore. Para tal é necessário recolher essa informação e processá-la para que esta possa ser introduzida num modelo adequado aos objetivos. Os sistemas de informação geográfica são atualmente amplamente utilizados neste tipo de estudos, em especial devido à sua capacidade de processar, manusear e modelar os volumes elevados de informação que caracterizam este tipo de estudos.

No caso português, vários estudos foram já realizados na área do planeamento da instalação de sistemas de energias renováveis tendo como base técnicas de informação geográfica implementadas em SIGs. Entre estes estudos, realça-se o trabalho realizado no âmbito do projeto RoadMap WW – Metodologias para Conceção, Monitorização e Atualização de Estratégias de Desenvolvimento: Aplicação ao Caso das Energias Marinhas em Portugal, projeto que teve como objetivo final o desenvolvimento de um *roadmap* preliminar para o desenvolvimento das energias renováveis marinhas em Portugal (Castro-Santos, Prado-Garcia, Costa, & Estanqueiro, 2013; Castro-Santos, Prado-Garcia, Simões, & Estanqueiro, 2018; Prado-Garcia & Castro-Santos, 2013; C. A. S. Silva et al., 2011; N. Silva et al., 2011). Com base neste estudo, foi possível concluir que existem diversas áreas marinhas em Portugal adequadas à instalação de sistemas de energias renováveis. Este projeto foi um marco importante para o desenvolvimento de um mercado de tecnologias *offshore* e um cluster económico viável em Portugal. O estudo económico realizado na preparação do *roadmap* para as energias renováveis marinhas demonstrou resultados viáveis para os investidores em algumas áreas, no ano em que o estudo foi desenvolvido. Os resultados obtidos no âmbito deste projeto permitirão, ainda hoje, melhorar o desenvolvimento regional de outras indústrias paralelas como a construção naval, clusters de investigação, indústrias de manutenção e fornecedores de dispositivos para o aproveitamento eólicos e ondas.

Da mesma forma, o planeamento da nova central eólica *offshore* flutuante Windfloat Atlantic, a ser instalada em breve na costa portuguesa, recorreu igualmente a técnicas de informação geográfica na sua fase de desenvolvimento e seleção do melhor local para a sua instalação, tendo em conta diversas restrições físicas e ambientais (WindPlus, 2017; WindPlus, Wavec, & Júlio de Jesus Consultores, 2018). Esta central será instalada a 20km da costa de Viana do Castelo em águas com profundidades entre 85 a 100m, e terá potência instalada de 25MW (três turbinas MHI Vestas V164 de 8.4MW de potência nominal, a instalar numa fundação flutuante do tipo Windfloat). A eletricidade produzida será transmitida por um cabo submarino de 150 kV a operar a 60kV, desde a fundação que fica mais próximo da costa até ao ponto de interligação com a rede elétrica existente em terra. Na Zona Industrial do Porto de Viana do Castelo será instalado um posto de corte, do qual seguirá um cabo elétrico subterrâneo que permitirá a ligação à Subestação de Monserrate, pertencente à Rede Nacional de Distribuição, localizada na União das Freguesias de Viana do Castelo (Santa Maria Maior e Monserrate) e Meadela, concelho de Viana do Castelo (WindPlus et al., 2018).

Tendo como base a experiência do LNEG na área do planeamento da instalação de centrais de energia renovável, neste trabalho serão desenvolvidas e aplicadas metodologias de base geográfica recorrendo a plataformas SIG (sistemas de Informação Geográfica).

2. Metodologia

2.1 Identificação e adequação das restrições à instalação de sistemas de energias renováveis offshore

Apesar de as centrais renováveis serem, pela sua natureza, centrais de produção de energias “limpas”, os dispositivos não podem ser instalados sem um estudo inicial de caracterização energética com vista à estimativa da energia que estas irão produzir no período de tempo em que estiverem em operação. Além disso, a costa Portuguesa é utilizada para vários usos, pelo que existe a necessidade de não interferir com estes quando se inicia um projeto desta natureza.

Assim, desenvolveu-se uma metodologia de planeamento para o caso offshore, de forma a identificar os melhores locais na costa Portuguesa para a instalação de sistemas de energias renováveis marinhas.

Desta forma, torna-se necessário reunir um conjunto elevado de informação georreferenciada. Neste trabalho, e dado que existe atualmente uma vasta comunidade de utilizadores, o que permite encontrar uma grande variedade de informação georreferenciada nos formatos adequados à sua aplicação este caso, o software selecionado, foi o sistema de informação geográfica desenvolvido pela empresa ESRI, o ArcGIS (ESRI, 2010). Com recurso a esta plataforma, desenvolveu-se uma ferramenta de planeamento, a qual permitiu efetuar de forma encadeada e sistematizada, os procedimentos necessários à identificação de áreas de interesse para a exploração de energias marinhas renováveis na costa portuguesa.

2.1.1 Desenvolvimento da ferramenta de planeamento (ModelBuilder – ArcGIS)

Para obter as áreas adequadas ao desenvolvimento de sistemas de conversão eólicos e de energia das ondas, recorreu-se ao módulo de programação disponível no software ArcGIS – *Model Builder* [ref]. Este módulo permite programar de forma encadeada os procedimentos necessários até à obtenção dos resultados pretendidos. É possível definir todo o processo criando pontos de verificação ao longo do mesmo evitando a repetição de todos os processos nos casos em que se torna necessário alterar condições de simulação ou dados de entrada. Esta é uma das grandes vantagens desta ferramenta, em oposição a outros programas de informação geográfica. É ainda possível acionar as diversas ferramentas através do desenvolvimento de uma interface onde o utilizador tem a capacidade de alterar os seus ficheiros de entrada e as condições de processamento.

A identificação das áreas de possível exploração das energias renováveis offshore passa obrigatoriamente pela definição das restrições à instalação de sistemas desta natureza.

A ferramenta de planeamento GIS desenvolvida através do *Model Builder – ArcGIS* implementa as restrições nos mapas de recurso energético, conforme a tecnologia selecionada. Através de várias operações espaciais, a ferramenta GIS permite estabelecer um atlas que considera as restrições físicas selecionadas (uma ou várias). A ferramenta dará uma primeira aproximação das áreas em que as centrais offshore podem ser instaladas na Zona Económica Exclusiva (ZEE) do mar português.

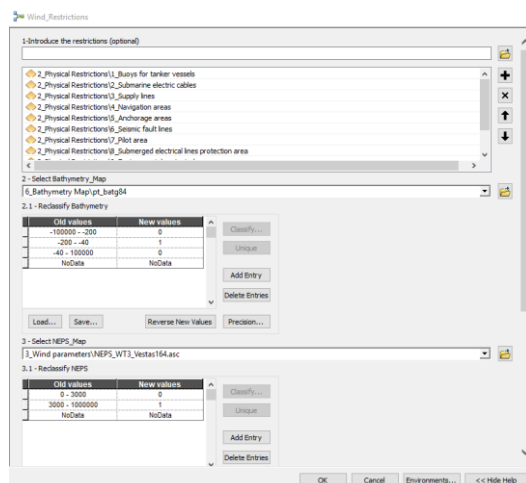


Figura 1 - Janela inicial Interativa da Ferramenta GIS - Restrições.

Numa segunda fase são implementadas as restrições técnicas as quais se referem, especialmente, às condições de instalação das tecnologias selecionadas para este trabalho. Outras condicionantes podem ser consideradas, em particular, económicas e logísticas, desde que disponíveis em formato adequado.

A figura 2 demonstra de forma simplificada a metodologia de procedimentos executadas pela ferramenta GIS para implementar as restrições no mapa de recurso energético.

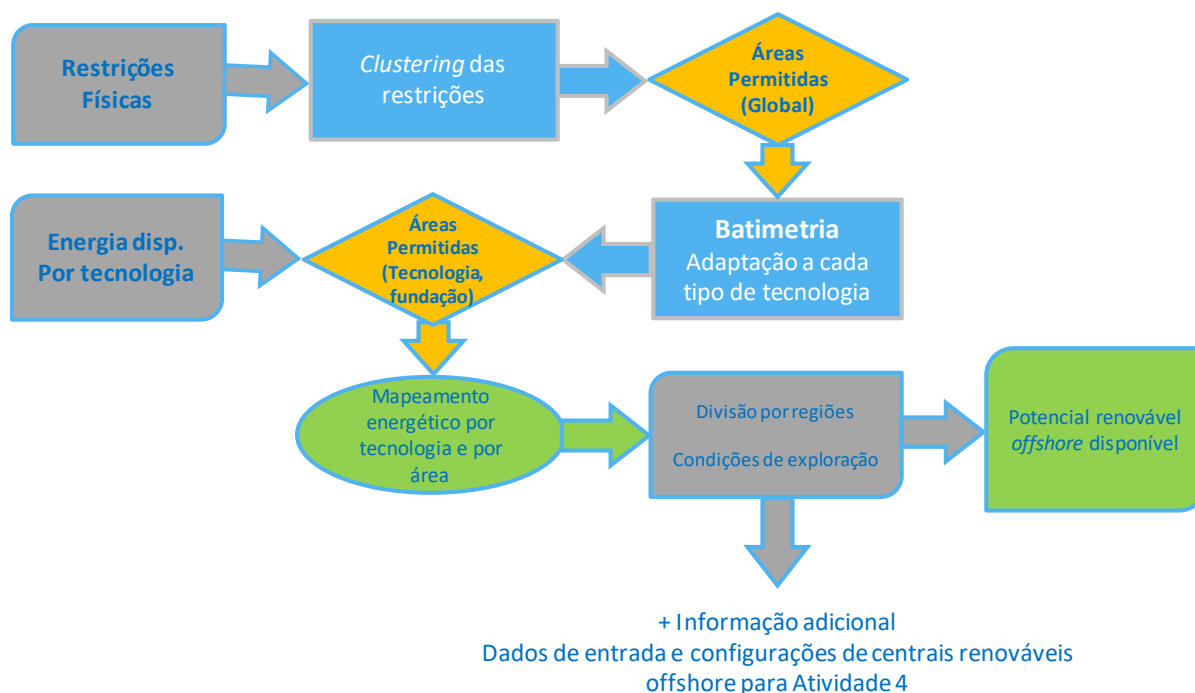


Figura 2 - Fluxograma Ferramenta GIS – Restrições.

Através da ferramenta GIS de aplicação das restrições, foi possível obter as áreas permitidas para cada uma das tecnologias renováveis.

Nesta atividade foram processados e atualizados os mapeamentos das restrições físicas existentes e que condicionam diretamente a instalação de sistemas de energias renováveis offshore, e produzidos os mapeamentos adicionais necessários. A

Tipo de condicionantes	Descritor
Físicos	Ambiente
	Batimetria
	Geologia e tipo de fundo
	Área disponível para instalação de sistemas
	Áreas de atividades diversas (corredores de navegação, pesacas, áreas reservadas para outros usos,...)
	Recurso energético
	...
Técnicos	Tecnologia
	Capacidade disponível na rede elétrica
	...
Económicos	LCOE, ROI, TIR, VAL,...
Logísticos	Disponibilidade de portos e estaleiros adequados para construção/reparação e instalação de equipamentos; circulação de navios especializados

mostra as principais condicionantes existentes neste tipo de estudo, as quais foram, na sua maioria, consideradas neste trabalho.

Tabela 2 – Tipos de condicionantes

Tipo de condicionantes	Descritor
Físicos	Ambiente
	Batimetria
	Geologia e tipo de fundo
	Área disponível para instalação de sistemas
	Áreas de atividades diversas (corredores de navegação, pesacas, áreas reservadas para outros usos,...)
	Recurso energético
	...
Técnicos	Tecnologia
	Capacidade disponível na rede elétrica
	...
Económicos	LCOE, ROI, TIR, VAL,...
Logísticos	Disponibilidade de portos e estaleiros adequados para construção/reparação e instalação de equipamentos; circulação de navios especializados

2.1.2 Condicionantes Físicas

As condicionantes físicas constituem dados da máxima relevância para o desenvolvimento de estudos de planeamento de qualquer natureza. São estes dados que definem, numa primeira análise, as áreas (ou locais) a excluir quando se pretendem instalar sistemas de energias renováveis.

Em Portugal, é possível recorrer a vários organismos para a recolha dessa informação, a qual se encontra disponível, em quase todos os casos, nos formatos adequados à sua utilização num sistema de informação geográfica (SIG). Ainda assim, é muitas vezes necessário adaptar alguma da informação disponível ao caso que se pretende estudar, e coordenar o

elevado volume de informação de forma estruturada com vista à obtenção de resultados com a máxima fiabilidade – transformações de coordenadas, operações de álgebra de mapas e outras técnicas de informação geográfica comuns – bem como a produção de mapas auxiliares a usar nos modelos/ferramentas de processamento a desenvolver.

No caso presente, recorreu-se a um conjunto alargado de informação georreferenciada já existente na base de dados do LNEG, e procedeu-se à sua análise e comparação com informação mais recente. Neste sentido, foram consultadas diversas entidades e procedeu-se à atualização da informação obsoleta e processamento de novos dados. Para tal recorreu-se ao geoportal SNIG – Sistema Nacional de Informação Geográfica (DGT, 2017) e ao “geoportal” SNIMAR – Sistema Nacional de Informação do Mar (emepc, 2018). Os dados disponíveis nestes “geoportais” permitiram assim, atualizar a base de dados geográfica pré-existente no LNEG.

As figuras que se seguem apresentam os mapeamentos recolhidos nos organismos identificados acima e os mapeamentos atualizados com base nesses mapeamentos.

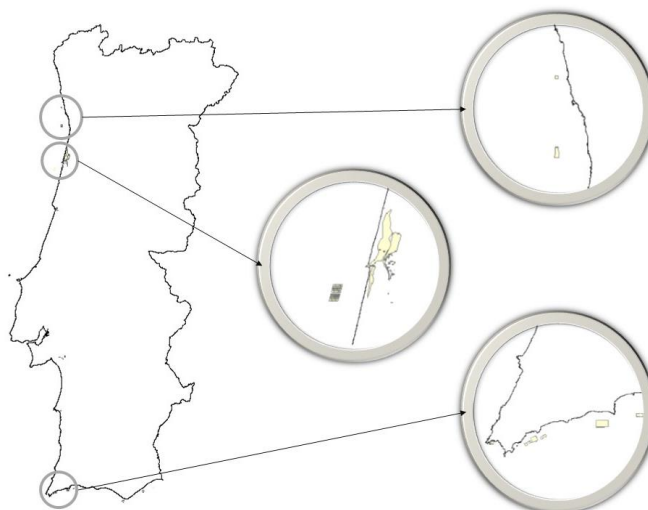
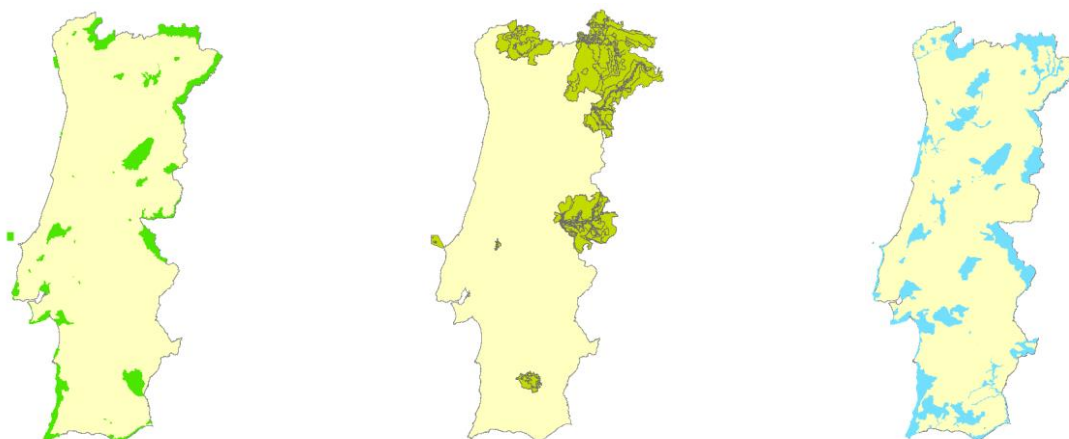


Figura 3 – Limites dos estabelecimentos de culturas marinhas (Aquicultura) (DGRM, 2015).

Áreas Classificadas (ICNF, 2017):

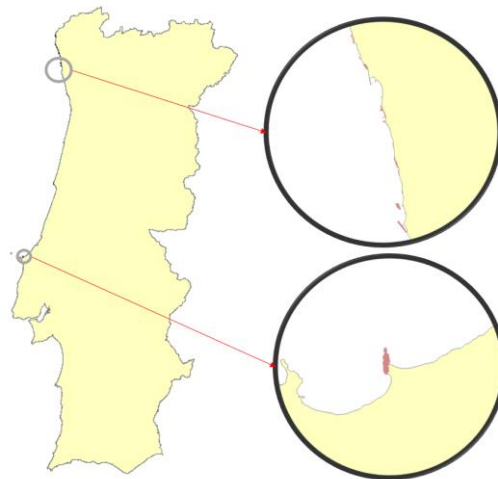
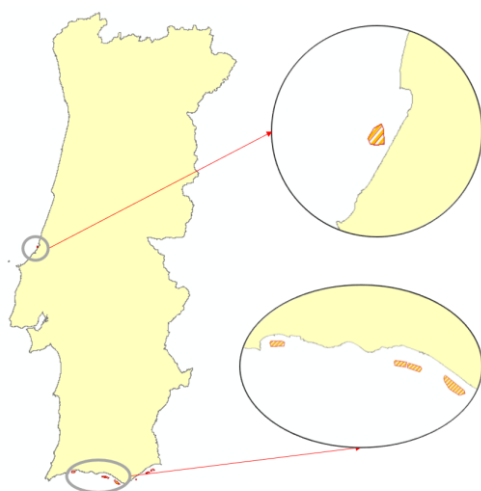


a) Limites de Áreas Protegidas – AP.

b) Limites das reservas da biosfera.

c) Limites dos Sítios de Importância Comunitária – SIC.

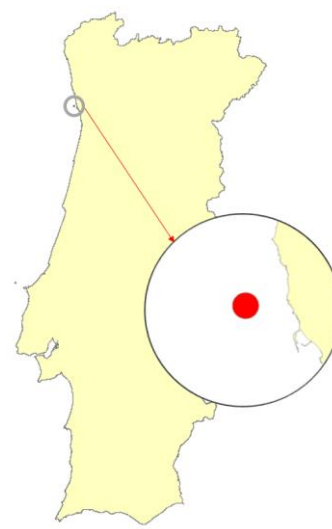
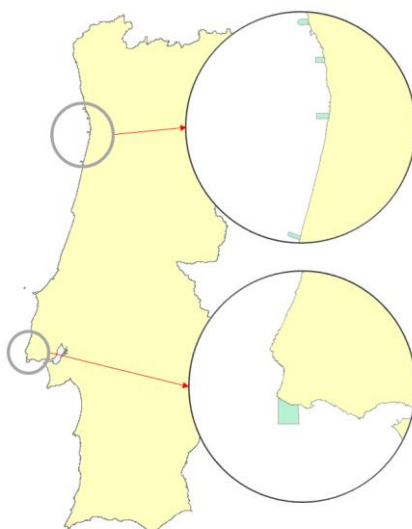
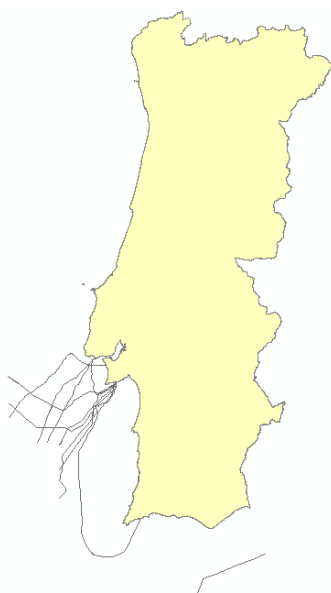
Figura 4 - Áreas Classificadas (ICNF, 2017).



a) Complexos Recifais ao largo da costa Portuguesa (IPMA, 2016).

b) Recifes – Habitat 1170 (ICNB e ICNF, 2004)

Figura 5 - Recifes ao largo da Costa Portuguesa.



a) "Cabos Submarinos".

b) "Condutas de Abastecimento".

c) "Boias para Navios Cisternas".

Figura 6 - Lista dos principais dados de restrições e constrangimentos georreferenciados provenientes de projetos anteriores e previamente existentes no LNEG.

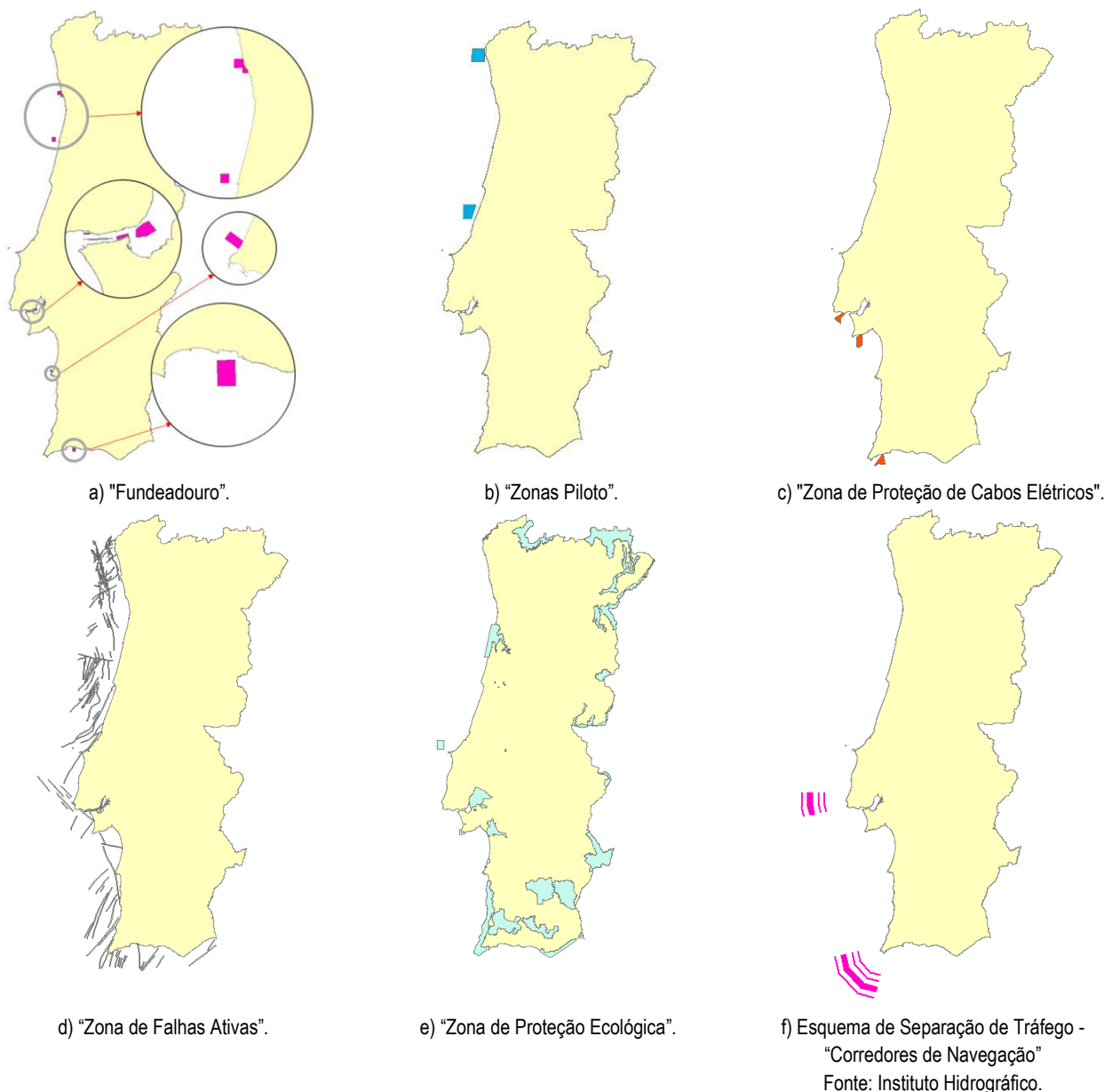


Figura 7 - Lista dos principais dados de restrições e constrangimentos georeferenciados provenientes de projetos anteriores e previamente existentes no LNEG (cont.).

Carta dos Sedimentos Superficiais da Plataforma Continental Portuguesa - Atualização de Zonas Rochosas no fundo marinho (Instituto Hidrográfico, 2010):

No caso particular do fundo marinho, é da maior importância conhecer o tipo de fundo nas zonas onde se pretende instalar os sistemas renováveis. As Zonas Rochosas no fundo marinho impedem a instalação de dispositivos offshore fixos ao fundo oceânico, visto estes terem as suas fundações fixadas a alguma profundidade dentro do fundo marinho. (OffshoreWind.net, 2017). As zonas rochosas também são irregulares, desniveladas e duras, o que dificulta os trabalhos de nivelamento e fixação das fundações.

Neste caso, o LNEG possui de projetos anteriores o mapeamento georeferenciado das zonas rochosas, no entanto esta informação encontrava-se desatualizada, pelo que houve a necessidade de a atualizar. Para tal, foram digitalizadas as

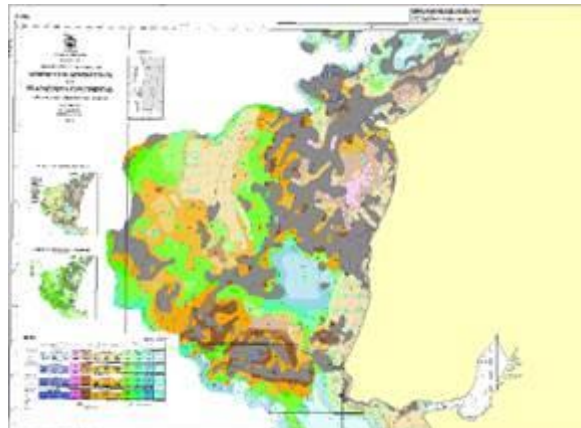
zonas rochosas identificadas na Carta de Sedimentos Superficiais da Plataforma Portuguesa (Instituto Hidrográfico, 2010), disponível no geoportal SNIMAR em formato WMS server (figura 8).

A Carta de Sedimentos Superficiais da Plataforma Portuguesa pertencente à “Série Sedimentológica”, é constituída por oito folhas, à escala de 1:150 000, e respetivas notas explicativas. (Instituto Hidrográfico, 2010)

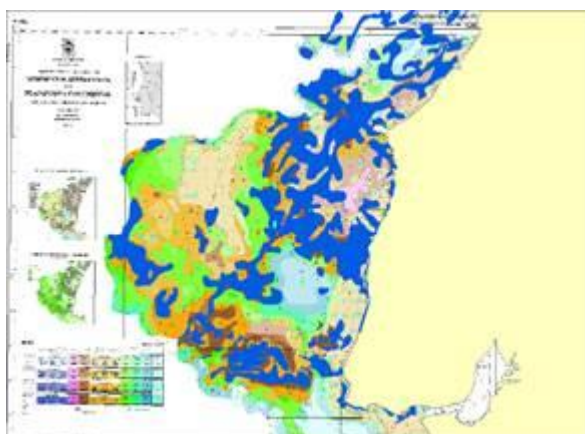
Atualização do mapeamento de Zonas Rochosas no fundo marinho



a) – Antiga Layer Rochas



b) Carta dos Sedimentos Superficiais SED4



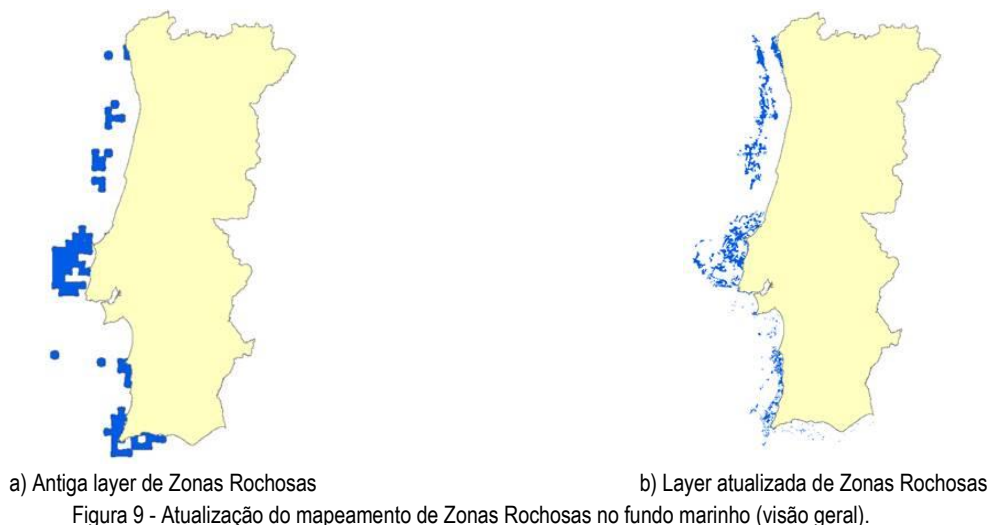
c) Carta dos Sedimentos Superficiais SED4 com digitalização da Layer Rochas



d) Digitalização da Layer rochas

Figura 8 - Atualização do mapeamento de Zonas Rochosas no fundo marinho.

Atualização do mapeamento de Zonas Rochosas no fundo marinho (Visão Geral)



A seleção e instalação de cada tipo de tecnologia, depende fortemente da profundidade. Assim, a introdução da batimetria no modelo de seleção é da máxima importância e encontra-se representada na figura 23. (Musial et al., 2006). As profundidades consideradas adequadas para a instalação das tecnologias são apresentadas com maior detalhe na secção 2.1.3 deste documento.

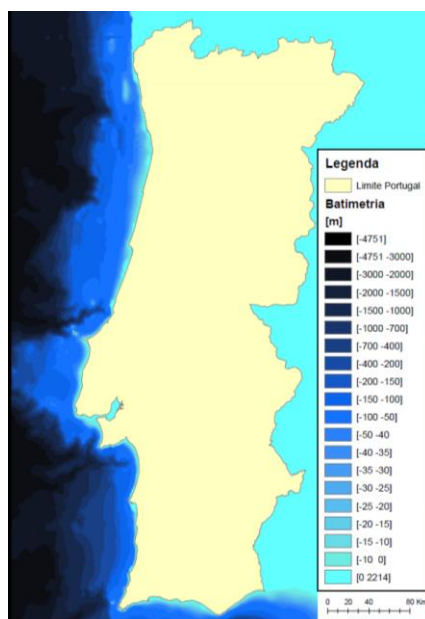


Figura 10 - Batimetria Portugal Continental.

A Zona Económica Exclusiva (ZEE) limita a área de exploração de energias renováveis offshore que Portugal poderá explorar. No entanto Portugal, incluindo as ilhas dos Açores e Madeira, tem das maiores ZEE o que lhe atribui um grande potencial para a exploração de energias marinhas. Esta estende-se a uma distância de 200 milhas náuticas (370 km) da costa portuguesa. No entanto, as águas territoriais estendem-se a uma distância de 12 milhas náuticas (22,2 km) da sua linha costeira, como mostra a figura seguinte.

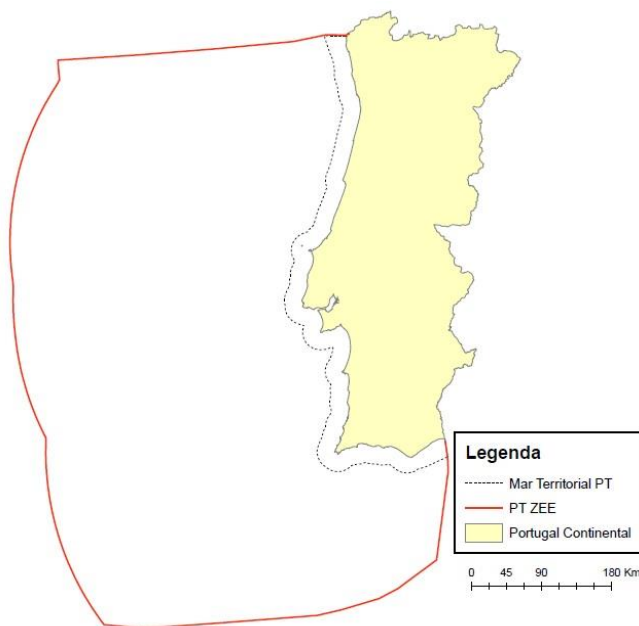
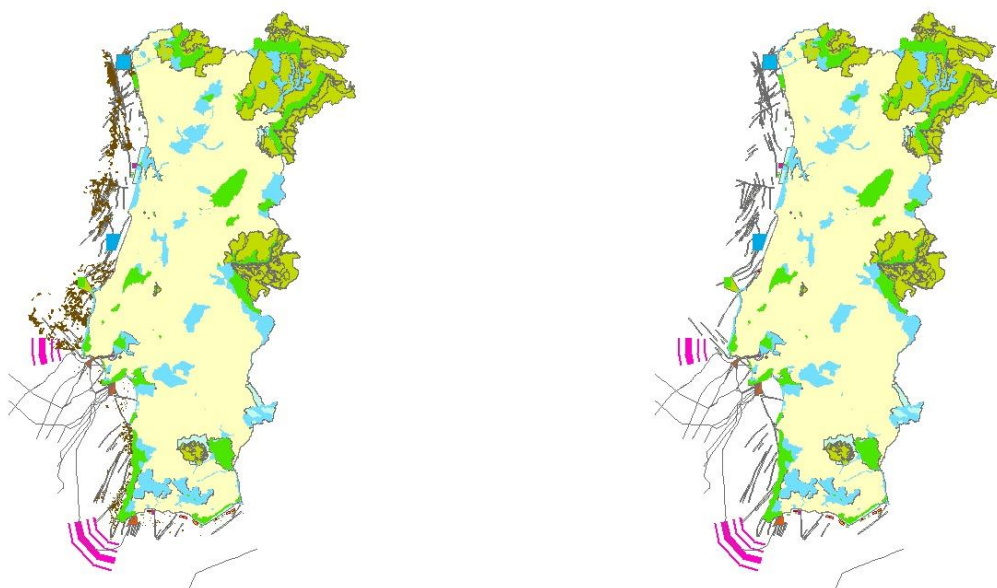


Figura 11 - ZEE e Mar territorial – Portugal Continental.

A figura 12 apresenta o conjunto de todas as restrições identificadas divididas por aplicação a centrais renováveis fixas ao fundo do mar e centrais renováveis flutuantes.



Restrições Central Offshore Fixa

Restrições Central Offshore Flutuante

Figura 12 - Aglomeração das restrições por fundações fixas e flutuantes.

A conjugação desta informação com a obtida da avaliação do recurso energético, permite identificar regiões de exclusão à instalação de dispositivos de conversão de energia das ondas e eólica, através do desenvolvimento de ferramentas de planeamento num sistema de informação geográfica (GIS). Estas ferramentas permitem a elaboração de cenários de desenvolvimento das tecnologias marinhas, mediante a otimização dos aspetos económicos, uma vez introduzidos os constrangimentos impostos pelos aspetos técnicos.

2.1.3 Condicionantes Técnicas – Seleção das tecnologias

a) Energia Eólica Offshore

Turbinas eólicas

Através das ferramentas GIS serão efetuadas análises económicas espaciais nas quais resultam atlas de indicadores económicos, tal como o atlas de LCOE (Custo Normalizado da Energia). A análise económica espacial utiliza os valores do recurso renovável disponível no mar português através dos Atlas de Recurso (eólico ou ondas). No entanto, neste documento não é apresentada a metodologia de desenvolvimento dos mapeamentos económicos, uma vez que estes não serão utilizados nesta fase dos trabalhos, mas sim na componente de cenarização do desenvolvimento das energias marinhas (atividade 4).

Para definir as áreas de interesse para a exploração de energias renováveis marinhas, são usados os mapeamentos dos recursos energéticos do vento e das ondas obtidos na atividade 2 deste projeto – atlas do potencial energético offshore.

O atlas de potencial eólico de referência, baseou-se num conjunto de simulações numéricas efetuadas ao campo de vento em Portugal Continental, recorrendo a um modelo de mesoscala para se obter uma representação estatística representativa da climatologia das grandezas meteorológicas e parâmetros relacionados com o potencial eólico. Os resultados deste estudo originaram um mapeamento das grandezas representativas do potencial eólico, os quais foram posteriormente verificados e comparados com dados de vento medidos em quatro estações anemométricas do LNEG. O atlas de recurso eólico offshore baseado em (Paulo Costa, Simões, & Estanqueiro, 2006) foi atualizado para o projeto POSEUR e será esta atualização utilizada nas ferramentas GIS.

A fim de demonstrar a fiabilidade económica das diferentes turbinas eólicas, foram selecionadas três turbinas preparadas para a exigência dos ambientes marítimos. Com base no novo Atlas de Recurso Eólico Offshore obteve-se a distribuição espacial para o número de horas anuais de funcionamento à potencia nominal (NEPS) para estas turbinas (figura 13).

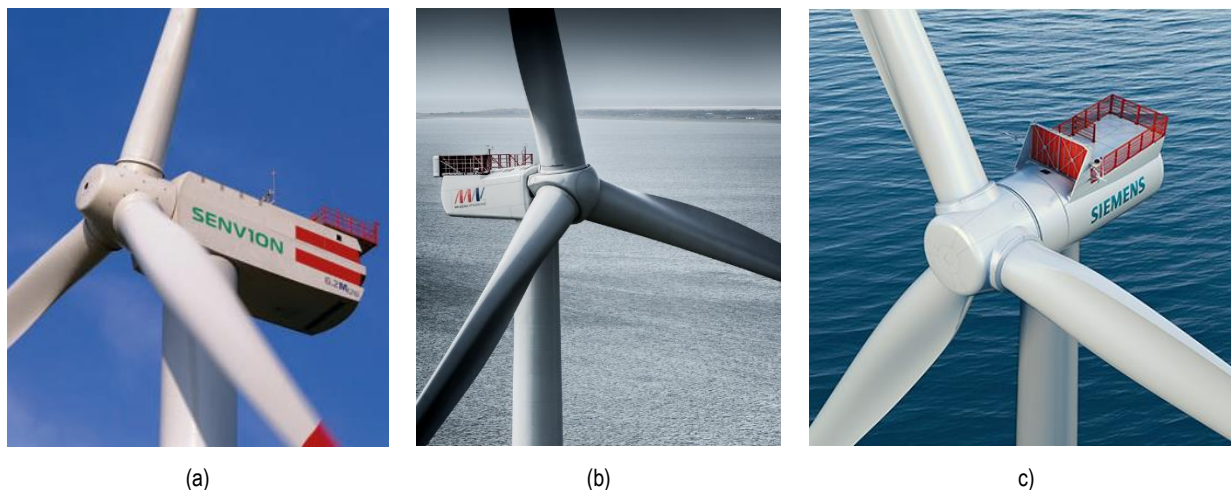


Figura 13 - Turbinas offshore selecionadas: (a) Senvion 6.2M126, (b) MHI Vestas V164 e (c) Siemens Gamesa SWT-6.0-154 (Senvion, 2018), (MHI Vestas Offshore Wind, 2018) e (Siemens Gamesa, 2017).

O primeiro modelo de turbina eólica offshore selecionada foi o da Senvion, 6.2M126, com potência nominal de 6.15 megawatts e diâmetro do rotor de 126 metros. Foi construída para as exigências offshore, com componentes especialmente desenhados para este propósito, podendo também ser instalada em centrais *onshore*. Esta turbina pode facilmente ligar-se a qualquer rede elétrica como uma central de produção completa (Senvion, 2018).

O segundo modelo selecionado foi o da MHI Vestas V164, com potência nominal de 8 megawatts e diâmetro do rotor de 164 metros. Esta turbina é totalmente adequada a ambientes offshore e especialmente desenvolvida para suportar as condições extremas do mar do norte. Foi desenhada para proporcionar a mais alta produção de energia, com a máxima qualidade, num ambiente offshore agressivo (Vestas, 2011).

A terceira turbina selecionada é a SWT-6.0-154 da Siemens Gamesa um diâmetro de rotor de 154m. O comprimento de cada pá é aproximadamente o mesmo que a envergadura de um Airbus A380. Com mais de 18000 metros quadrados de área varrida, a turbina gera 6 MW para velocidades do vento de 12 m/s. As pás podem ajustar o passo para regular a velocidade de rotação da turbina. (engineering.com, 2015; Siemens, 2015)

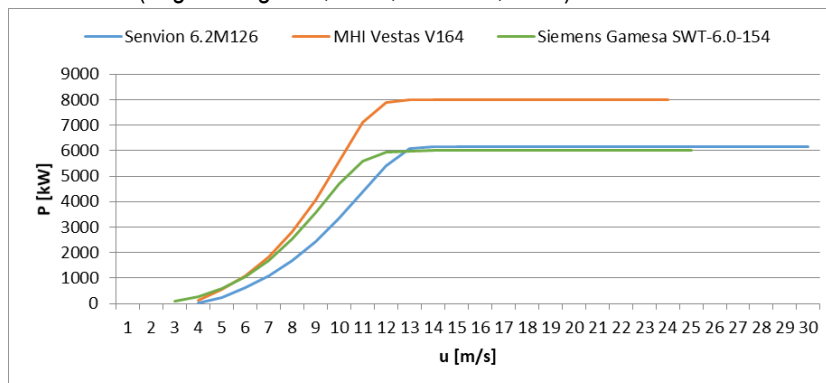


Figura 14 - Curvas de potência das Turbinas eólicas offshore selecionadas (Senvion, 2018; Siemens Gamesa, 2017; Vestas, 2011).

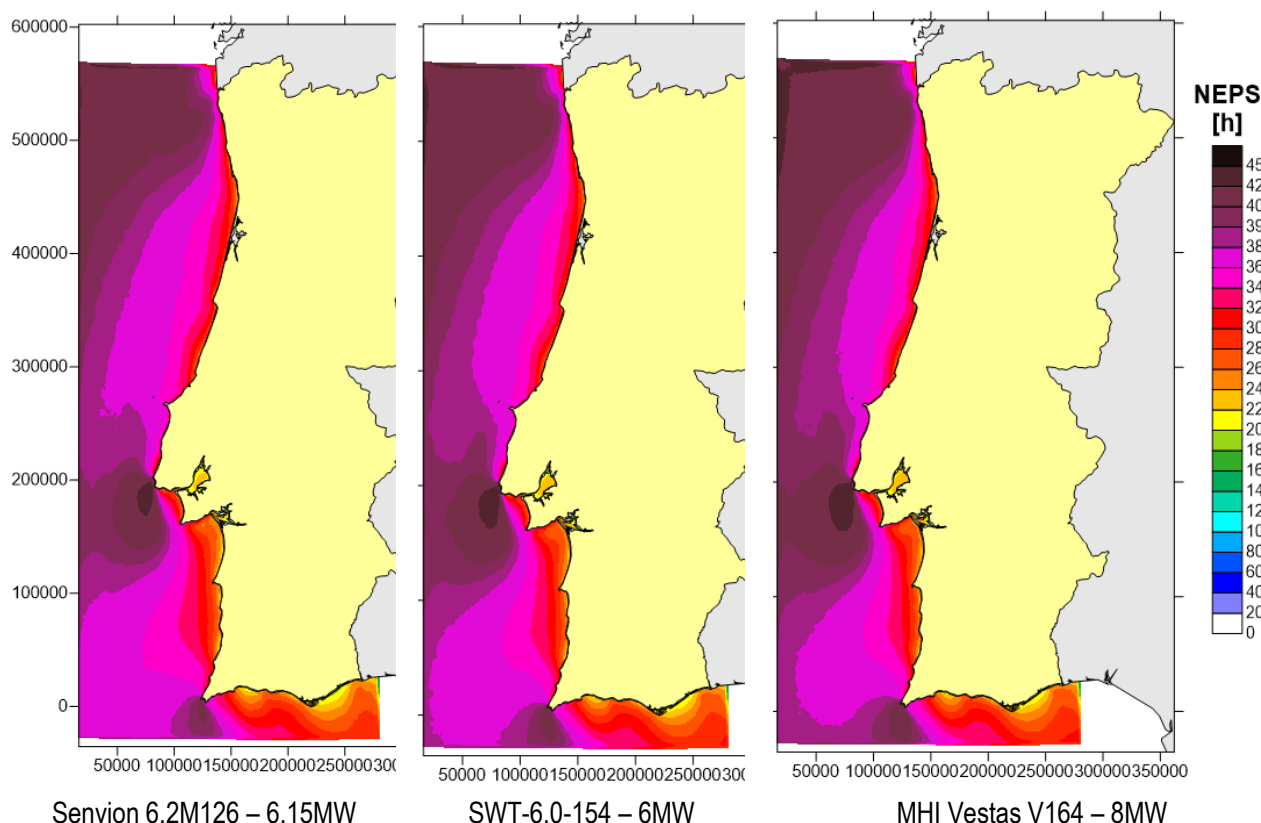


Figura 15 - Atlas de Número de Horas Equivalentes à Potência Nominal (NEPS).

b) Fundações Eólicas Offshore Selecionadas

Foram selecionadas duas fundações eólicas fixas no fundo do mar. A tecnologia *Monopile* e a *Jacket*.

A fundação *monopile* tem um design simples em comparação com a *Jacket*. A quantidade de aço utilizado na sua construção aumenta de forma acentuadamente para profundidades de águas superiores a 30 m, afetando os custos e os procedimentos de instalação. Assim considera-se que a profundidade máxima para instalar este tipo de fundação será de 30 metros.



Figura 16 – Fundação fixa Monopile – Central eólica offshore Gemini, costa da Holanda (Ivan Shumkov, 2015)

Com o auxílio da tecnologia da indústria offshore de petróleo e gás, a fundação *jacket* é considerada uma boa escolha para a profundidade de água intermédia entre 25 e 50 m. As típicas fundações *jacket* são complexas e de mão-de-obra intensiva devido à construção em treliça. Em relação às fundações *monopile*, as *jacket* consistem em seções muito menores que devem ser preparadas cortando os braços na forma predefinida exata, necessário para o ajuste perfeito num ângulo predefinido. As juntas são então içadas em alinhamento e soldadas em conjunto com as pernas principais da fundação *jacket*, a montagem da estrutura envolve a soldagem de muitas conexões (Myhr et al., 2014).

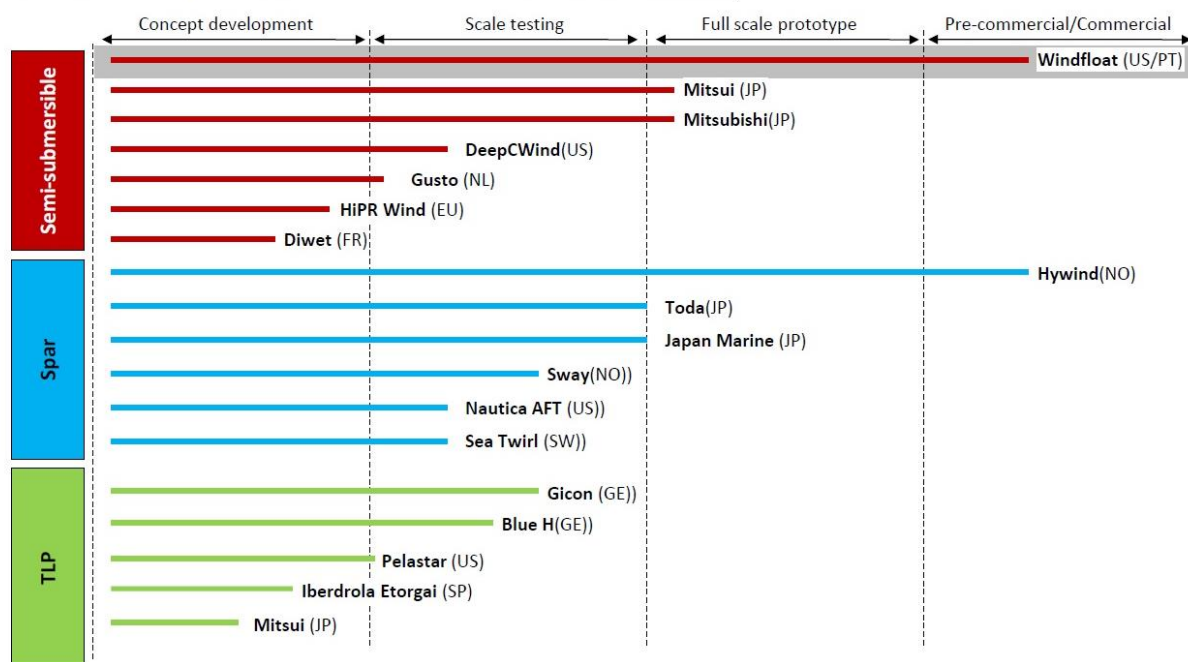


Figura 17 - Fundação fixa Jacket na Central Eólica Offshore "alpha-ventus" - © DOTI 2011 / alpha ventus, fotografia por Matthias Ibeler (Pohl, 2013).

Existem variadas tecnologias de fundações flutuantes, a maioria delas encontrando-se em fase de protótipo à escala. As tecnologias Windfloat e Hywind tiveram grande sucesso na sua fase de protótipo à escala real, passando recentemente para a fase pré-comercial com Centrais Offshore Flutuantes (EDP-Renováveis, 2016). Para este estudo, selecionaram-se

as tecnologias utilizadas pra fundações flutuantes, as quais corresponde a WindFloat e Hywind devido ao seu estado atual de maturidade.

State of development of selected floating turbine concepts



12

Figura 18 - Comparação entre tecnologias flutuantes (EDP-Renováveis, 2016).

A tecnologia Windfloat demonstrou na sua fase protótipo, um alto desempenho de estabilidade. A estabilidade estática é conseguida através do lastro, com um deslocamento de meio casco do flutuador. A estabilidade dinâmica é conseguida através das placas elevadas e sistema ativo de balastro, que equilibra a plataforma acompanhando de forma natural o movimento da ondulação. O amortecimento viscoso reduz os movimentos da plataforma. A fundação tem o sistema "Closed-loop Active Ballast" que permite uma grande eficiência no equilíbrio da plataforma. O Windfloat está preparado para profundidades a partir dos 50 metros, com sua montagem em Portos com determinadas características e, após a montagem, o flutuador com a turbina instalada pode ser rebocado até ao local de instalação no mar. São utilizados conceitos de equipamentos de amarrações e ancoragem padrões da indústria offshore petrolífera (Maciel, 2010) (EDP-Renováveis, 2016).



Figura 19 – Fundação flutuante WindFloat – Reboque da plataforma Windfloat na costa Portuguesa (WindPlus, 2017).

A Hywind é uma fundação flutuante que consiste num cilindro de aço vertical com lastro, ancorado ao fundo marinho. A plataforma tem o controle de estabilidade ativo através do balastro dinâmico. Devido ao seu calado de grande dimensão com cerca de 100 metros, a fundação é posicionada na sua posição final vertical (*up-ending*) *nearshore*, em águas próximas a um porto de águas profundas, onde é equilibrada por balastro. A instalação da turbina no flutuador é também executada no mesmo local, havendo a necessidade de transportar a turbina completa até ao flutuador através de grandes navios-grua. Após a montagem total, a Hywind com a turbina eólica poderá ser rebocada até ao local final de instalação. A Hywind está apta para ser instalada em águas com profundidade superior a 100m (Lien, 2016).



Figura 20 – Fundação Flutuante Hywind - Central Eólica Offshore Flutuante Hywind Scotland - Fotografia por Øyvind Gravås/Woldcam - Statoil ASA (Rummelhoff, 2017).

Tabela 3 - Principais características das fundações eólicas selecionadas.

	Fundações Fixas		Fundações Flutuantes	
Nome:	<i>Monopile</i>	<i>Jacket</i>	<i>Windfloat</i>	<i>Hywind</i>
Tipo de Fundação:	-	-	<i>Semi-Submersible</i>	<i>Spar-Buoy</i>
Amarração:	-	-	Sistema Catenário (3 cabos)	Sistema Catenário (3 cabos)
Profundidade (m):	10 - 30	25 - 50	> 50	> 100
Fase de desenvolvimento:	Comercial	Comercial	Pré-Comercial (2019)	Pré-Comercial (2017)

c) Energia das Ondas

Existem muitos tipos de tecnologias de energia das ondas, com princípios e dimensões de trabalho distintos (Babarit et al., 2012). No entanto, neste projeto serão considerados apenas três conversores de energia das ondas, aqueles com maior taxa de largura de captura (%) e melhor eficiência na conversão de energia das ondas em eletricidade.

O *Floating two-body heaving converter* é um dispositivo flutuante axi-simétrico, auto reativo, que opera no modo de carga intensa. É composto por um toróide de baixo-calado que desliza ao longo de um flutuador de calado elevado. Além disso, o movimento relativo entre os dois corpos é impulsionado por um sistema hidráulico PTO – *Power take-off* (Babarit et al., 2012).

O dispositivo *Bottom-fixed oscillating flap* consiste numa simples pala que oscila em torno de um eixo fixo próximo ao fundo do mar. Esta é a razão pela qual é adequada para águas rasas e intermediárias. Além disso, uma bomba colocada no eixo hidráulico bombeia o óleo hidráulico pressurizado para uma estação costeira (Babarit et al., 2012).

Finalmente, o conversor *Floating oscillation water column* é um tipo de dispositivo OWC - *Oscillating Water Column*. É composto por uma câmara de ar, com seis graus de liberdade de movimento. A entrada da coluna de água está localizada no lado a jusante do dispositivo. De acordo com o material, o casco é construído de paredes de aço finas que envolvem a coluna de água. A transformação de energia é fornecida através de uma turbina de ar conectada a um gerador elétrico. O movimento da coluna de água em relação ao corpo de OWC cria pressão oscilante na câmara e fluxo de ar através da turbina (Babarit et al., 2012).

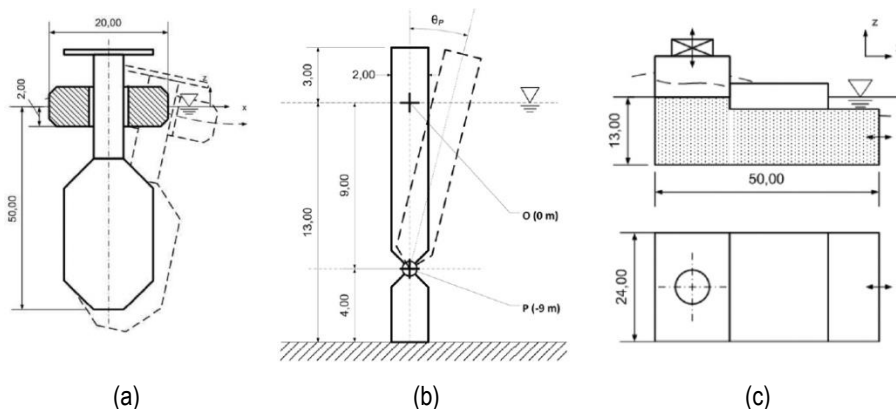


Figura 21 - Dispositivos de energia das ondas: (a) Floating two-body heaving converter, (b) Bottom-fixed oscillating flap, (c) Floating oscillation water column (Babarit et al., 2012).

A tabela seguinte resume as principais características (Razão de Largura de Captura, Dimensão Característica e profundidade de funcionamento) dos três conversores considerados neste estudo:

Tabela 4 - Tipos de dispositivos de energia das ondas considerados.

Tipos	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
Descrição	Floating two-body heaving converter	Bottom-fixed oscillating flap	Floating oscillation water column
Nome abreviado	F-2HB	B-OF	F-OWC
Razão de Largura de Captura (%)	27	58	41
Dimensão Característica (m)	20	26	24
Profundidade de Funcionamento (m)	65 – 200	13 – 25	25 - 200
Tipo de fixação	Flutuante - Amarrações	Fundação Fixa no fundo marinho	Flutuante - Amarrações

A produção de eletricidade para cada dispositivo de ondas será calculada com base nos parâmetros específicos dos dispositivos e no recurso anual de ondas (kW/m) disponível na costa portuguesa. O atlas de referência para o potencial de ondas é o atlas de recursos anual português para energia das ondas, com base no recurso interpolado em torno de Portugal, considerando a base de dados ONDATLAS (Candelária & Pontes, 2008). Tendo como base os dados atualizados das boias ao longo da costa portuguesa, efetuou-se uma interpolação por *splines* cúbicos e elaborou-se um atlas de energia das ondas atualizado.

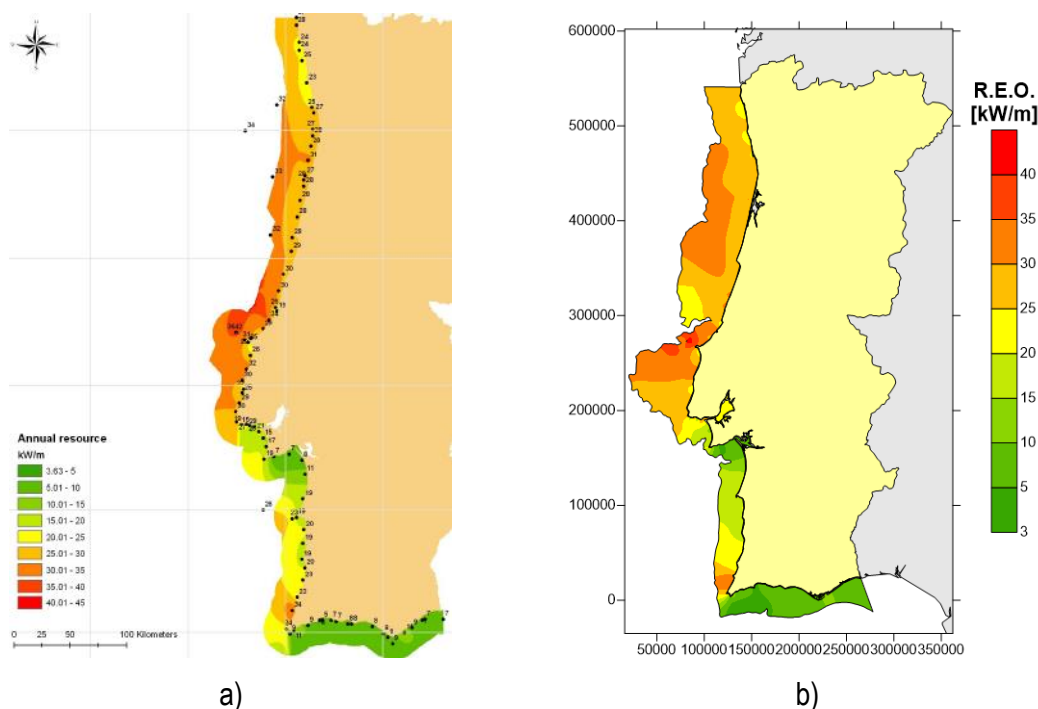


Figura 22 - Atlas do recurso anual das ondas em Portugal em kW/m. a) Atlas antigo (Candelária & Pontes, 2008). b) Atlas novo, interpolação por splines cúbicos com dados pontuais de boias atualizados.

2.1.4 Identificação da capacidade de receção de nova geração da RNT

A identificação da capacidade disponível para ligação das centrais renováveis à rede elétrica, é da máxima importância quando se fala de planeamento da instalação destas centrais.

Assim, tendo como base o Mapa da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (REN, 2017), as subestações e a Rede Nacional de Transporte foram identificadas e georreferenciadas. No “Anexo N” do documento “Caracterização da Rede Nacional de Transporte para efeitos de acesso à rede – Situação a 31 de Dezembro de 2017” (REN, 2018) é apresentada a estimativa da capacidade disponível para a receção de nova geração na RNT. Na tabela apresentada são atribuídas capacidades disponíveis para receção de nova geração a conjuntos de subestações, conforme a zona ou proximidade da rede. Baseados nesta fonte, foi atribuída às subestações georreferenciadas a capacidade de receção para receção de nova geração. Posteriormente foram selecionadas apenas as subestações que se localizam até a 25 km da costa e que são elegíveis para rececionar futura geração de centrais offshore.

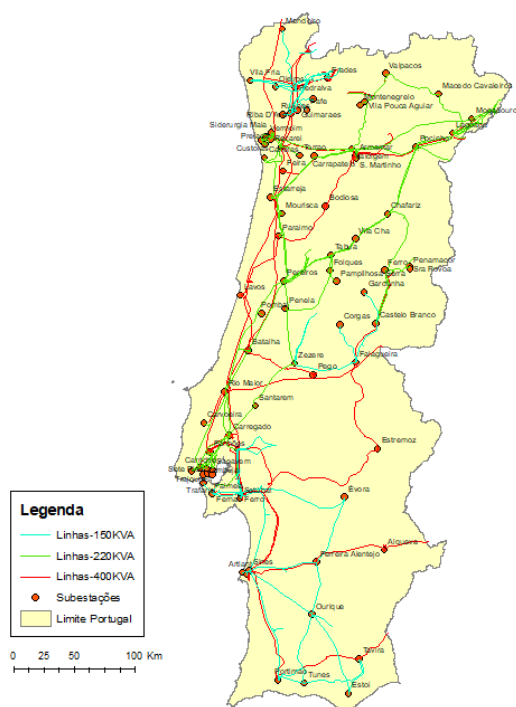


Figura 23 - Rede Nacional de Transporte e Subestações (REN, 2017).



Figura 24 - Rede Nacional de Transporte e Subestações a 25 km da linha de costa.

As subestações a 25 km da costa foram organizadas por “Zonas de Receção” (ZR), onde as subestações partilham a Capacidade de Receção (CR) de nova geração da rede local:

- ZR 1: Subestações: Vila Fria. CR: 500 MVA.
- ZR 2: Subestações: Canelas, Custóias, Ermesinde, Feira, Prelada Recarei e Vermoim. CR: 1030 MVA.
- ZR 3: Subestações: Ermesinde. CR: 400 MVA.
- ZR 4: Subestações: Lavos e Batalha. CR: 460 MVA.
- ZR 5: Subestações: Alto Mira, Alto São João, Carriche, Fanhões, Sacavém, Sete Rios, Trajouce e Zambujal. CR: 400 MVA.
- ZR 6: Subestações: Fernão Ferro, Palmela, Setúbal e Trafaria. CR: 300 MVA.
- ZR 7: Subestações: Sines, Estoi, Portimão e Tunes. CR: 270 MVA.

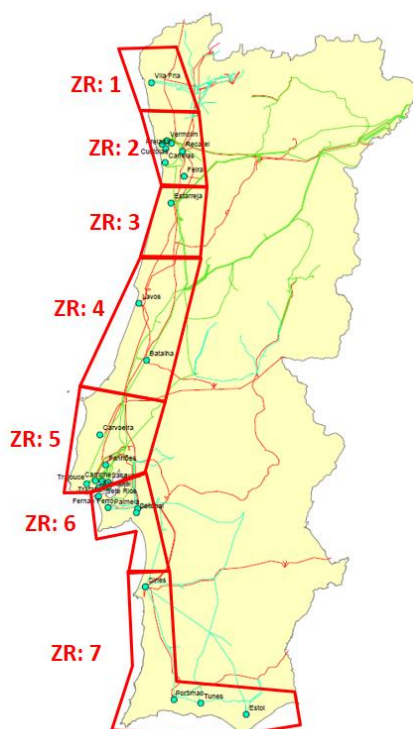


Figura 25 - Zonas de Receção de nova Geração Offshore.

Por fim, recorreu-se ainda à informação referente aos consumos de eletricidade observados por concelho em Portugal, de forma a identificar os maiores centros de consumo e introduzir esta informação no GIS para definição das zonas de maior interesse para a exploração destas energias renováveis offshore.

Com o objetivo de identificar as regiões de maior consumo junto à linha de costa de forma a avaliar a relação entre estas e as zonas de maior potencial energético renovável offshore disponível, foi produzido um mapa com os consumos de eletricidade por concelho em Portugal Continental no ano de 2016. Para identificar os concelhos, foi utilizada a “Carta Administrativa Oficial de Portugal - CAOP 2017 – Continente (DGT, 2018) a qual sofreu uma dissolução transformando-a de um mapa de freguesias para uma mapa de concelhos de Portugal Continental.

Para obter o mapa de consumo de eletricidade por concelho, foi efetuada a união do mapa de concelhos de Portugal Continental com os dados “Consumo de energia elétrica: total e por tipo de consumo”, série de dados “Total Consumo de energia elétrica por tipo de consumo (kWh)” ano 2016 da DGEG/MEc (PORDATA & DGEG/MEc, 2018), após transformação de unidades (kWh para GWh) e edição de algum texto.

O mapa obtido encontra-se em formato *shapefile* – polígono, onde é possível selecionar um ou vários concelhos e obter a informação do Consumo Total de Eletricidade em 2016, além dos dados discriminados do tipo de consumo para cada concelho selecionado.

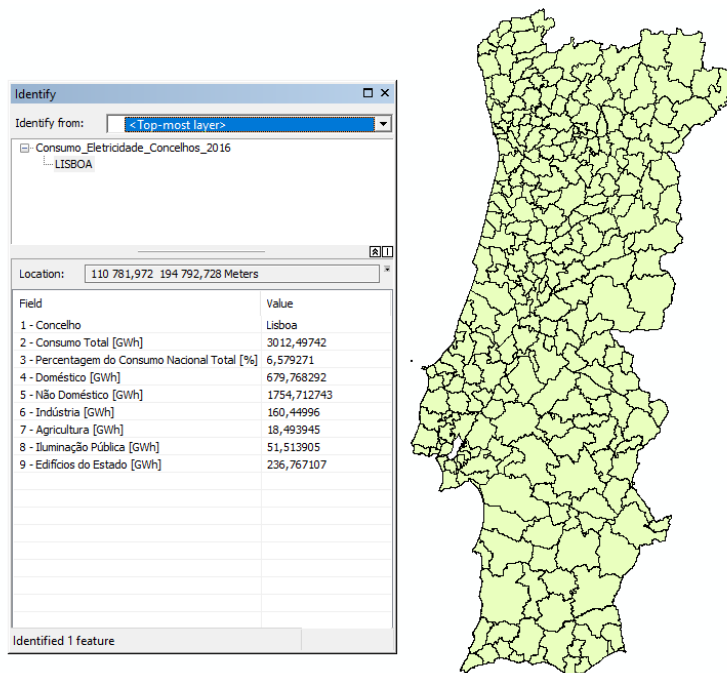


Figura 26 - Mapa de Consumo de Eletricidade por Concelhos 2016.

3. RESULTADOS OBTIDOS COM BASE NAS METODOLOGIAS DESENVOLVIDAS

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos após aplicação das metodologias descritas no capítulo “2.1 - Identificação e adequação das restrições à instalação de sistemas de energias renováveis offshore” deste relatório.

3.1 Áreas possíveis de exploração tendo em conta as condicionantes físicas e técnicas

Através do processamento efetuado pela ferramenta de planeamento (ModelBuilder – ArcGIS), com os dados georreferenciados das restrições físicas, batimetria do capítulo “2.1.2 - Condicionantes Físicas” e a informação contida na “

Tabela 3 - Principais características das fundações eólicas selecionadas.” para a tecnologia eólica offshore e a informação contida na “

Tabela 4 - Tipos de dispositivos de energia das ondas considerados.” para as tecnologias de energia das ondas do capítulo “2.1.3 - Condicionantes Técnicas – Seleção das tecnologias” deste relatório, foi possível obter as áreas possíveis de exploração para as tecnologias Eólica offshore e Energia das ondas.

Áreas possíveis de exploração - Eólica offshore:

Tendo em conta as condicionantes físicas e ambientais e as limitações de cada tecnologia, tal como a profundidade do fundo marinho onde esta pode ser instalada, nas figuras seguintes apresentam-se os resultados obtidos após aplicação da metodologia desenvolvida no capítulo 2.1, em particular no que se refere à identificação das áreas onde não existem restrições à instalação de turbinas eólicas offshore. Na Figura 2726 é possível observar a área possível de exploração na costa de Portugal Continental da fundação monopile, que pode ser instalada em águas com profundidade entre 10 a 35 metros. Através dos mesmos critérios é possível observar na Figura 2827 a área possível de exploração para a tecnologia jacket, onde poderá ser instalada em águas com profundidade entre 25 a 50 metros. Na Figura 2928 encontra-se a área possível de exploração para a tecnologia Hywind, em locais offshore com profundidade superiores a 100 metros devido ao

seu calado e na Figura 3029 a área possível de instalação para as fundações Windfloat em locais com profundidade superior a 50 metros.

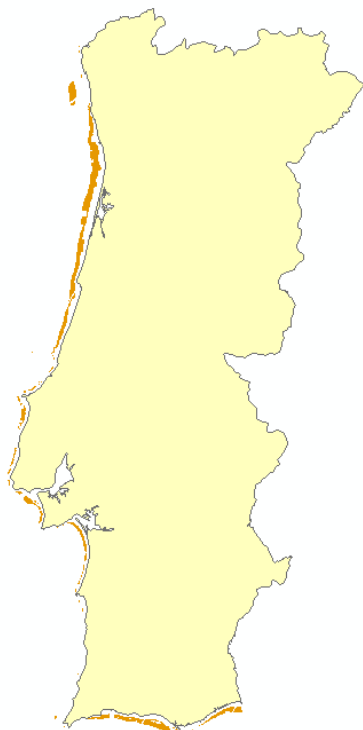


Figura 27 - Funda  o Fixa *Monopile*.

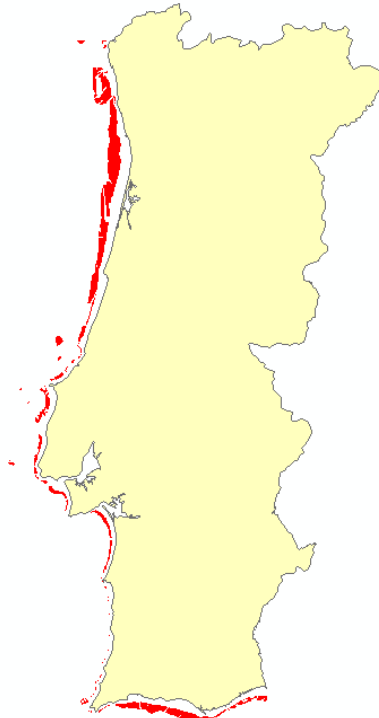


Figura 28 - Funda  o Fixa *Jacket*.

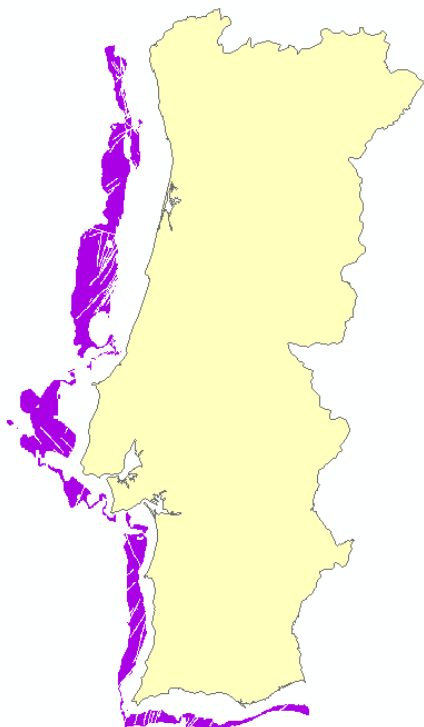


Figura 29 - Funda  o Flutuante *Hywind*.

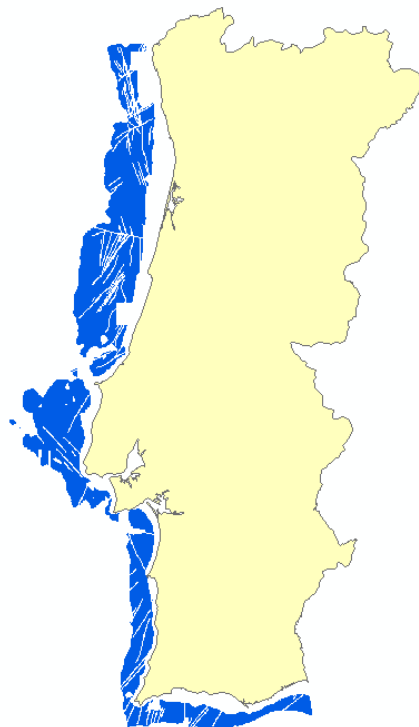


Figura 30 - Funda  o Flutuante *Windfloat*.

Áreas possíveis de exploração – Energia das Ondas:

Através dos mesmos critérios utilizados na identificação das áreas possíveis de exploração para a eólica offshore, foi possível identificar as áreas possíveis de exploração para cada um dos conversores de energias das ondas selecionados. Na Figura 31 encontra-se a área possível de exploração para o conversor B-OF, possível de ser instalado em locais nearshore em águas pouco profundas entre 13 a 25 metros. A área possível de exploração para o conversor F-2HB encontra-se na Figura 32, como é um dispositivo flutuante, pode ser instalado em profundidades superiores a 65 metros. Já o conversor F-OWC, Figura 33, também flutuante, pode ser instalado em águas com profundidade superiores a 25 metros.

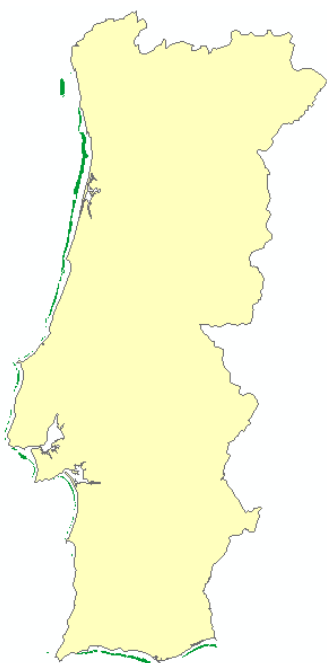


Figura 31 - Fundação Fixa: B-OF.

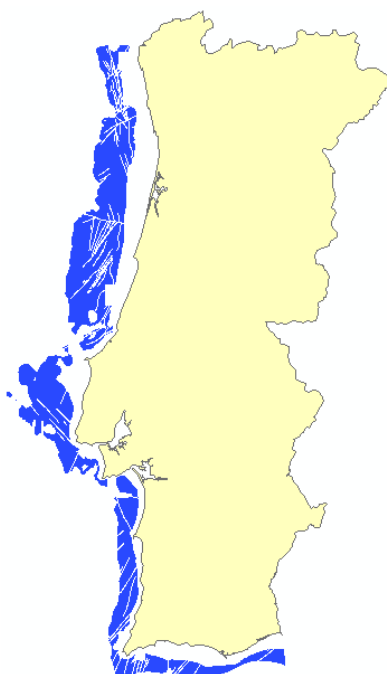


Figura 32 - Fundação Flutuante: F-2HB.

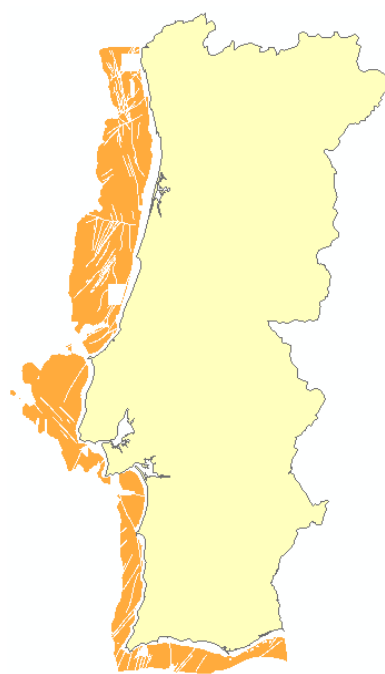


Figura 33 - Fundação Flutuante: F-OWC.

3.2 Novo atlas de recurso eólico offshore (NEPS) por fundação e turbina

Através das áreas possíveis de exploração observadas no capítulo anterior e através do novo atlas de recurso eólico para cada turbina eólica, apresentado na Figura 15 do capítulo “2.1.3 - Condicionantes Técnicas – Seleção das tecnologias” foi possível obter os atlas de recurso para cada tecnologia selecionada. Na Figura 34 e 35 encontra-se o atlas de recurso eólico representando o número de horas equivalentes à potência nominal – NEPS – para as fundações monopile e jacket, respetivamente, utilizando a turbina Senvion 6.2M126 com 6.15 MW de potência nominal. Na Figura 36 é possível observar o atlas de recurso eólico NEPS para a fundação Hywind, a qual, neste estudo, utiliza a turbina Siemens Gamesa SWT-6.0-154 com 6MW de potência nominal. O atlas NEPS para a fundação Windfloat, que utiliza neste estudo a turbina MHI Vestas V164 de 8 MW de potência nominal encontra-se na Figura 37.

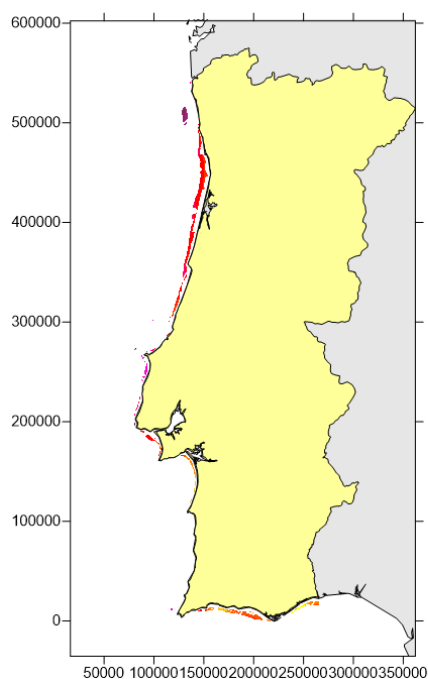


Figura 34 – Atlas NEPS - Fundação Fixa *Monopile* – Turbina Senvion 6.2M126 – 6.15 MW.

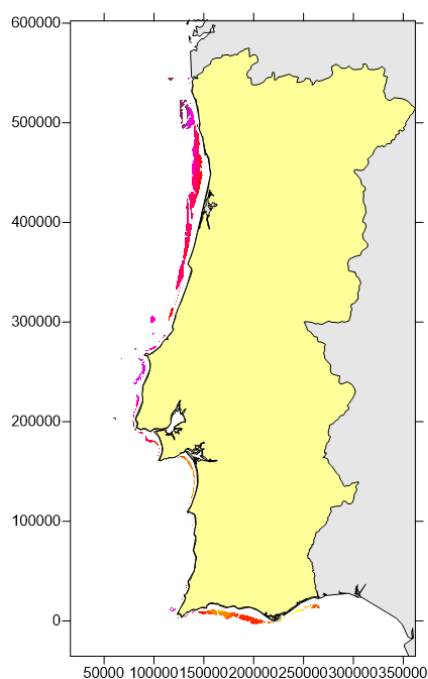


Figura 35 – Atlas NEPS - Fundação Fixa *Jacket* – Turbina Senvion 6.2M126 – 6.15 MW.

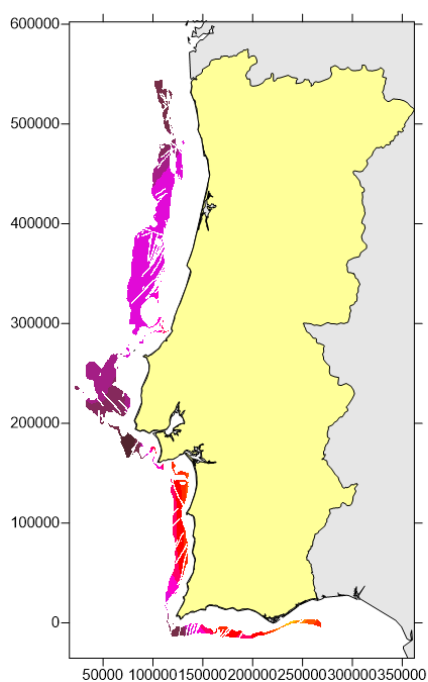


Figura 36 – Atlas NEPS - Fundação Flutuante *Hywind* – Turbina Siemens Gamesa SWT-6.0-154 – 6MW.

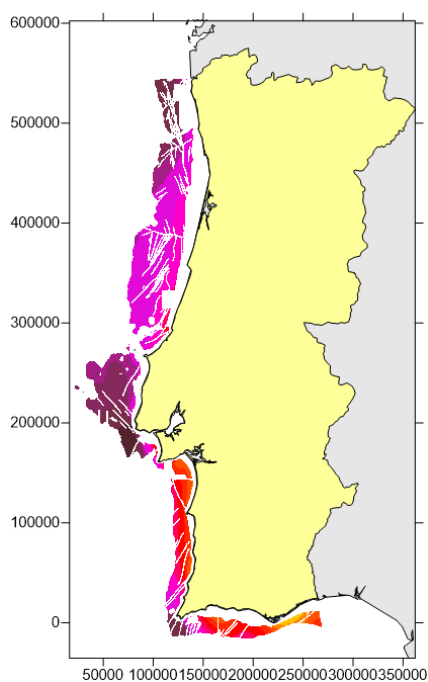


Figura 37 – Atlas NEPS - Fundação Flutuante *Windfloat* – Turbina MHI Vestas V164 – 8 MW.

3.3 Atlas de recurso das ondas por conversor:

Através das áreas possíveis de exploração observadas no capítulo “3.1- Áreas possíveis de exploração tendo em conta as condicionantes físicas e técnicas” e através do novo atlas de recurso das ondas, presente na Figura 22b) do capítulo “2.1.3 - Condicionantes Técnicas – Seleção das tecnologias” foi possível obter os atlas de recurso para cada conversor WEC. A Figura 38 apresenta o atlas de recurso das ondas para o conversor fixo no chão marinho B-OF. Os atlas de recurso das ondas para os conversores flutuantes F-2HB e F-OWC são apresentados na Figura 39 e Figura 40 respetivamente.

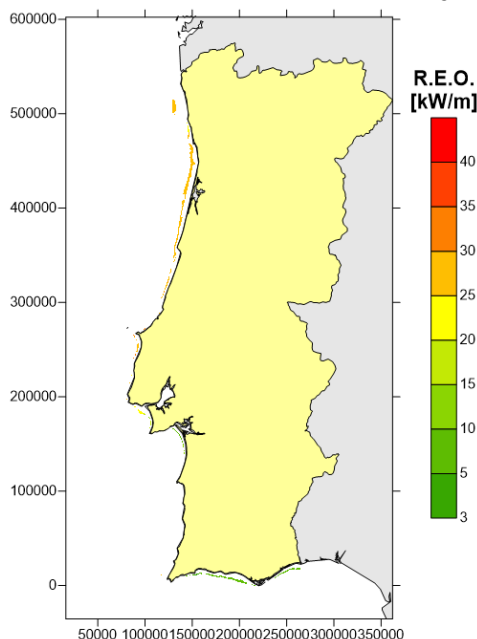


Figura 38 - Conversor Fixo: B-OF.

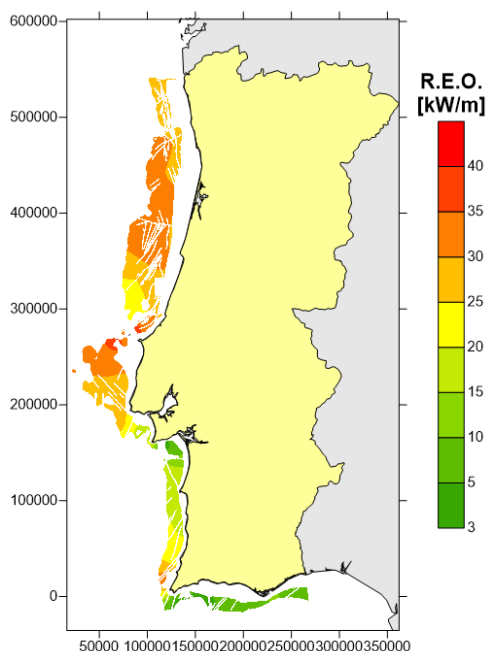


Figura 39 - Conversor Flutuante: F-2HB.

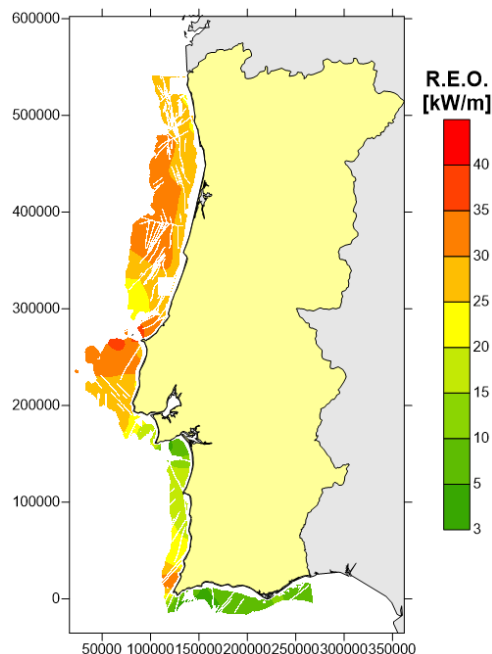


Figura 40 - Conversor Flutuante: F-OWC.

3.4 Identificação de zonas de maior consumo no território continental português

A identificação das zonas de maior consumo em Portugal foi efetuada com base no mapeamento representado na Figura 25. Este mapa foi transformado para o formato *raster* onde se representou o tema “Consumo Total” de cada concelho, permitindo uma visualização clara das zonas de maior consumo em Portugal Continental. Posteriormente, foi sobreposta a Rede Nacional de Transporte e Subestações a 25km da linha de costa de forma a identificar as subestações com capacidade de receção de nova geração juntos às regiões de maior consumo em Portugal Continental.

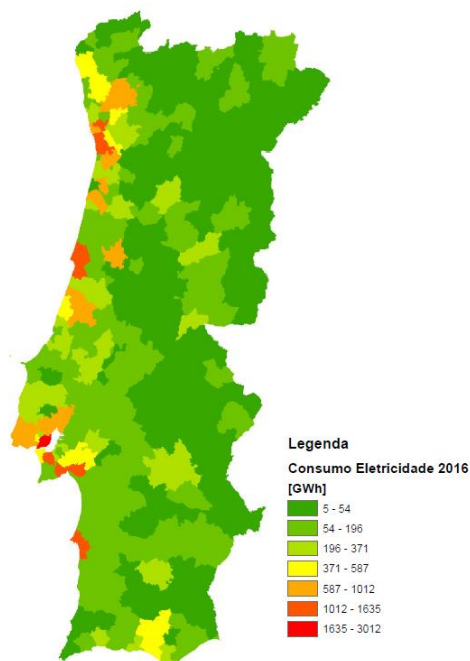


Figura 41 - Consumo de Eletricidade 2016 por Concelho.

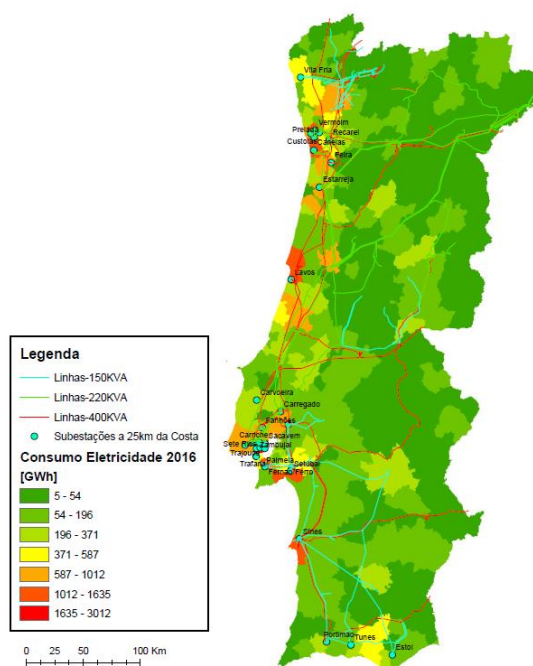


Figura 42 - Sobreposição RNT e Subestações no Mapa de Consumo de Eletricidade 2016 por Concelho.

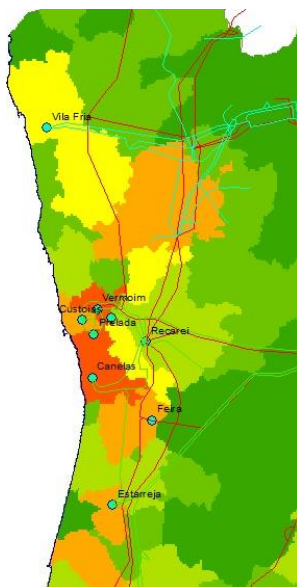


Figura 43 - Sobreposição RNT e Subestações no Mapa de Consumo de Eletricidade 2016 por Concelho – Região Norte.

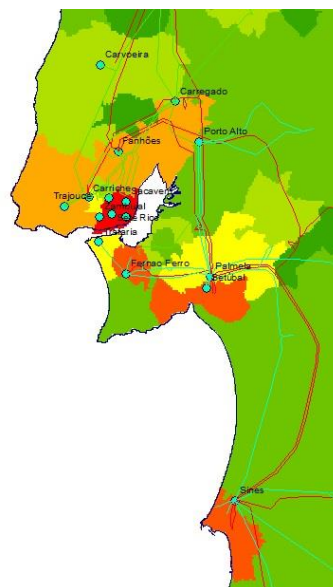


Figura 44 - Sobreposição RNT e Subestações no Mapa de Consumo de Eletricidade 2016 por Concelho – Região Grande Lisboa-Setúbal-Sines.

Com esta componente do trabalho foi possível observar que os grandes centros de consumo em Portugal Continental encontram-se no litoral, com subestações junto à costa. Assim, o facto de os grandes centros de consumo se encontrarem próximo da zona de geração de eletricidade, permite evitar perdas por transporte na rede elétrica e custos associados, revelando-se assim estas zonas, fortemente favoráveis à instalação destas centrais renováveis offshore.

3.5 Regiões de exploração por tecnologia

Numa perspetiva de implementar cenários de evolução na instalação de centrais offshore em Portugal Continental, foram selecionadas 4 Regiões de Exploração Offshore: Norte, Centro, Lisboa-Oeste e Sul, Figura 45, tendo em conta as áreas possíveis de exploração de todas as tecnologias selecionadas.

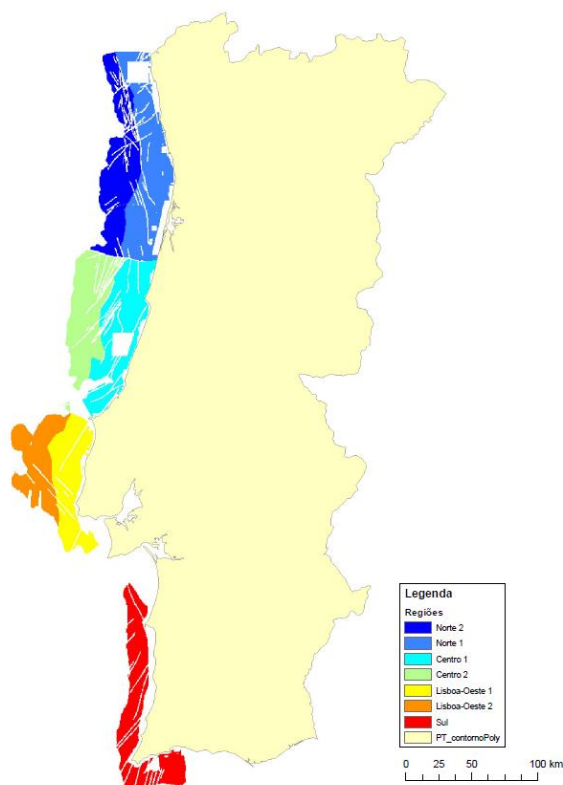


Figura 45 - Regiões de Exploração para seleção da melhor tecnologia.

Tendo como base as áreas possíveis de exploração identificadas no capítulo “3.1 - Áreas possíveis de exploração tendo em conta as condicionantes físicas e técnicas” e em particular o recurso energético existente nas áreas permitidas para cada uma das tecnologias identificadas no capítulo “3.2 - Novo atlas de recurso eólico offshore (NEPS) por fundação e turbina” e no capítulo “3.3 - Atlas de recurso das ondas por conversor:”, determinou-se a capacidade eólica e de energia das ondas passível de ser instalada em cada uma das zonas representadas na Figura 45. Para tal, foi utilizada a metodologia descrita em (Castro-Santos et al., 2018), onde foi verificada a dimensão da área de cada polígono passível a ser instalada a central offshore e, através da dimensão de cada dispositivo e de uma configuração pré-definida de cada central/dispositivo, determinou-se a quantidade de centrais/dispositivos possíveis de serem instalados nessa área, e a potência de instalação correspondente.

Para se obter a estimativa da eletricidade gerada em cada região foi utilizado o valor do recurso energético da região respetiva, o qual foi multiplicado pela potência passível de ser instalada na mesma região. No entanto, segundo (Paula Costa, Couto, Silva, Simões, & Estanqueiro, 2018), a estimativa da eletricidade potencialmente gerada sofre vários tipos de perdas, as quais serão consideradas no valor final da estimativa da eletricidade gerada:

- Perdas elétricas equivalentes: 3% para eólica e ondas;
- Perdas energéticas por efeito de esteira: 5% para eólica;
- Perdas energéticas por indisponibilidade operacional: 3% para eólica e 7% para ondas;
- Perdas energéticas por Curtailment: 5% para eólica e ondas.

Considerou-se também a capacidade disponível por zona de receção da rede elétrica definidas no capítulo “2.1.4 - Identificação da capacidade de receção de nova geração da RNT”. Os resultados obtidos podem ser consultados nas imagens e tabelas que se seguem.

A potência unitária dos conversores de energia das ondas corresponde à potência nominal média de cada dispositivo selecionado por região. Os dispositivos encontram-se equidistantes um dos outros com um espaçamento de 400m.

Energia Eólica Offshore

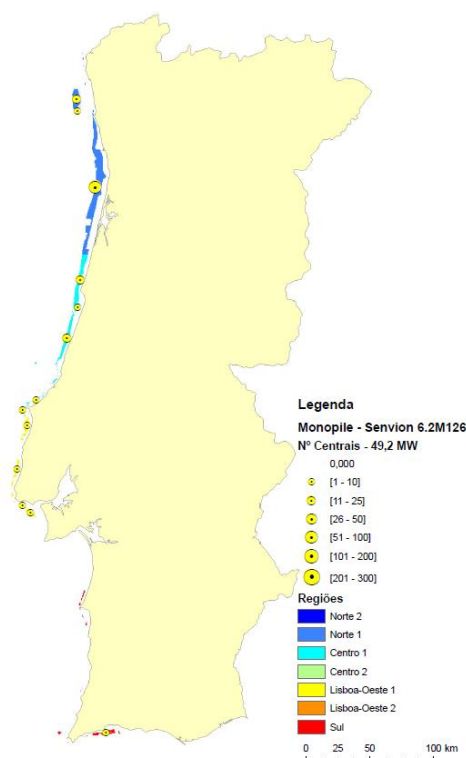


Figura 46 - Regiões de Exploração e n.º de centrais de 49,2MW - Eólica Offshore - Fundação *Monopile* – Turbina Servion 6.2M126 de 6,15MW.

Tabela 5 – Capacidade a instalar nas regiões de exploração – *Monopile* WT Servion 6.2M de 6.14MW.

Regiões	Norte	Centro	Lisboa-Oeste	Sul
Energia (GWh) ⁽¹⁾	11183,09	4425,67	1543,31	561,09
Nº Centrais ⁽¹⁾	82	35	11	5
Potencia Total (MW) passível a ser instalada na área de cada Região de Exploração [a]	2017.2	861	270.6	123
Cap. de Receção total da RNT (MVA) [b] ⁽²⁾	1930	460	700	270
Zona de Receção da RNT (ZR)	ZR1; ZR2; ZR3	ZR4	ZR5; ZR6	ZR7
Capacidade adicional necessária à rede para rececionar a potência total passível de ser instalada [c]=[b]-[a] ⁽²⁾⁽³⁾	87.2	401	0	0

⁽¹⁾ Central de 49,2 MW de potência instalada, com 8 turbinas Servion 6.2M126 de 6,15 MW, com *micrositing* de 5x10 diâmetro de rotor. A energia é obtida conforme o NEPS local. A este valor considerou-se as perdas elétricas equivalentes: 3%; perdas energéticas por efeito de esteira: 5%; perdas energéticas por indisponibilidade operacional: 3% e perdas energéticas por *Curtailment*: 5%.

(2) Considerou-se $\cos\Phi=1$.

(3) Se 0, a rede tem capacidade de rececionar toda a potência passível de ser instalada.

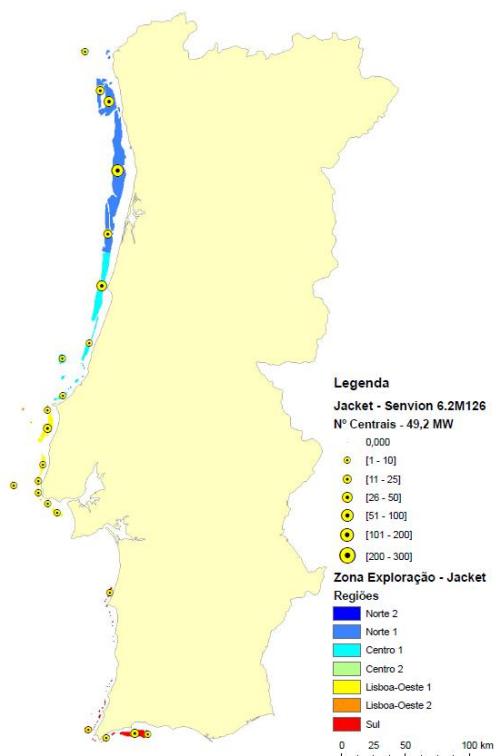


Figura 47 - Regiões de Exploração e n.º de centrais de 49,2MW - Eólica Offshore - Fundação Jacket – Turbina Servion 6.2M126 de 6,15MW..

Tabela 6 – Capacidade a instalar nas regiões de exploração – Jacket WT Servion 6.2M de 6.14MW

Regiões	Norte	Centro	Lisboa-Oeste	Sul
Energia (GWh) ⁽¹⁾	20358,22	7230,61	3178,03	107,58
Nº Centrais ⁽¹⁾	140	53	21	1
Potencia Total (MW) passível a ser instalada na área de cada Região de Exploração [a]	3444	1303.8	516.6	24.6
Cap. de Receção total da RNT (MVA) [b] ⁽²⁾	1930	460	700	270
Zona de Receção da RNT (ZR)	ZR1; ZR2; ZR3	ZR4	ZR5; ZR6	ZR7
Capacidade adicional necessária à rede para rececionar a potência total passível de ser instalada [c]=[b]-[a] ⁽²⁾⁽³⁾	1514	843.8	183.4	0

(1) Central de 49,2 MW de potência instalada, com 8 turbinas Servion 6.2M126 de 6,15 MW, com *micrositing* de 5x10 diâmetro de rotor. A energia é obtida conforme o NEPS local. A este valor considerou-se as perdas elétricas equivalentes: 3%; perdas energéticas por efeito de esteira: 5%; perdas energéticas por indisponibilidade operacional: 3% e perdas energéticas por *Curtailment*: 5%.

(2) Considerou-se $\cos\Phi=1$.

(3) Se 0, a rede tem capacidade de rececionar toda a potência passível de ser instalada.

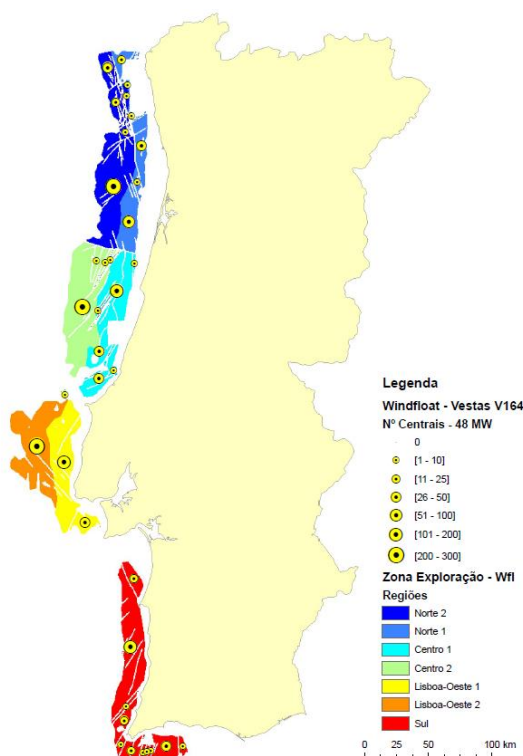


Figura 48 - Regiões de Exploração e n.º de centrais de 48MW - Eólica Offshore - Fundação *Windfloat* – Turbina MHI Vestas V164 de 8MW.

Tabela 7 – Capacidade a instalar nas regiões de exploração – *Windfloat* – Turbina MHI Vestas V164 de 8MW

Regiões	Norte	Centro	Lisboa-Oeste	Sul
Energia (GWh) ⁽¹⁾	67499,39	68391,01	66722,26	42293,21
Nº Centrais ⁽¹⁾	439	458	419	316
Potencia Total (MW) passível a ser instalada na área de cada Região de Exploração [a]	10536	10992	10056	7584
Cap. de Receção total da RNT (MVA) [b] ⁽²⁾	1930	460	700	270
Zona de Receção da RNT (ZR)	ZR1; ZR2; ZR3	ZR4	ZR5; ZR6	ZR7
Capacidade adicional necessária à rede para rececionar a potência total passível de ser instalada [c]=[b]-[a] ⁽²⁾⁽³⁾	8606	10532	9356	7314

⁽¹⁾ Central de 48 MW de potência instalada, com 6 turbinas MHI Vestas V164 de 8 MW, com *micrositing* de 5x10 diâmetro de rotor. A energia é obtida conforme o NEPS local. A este valor considerou-se as perdas elétricas equivalentes: 3%; perdas energéticas por efeito de esteira: 5%; perdas energéticas por indisponibilidade operacional: 3% e perdas energéticas por *Curtailment*: 5%.

⁽²⁾ Considerou-se $\cos\Phi=1$.

⁽³⁾ Se 0, a rede tem capacidade de rececionar toda a potência passível de ser instalada.

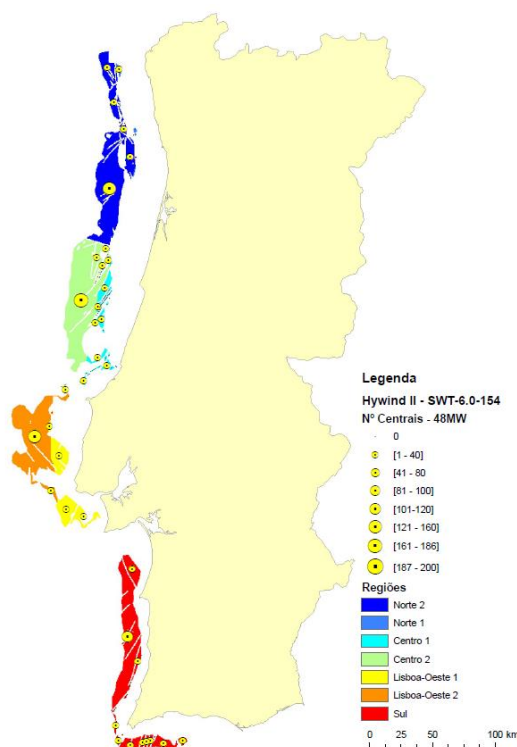


Figura 49 - Regiões de Exploração e n.º de centrais de 48MW - Eólica Offshore - Fundação *Hywind* – Turbina Siemens Gamesa SWT-6.0-154 de 6MW.

Tabela 8 – Capacidade a instalar nas regiões de exploração – *Hywind* – Turbina Siemens Gamesa SWT-6.0-154 de 6MW

Regiões	Norte	Centro	Lisboa-Oeste	Sul
Energia (GWh) ⁽¹⁾	30583,21	33679,28	34916,26	22603,83
Nº Centrais ⁽¹⁾	198	224	217	170
Potencia Total (MW) passível a ser instalada na área de cada Região de Exploração [a]	4752	5376	5208	4080
Cap. de Receção total da RNT (MVA) [b] ⁽²⁾	1930	460	700	270
Zona de Receção da RNT (ZR)	ZR1; ZR2; ZR3	ZR4	ZR5; ZR6	ZR7
Capacidade adicional necessária à rede para rececionar a potência total passível de ser instalada [c]=[b]-[a] ⁽²⁾⁽³⁾	2822	4916	4508	3810

⁽¹⁾ Central de 48 MW de potência instalada, com 8 turbinas Siemens Gamesa SWT-6.0-154 de 6MW, com *micrositing* de 5x10 diâmetro de rotor. A energia é obtida conforme o NEPS local. A este valor considerou-se as perdas elétricas equivalentes: 3%; perdas energéticas por efeito de esteira: 5%; perdas energéticas por indisponibilidade operacional: 3% e perdas energéticas por *Curtailment*: 5%.

⁽²⁾ Considerou-se $\cos\Phi=1$.

⁽³⁾ Se 0, a rede tem capacidade de rececionar toda a potência passível de ser instalada.

Verificou-se que as regiões Norte, Centro e Lisboa-Oeste dispõem de uma vasta área *offshore*, onde é possível instalar centenas de MW em Centrais Eólicas Fixas. Quanto às Centrais Eólicas Flutuantes, devido à vasta área disponível, em cada região é passível de ser instalado milhares de MW em centenas de centrais de aproximadamente 50MW.

Energia das Ondas

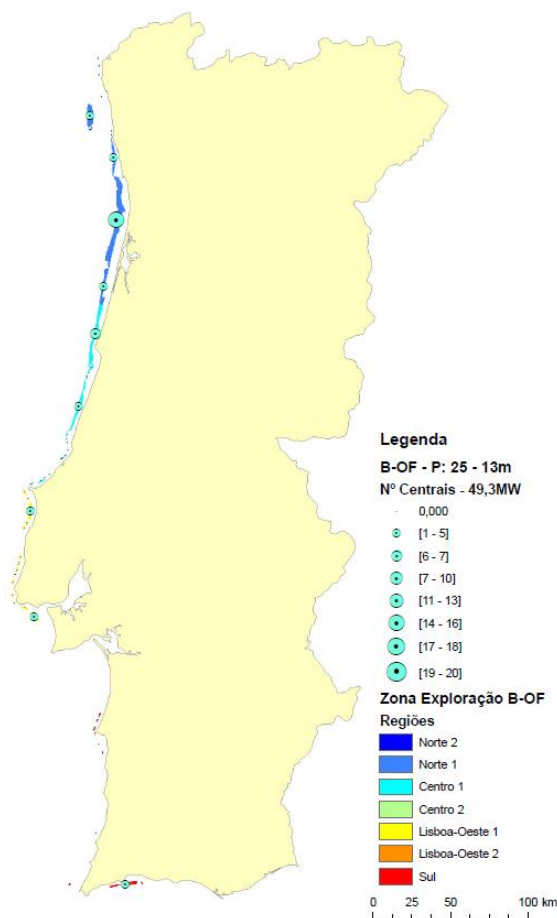


Figura 50 - Regiões de Exploração e n.º de centrais de 49,35MW - Energia das Ondas - Conversor B-OF.

Tabela 9 – Capacidade a instalar nas regiões de exploração – *Energia das Ondas - Conversor B-OF*

Regiões	Norte	Centro	Lisboa-Oeste	Sul
Energia (GWh) ⁽¹⁾	3223,08	1115,68	234,65	21,07
Nº Centrais ⁽¹⁾	26	9	2	1
Potencia Total (MW) passível a ser instalada na área de cada Região de Exploração [a]	642	222	49	25
Cap. de Receção total da RNT (MVA) [b] ⁽²⁾	1930	460	700	270
Zona de Receção da RNT (ZR)	ZR1; ZR2; ZR3	ZR4	ZR5; ZR6	ZR7
Capacidade adicional necessária à rede para rececionar a potência total passível de ser instalada [c]= [b]-[a] ⁽²⁾⁽³⁾	0	0	0	0

⁽¹⁾ Central de 49,35 MW de potência instalada, com 73 conversores B-OF de 676 kW de potência nominal. A energia dos dispositivos são obtidos através da metodologia descrita no D2.1, dependente do Recurso Local, com um MAR de 25kW/m, os dispositivos encontram-se equidistantes um dos outros com um espaçamento de 400m. A este valor considerou-se as perdas elétricas equivalentes: 3%; perdas energéticas por indisponibilidade operacional: 7% e perdas energéticas por *Curtaiment*: 5%.

⁽²⁾ Considerou-se $\cos\Phi=1$.

⁽³⁾ Se 0, a rede tem capacidade de rececionar toda a potência passível de ser instalada.

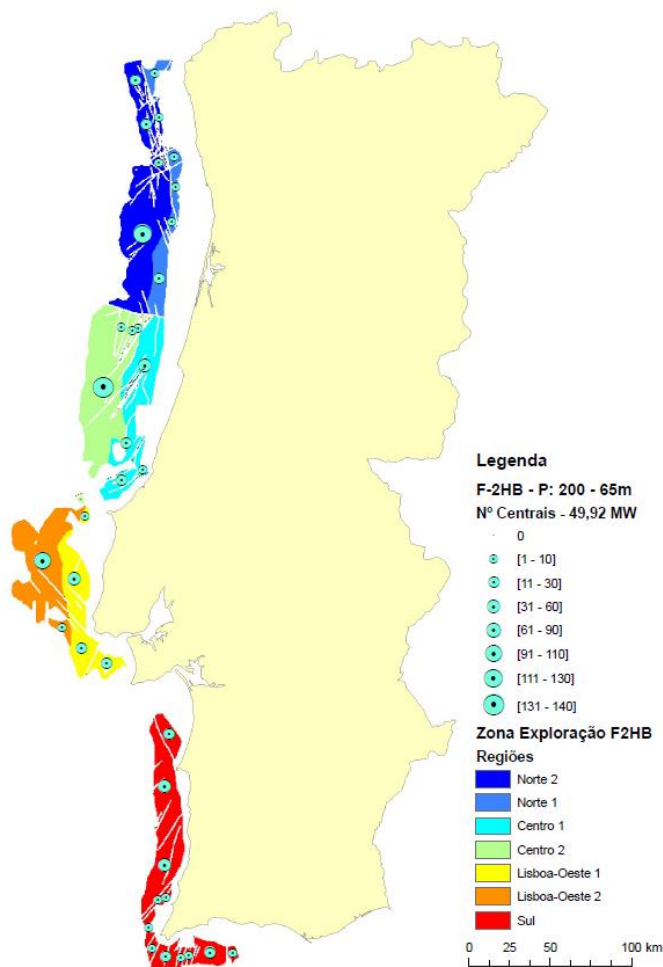


Figura 51 – Regiões de Exploração e n.º de centrais de 49,92 MW - Energia das Ondas - Conversor F-2HB.

Tabela 10 – Capacidade a instalar nas regiões de exploração – Energia das Ondas - Conversor F-2HB

Regiões	Norte	Centro	Lisboa-Oeste	Sul
Energia (GWh) ⁽¹⁾	11208,30	12550,96	10503,41	5076,47
Nº Centrais ⁽¹⁾	192	215	183	142
Potencia Total (MW) passível a ser instalada na área de cada Região de Exploração [a]	4792	5366	4568	3544
Cap. de Receção total da RNT (MVA) [b] ⁽²⁾	1930	460	700	270
Zona de Receção da RNT (ZR)	ZR1; ZR2; ZR3	ZR4	ZR5; ZR6	ZR7
Capacidade adicional necessária à rede para rececionar a potência total passível de ser instalada [c]=[b]-[a] ⁽²⁾⁽³⁾	2862	4906	3868	3274

⁽¹⁾ Central de 49,92 MW de potência instalada, com 96 conversores F-2HB de 520 kW de Potência nominal. A energia dos dispositivos são obtidos através da metodologia descrita no D2.1, dependente do Recurso Local, com um MAR de 25kW/m, os dispositivos encontram-se equidistantes um dos outros com um espaçamento de 400m. A este valor considerou-se as perdas elétricas equivalentes: 3%; perdas energéticas por indisponibilidade operacional: 7% e perdas energéticas por *Curtaiment*: 5%.

⁽²⁾ Considerou-se $\cos\Phi=1$.

⁽³⁾ Se 0, a rede tem capacidade de rececionar toda a potência passível de ser instalada.

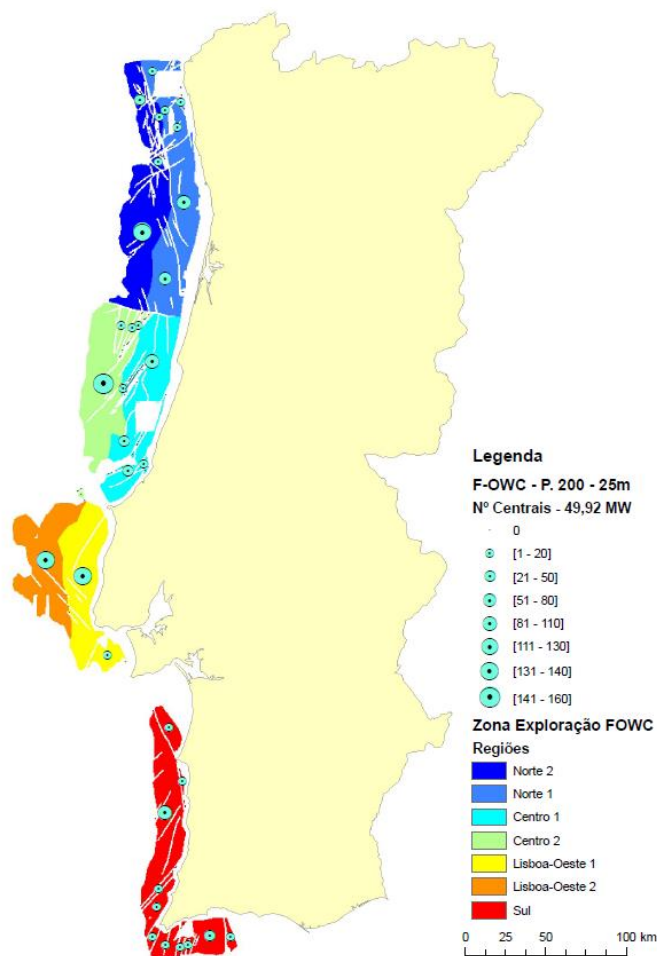


Figura 52 – Regiões de Exploração e n.º de centrais de 49,92 MW - Energia das Ondas - Conversor F-OWC.

Tabela 11 – Capacidade a instalar nas regiões de exploração – Energia das Ondas - Conversor F-OWC

Regiões	Norte	Centro	Lisboa-Oeste	Sul
Energia (GWh) ⁽¹⁾	32087,45	28366,69	25301,71	11264,19
Nº Centrais ⁽¹⁾	362	320	290	209
Potencia Total (MW) passível a ser instalada na área de cada Região de Exploração [a]	9036	7987	7238	5217
Cap. de Receção total da RNT (MVA) [b] ⁽²⁾	1930	460	700	270
Zona de Receção da RNT (ZR)	ZR1; ZR2; ZR3	ZR4	ZR5; ZR6	ZR7
Capacidade adicional necessária à rede para rececionar a potência total passível de ser instalada [c]=[b]-[a] ⁽²⁾⁽³⁾	7106	7527	6538	4947

⁽¹⁾ Central de 49,92 MW de potência instalada, com 80 conversores F-OWC de 624 kW de Potência nominal. A energia dos dispositivos são obtidos através da metodologia descrita no D2.1, dependente do Recurso Local, com um MAR de 25kW/m, os dispositivos encontram-se equidistantes um dos outros com um espaçamento de 400m. A este valor considerou-se as perdas elétricas equivalentes: 3%; perdas energéticas por indisponibilidade operacional: 7% e perdas energéticas por *Curtaiment*: 5%.

⁽²⁾ Considerou-se $\cos\Phi=1$.

⁽³⁾ Se 0, a rede tem capacidade de rececionar toda a potência passível de ser instalada.

Na análise anterior é possível verificar que existe uma enorme área disponível, nas regiões selecionadas, onde é possível instalar várias centenas de centrais renováveis *offshore*.

Verificou-se que, tanto para a energia eólica offshore como para a energia das ondas, para que a RNT consiga rececionar a potência disponível por região, é necessário um grande reforço da rede elétrica, exceto na instalação de conversores de energia das ondas B-OF, nas regiões Lisboa-Oeste e Sul para a *Monopile* e região Sul para a *Jacket*. No entanto esta análise foi efetuada apenas para demonstrar o grande potencial disponível no mar português, sendo necessário efetuar uma análise mais detalhada das possíveis configurações da instalação dos sistemas de aproveitamento de energia renovável offshore (para cada tecnologia) e respetiva capacidade. Apesar do enorme potencial existente na costa portuguesa para a instalação de sistemas de energia renovável *offshore*, é necessário garantir que a rede elétrica tem a capacidade de receber a energia produzida pelas futuras centrais. Assim, este tema é tratado na atividade deste projeto, apresentando-se no capítulo 4, os cenários de desenvolvimento, tendo em conta a capacidade disponível na rede elétrica, o recurso energético, as condicionantes físicas, ambientais e técnicas e também o consumo na zona de rede onde se prevê injetar energia, as quais constituem dados necessários ao desenvolvimento da atividade 4 deste projeto.

4. CONTRIBUIÇÃO PARA A ATIVIDADE 4 – DADOS DE ENTRADA

A instalação de centrais *offshore* poderá acontecer de forma faseada, onde poderão ser criadas zonas de exploração *offshore* (abertura de zonas) através da instalação de cabos submarinos (cabos de exportação) conectando subestações da RNT em terra a possíveis subestações *offshore*. Estas subestações no mar poderão ter a capacidade para rececionar várias centrais *offshore*, possibilitando assim a transmissão da eletricidade gerada à RNT em terra.

4.1 PLANEAMENTO DE INJEÇÃO DE GERAÇÃO OFFSHORE NA RNT

Com o objetivo de selecionar as zonas de interesse com possibilidade de injeção na RNT, foram selecionados locais através dos seguintes critérios:

- Potencial energético renovável disponível.
- Proximidade a subestações da RNT a 25 km da costa.
- Proximidade a zonas de consumo em Portugal Continental.

Foram definidos os traçados dos cabos submarinos de transporte da geração *offshore* para a RNT, com as seguintes condicionantes:

- Os cabos submarinos, junto à costa, têm de estar enterrados até uma profundidade de 50 metros (Wave Energy Center, 2004).
- A localização dos cabos evita zonas rochosas e Áreas Protegidas.

Foram definidos os pontos de Interligação *offshore*, com a possibilidade de ligação de várias centrais *offshore* na zona, além da definição do respetivo ponto de interligação na costa.

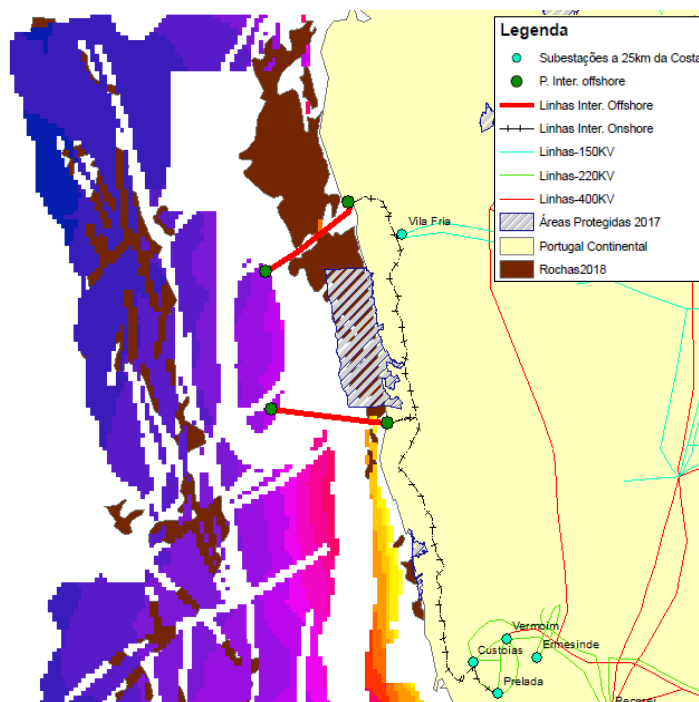


Figura 53 - NEPS Vestas V164 - Fundações Monopile + Windfloat. Planeamento Injeção Offshore na RNT.

Foram também traçados os respetivos cabos onshore de conexão dos pontos de interligação na costa às subestações da RNT. Ao utilizar imagens de satélite, os cabos onshore foram traçados através dos seguintes critérios:

- Evitar zonas urbanas.
- Seguir estradas de terra, municipais, nacionais e/ou autoestradas.
- Traçado com menor comprimento possível.

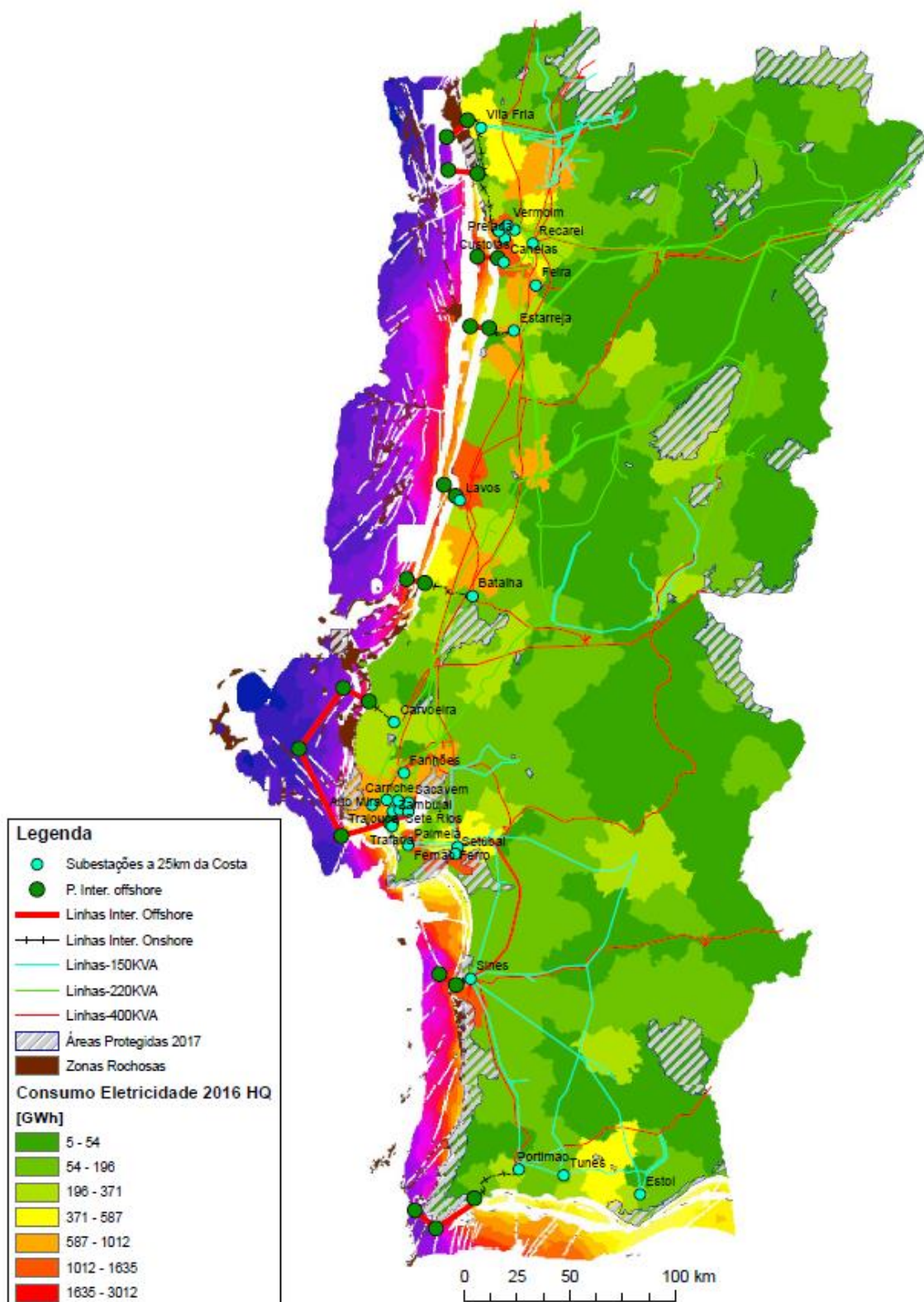


Figura 54 - NEPS Vestas V164 - Fundações Monopile + Windfloat.
Planeamento Injeção Offshore na RNT - Portugal Continental.

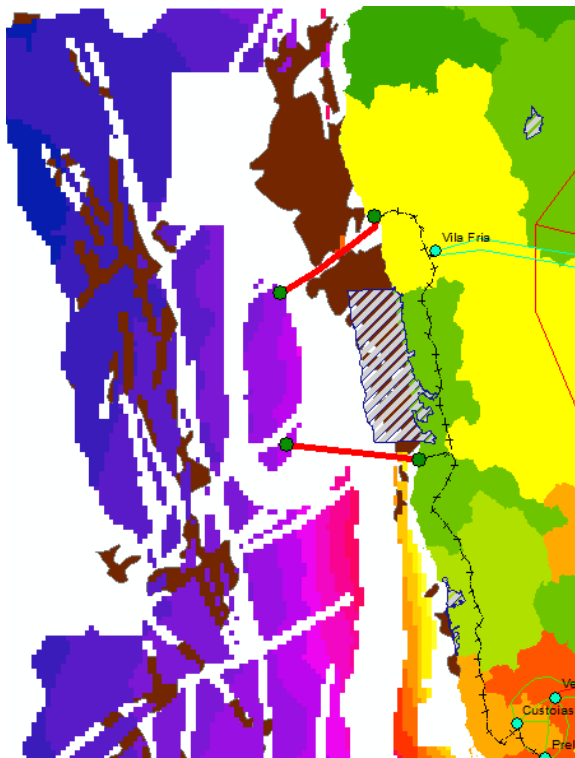


Figura 55 - Planeamento Injeção Offshore na RNT - Zona Norte
1.

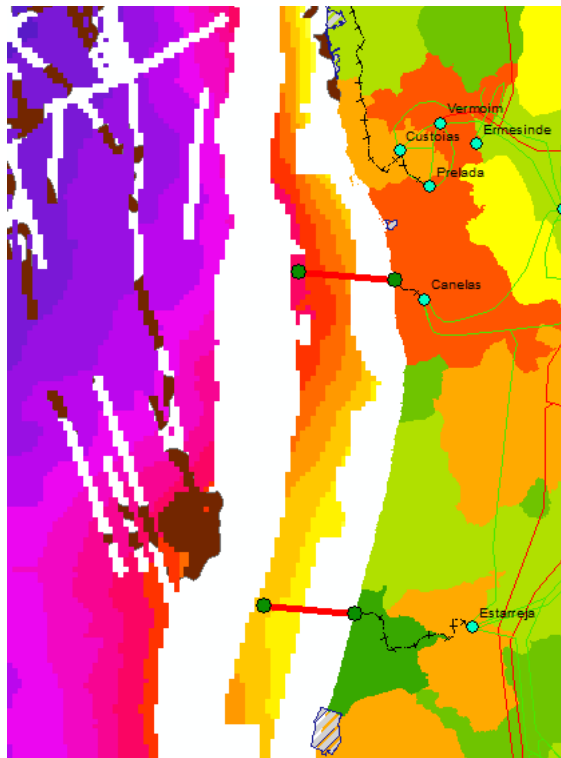


Figura 56 - - Planeamento Injeção Offshore na RNT - Zona Norte
2.

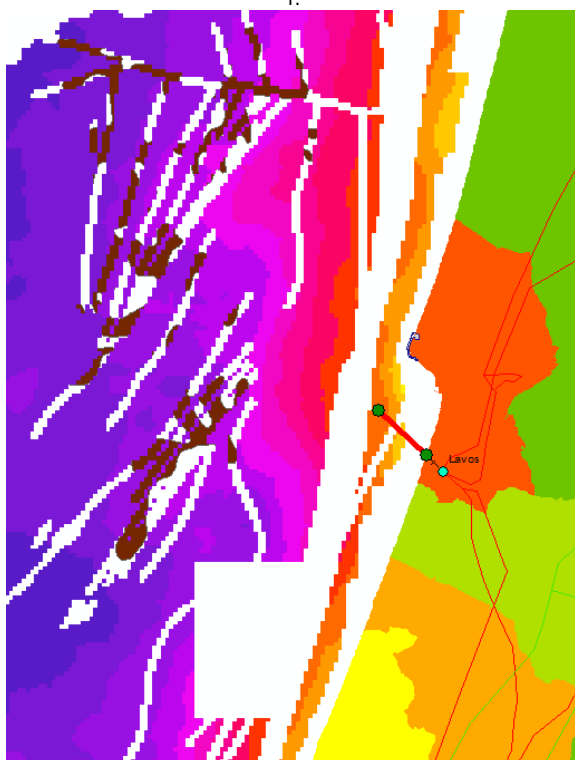


Figura 57 - Planeamento Injeção Offshore na RNT - Zona Oeste
1.

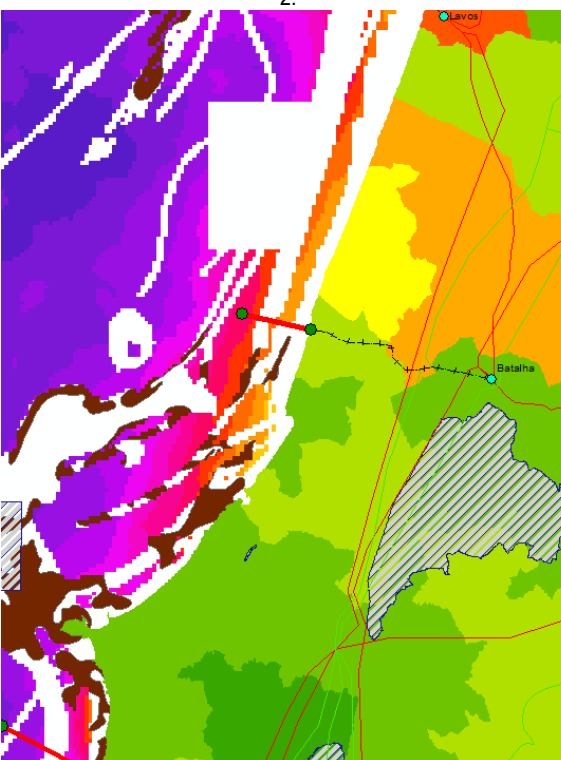


Figura 58 - Planeamento Injeção Offshore na RNT - Zona Oeste
2.

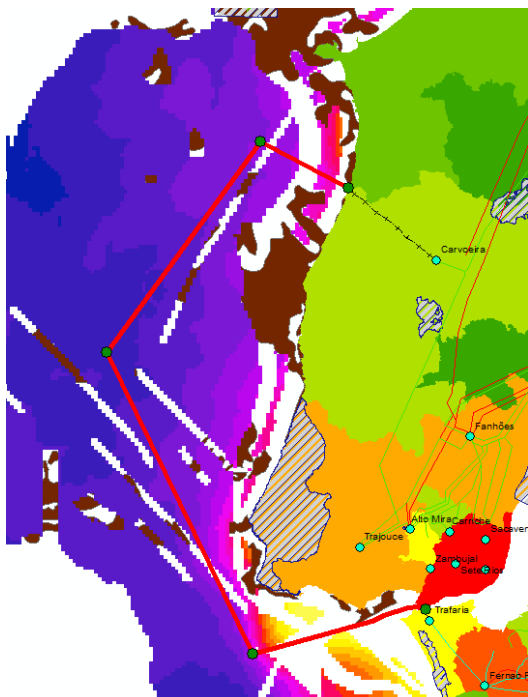


Figura 59 - Planeamento Injeção Offshore na RNT - Zona Lisboa 1.

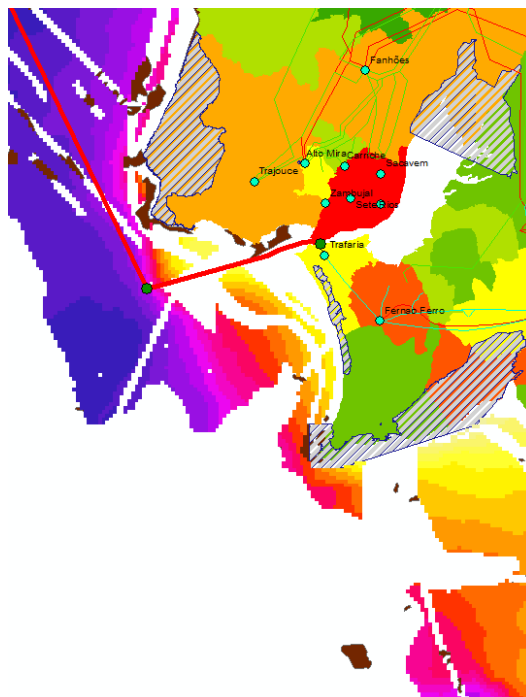


Figura 60 - - Planeamento Injeção Offshore na RNT - Zona Lisboa 2.

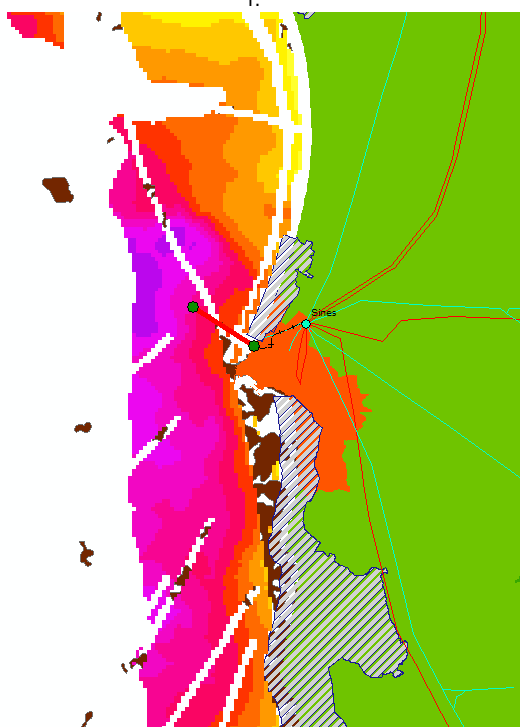


Figura 61 - Planeamento Injeção Offshore na RNT - Zona Sul - Sines.

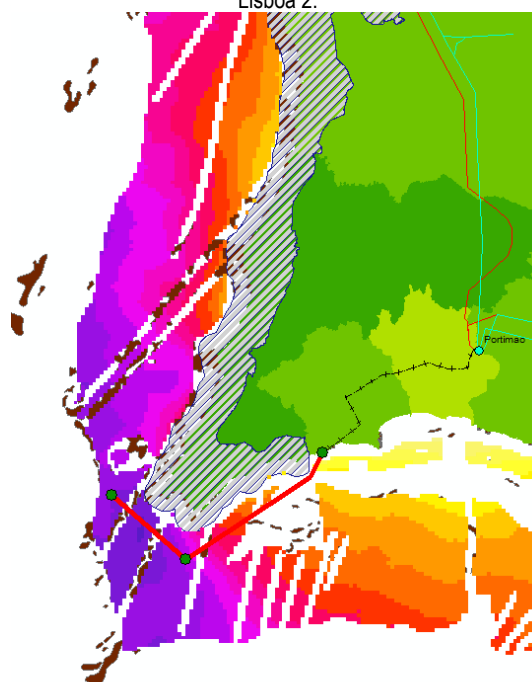


Figura 62 - Planeamento Injeção Offshore na RNT - Zona Sul - Algarve.

Através das regiões de exploração definidas no Capítulo 3.5, foi possível definir configurações possíveis para a instalação de centrais renováveis offshore, as quais são introduzidas no modelo de otimização matemática desenvolvido no âmbito da Atividade 4 deste projeto. Estas configurações e sua possível localização apresentam-se nas figuras que se seguem.

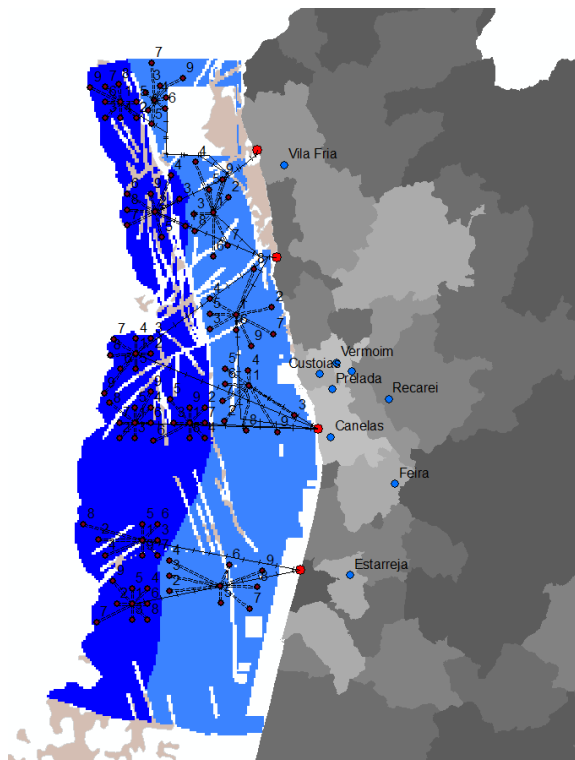


Figura 63 – Identificação de Zonas de Exploração - Região Norte.

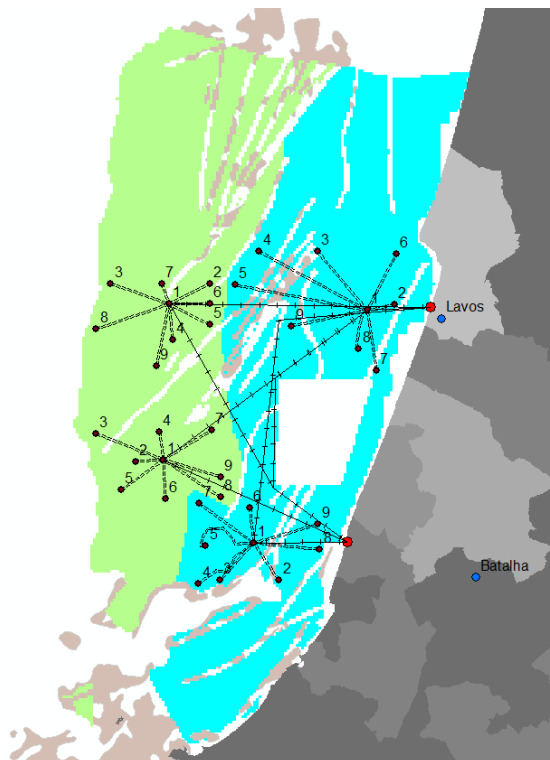


Figura 64 – Identificação de Zonas de Exploração - Região Centro.

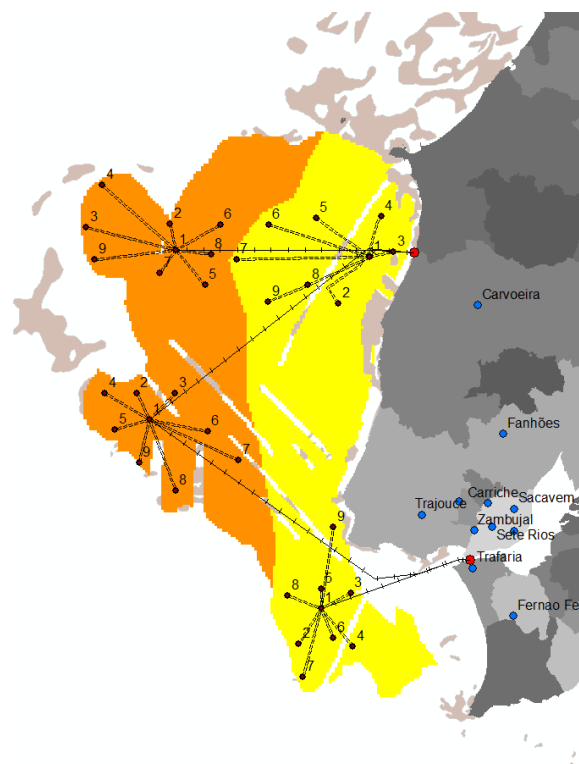


Figura 65 – Identificação de Zonas de Exploração - Região Lisboa-Oeste.

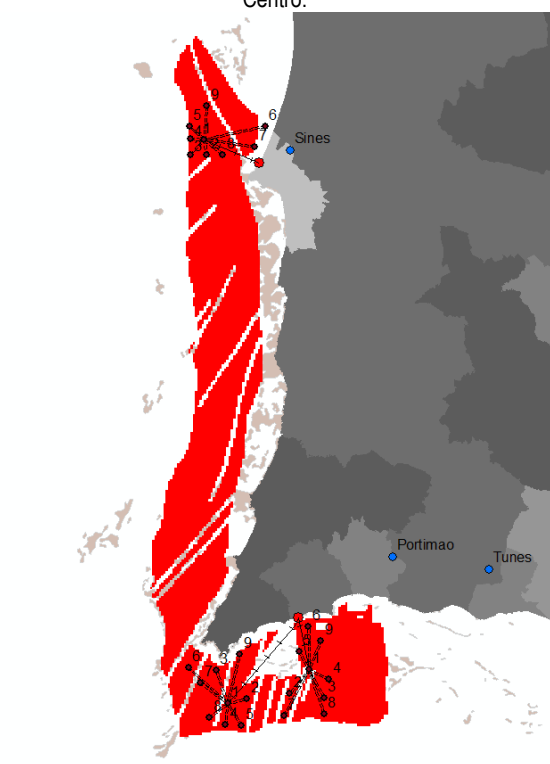


Figura 66 – Identificação de Zonas de Exploração - Região Sul.

Dentro de cada uma das Regiões de Exploração foram identificados e selecionados os melhores locais para instalação de Centrais *Offshore*. O critério de seleção passou pela localização dos pontos de injeção *Offshore*, definidos no Planeamento

de Injeção Offshore na RNT, seguidos de definição de “zonas” onde o recurso energético tem grande potencial. Em de cada “zona” existe um *centróide*, o qual corresponde a um ponto de interligação de 9 centrais offshore. As 9 centrais encontram-se equidistantes ao redor do *centróide*. Estas configurações são definidas de acordo com a caracterização do fundo do mar, de forma a que seja permitido passar o cabo de ligação à subestação. I.e. sempre que o fundo é livre de elementos rochosos e a costa não contém zonas de proteção ambiental ou outros usos que impeçam a instalação de cabos de ligação. Sempre que é possível, considera-se uma segunda linha de centrais offshore.

5. Notas finais

O presente relatório apresenta os trabalhos efetuados no âmbito da “Atividade 3 – Identificação de zonas de exclusão e outros constrangimentos ao desenvolvimento de sistemas de aproveitamento de energias offshore na costa Portuguesa.”. Os estudos efetuados permitiram identificar um elevado potencial energético e características naturais e infraestruturais favoráveis ao aproveitamento de energias renováveis marinhas na Costa Portuguesa.

As condicionantes ambientais e físicas identificadas no Capítulo 2.1 foram utilizadas na ferramenta de planeamento GIS (Capítulo 2.1.1) de forma a obter as áreas possíveis de exploração (Capítulo 3.1) para cada uma das tecnologias selecionadas no Capítulo 2.1.3. Através do Atlas de recurso eólico e das ondas aqui apresentados e das áreas possíveis de exploração, no Capítulo 3.2 foi possível obter o mapeamento de recurso (eólico e ondas) para cada uma das tecnologias selecionadas. Este mapeamento será utilizado na análise económica espacial realizada na Atividade 4 do projeto.

Através da análise das zonas de consumo de eletricidade em Portugal Continental, verificou-se que os grandes centros de consumo se encontram junto ao litoral, facto que favorece a instalação de sistemas de energias renováveis offshore, fazendo com que a produção e o consumo sejam próximos, reduzindo assim as perdas por transmissão e eventuais custos associados.

No Capítulo 3.5 foram selecionadas quatro Regiões de Exploração Offshore: Norte, Centro, Lisboa-Oeste e Sul, tendo em conta as áreas possíveis de exploração de todas as tecnologias selecionadas, numa perspetiva de implementar cenários de evolução na instalação de centrais offshore em Portugal Continental. Posteriormente, para cada tecnologia selecionada foi possível analisar o potencial de cada região em termos de potência passível de ser instalada. Verificou-se que as regiões Norte, Centro e Lisboa-Oeste dispõem de uma vasta área offshore, onde o recurso disponível permite instalar um elevado número de centrais eólicas fixas e flutuantes, o que também acontece no caso de energia das ondas onde a dimensão dos dispositivos é menor. Verificou-se também que, para a rede nacional de transporte de eletricidade conseguir rececionar a potência disponível por região, é necessário reforço significativo, muito embora, a determinação da capacidade passível de ser instalada na costa portuguesa (*nearshore* e *offshore*) tenha sido realizada como forma de apoiar o planeamento futuro da capacidade de receção da rede elétrica nacional e como forma de demonstração do elevado potencial existente. A Atividade 4 irá efetuar uma análise mais detalhada desta componente apresentado os cenários de instalação das centrais renováveis, de forma faseada, para período temporal 2020-2050.

Neste trabalho apresentam-se ainda configurações de referência para a instalação de centrais offshore de forma faseada, nas zonas identificadas como adequadas à sua exploração.

No Capítulo “4.1- Planeamento de Injeção de Geração offshore na RNT” foi efetuada a identificação de locais possíveis de instalação das subestações offshore e correspondente cabo submarino (cabo de exportação) de ligação à uma subestação da RNT em terra, respeitando as condicionantes físicas, ambientais e técnicas. O planeamento de injeção de geração offshore na RNT é necessário para o cálculo otimizado dos indicadores económicos, a ser efetuado na Atividade 4, que são sensíveis ao comprimento dos cabos de exportação.

As metodologias em desenvolvimento demonstram capacidade de conduzir aos resultados esperados, as ferramentas em desenvolvimento encontram-se em fase contínua de testes, demonstrando servir os objetivos traçados. Prevê-se a continuidade do seu desenvolvimento no pós-projeto, em particular da interface com o utilizador e seu uso pelas entidades do setor.

Os resultados obtidos e as metodologias desenvolvidas permitirão planejar, programar temporalmente e hierarquizar a instalação de tecnologias renováveis offshore.

6. BIBLIOGRAFIA

- Antunes, T., Antunes, T. A., Santos, P., & Pires, A. (2018). Limitations of HVAC Offshore Cables in Large Scale Offshore Wind Farm Applications. *Advances in Science, Technology and Engineering Systems Journal*, 3(2), 146–156.
- Astariz, S., & Iglesias, G. (2015). Enhancing wave energy competitiveness through co-located wind and wave energy farms. A review on the shadow effect. *Energies*, 8(7), 7344–7366. <https://doi.org/10.3390/en8077344>
- Aw-energy.com. (2018). WaveRoller. Retrieved from <http://aw-energy.com/waveroller/>
- Babarit, A., Hals, J., Muliawan, M. J., Kurniawan, A., Moan, T., & Krokstad, J. (2012). Numerical benchmarking study of a selection of wave energy converters. *ELSEVIER - Renewable Energy*, 41(Renew. Energy), 44–63. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.10.002>
- Bloomberg. (2018). 2H 2017 Wind Turbine Price Index. Retrieved July 17, 2018, from <https://about.bnef.com/blog/2h-2017-wind-turbine-price-index/>
- BVG associates. (2012). Offshore wind cost reduction pathways - Technology work stream, (June), 232. Retrieved from <http://www.thecrownestate.co.uk/media/305086/BVG>
- BVG associates, & InnoEnergy KIC. (2017a). Floating Offshore. 55 technology innovations that will have greater impact on reducing the cost of electricity from European floating offshore wind farms. *Nature Communications*, 4(February). Retrieved from www.innoenergy.com
- BVG associates, & InnoEnergy KIC. (2017b). Future renewable energy costs: offshore wind. *Future Renewable Energy Costs*, 80.
- Candelária, A., & Pontes, M. T. (2008). Mapping the Wave Energy Potential in Portugal, (October), 1–5.
- Castro-Santos, L., Prado-Garcia, G., Costa, P., & Estanqueiro, A. (2013). Methodology to design an economic and strategic offshore wind energy Roadmap in Portugal. *10th Deep Sea Wind R&D Conference*, (January), 168–176.
- Castro-Santos, L., Prado-Garcia, G., Simões, T., & Estanqueiro, A. (2018). Planning of the installation of offshore renewable energies: A GIS approach of the Portuguese roadmap. *ELSEVIER - Renewable Energy*, 132, 1251–1262. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.09.031>
- Castro, R. (2011). *Uma Introdução às Energias Renováveis: Eólica, Fotovoltaica, e Mini-Hídrica*. Lisboa: IST Press. Retrieved from <http://www.engebook.com/2/7204/Uma-Introducao-as-Energias-Renovaveis-Eolica-Fotovoltaica-e-Mini-hidrica>
- Copple, R. W., & Capanoglu, C. (2012). Tension Leg Wind Turbine (TLWT) Conceptual Design Suitable For a Wide Range of Water Depths. *International Design, Engineering and Analysis Services (I.D.E.A.S.) - The International Society of Offshore and Polar Engineers*. Retrieved from <https://www.onepetro.org/conference-paper/ISOPE-I-12-056>
- CorPower Ocean. (2017). The CorPower Wave Energy Converter. Retrieved from <http://www.corpowerocean.com/corpower-technology/corpower-wave-energy-converter/>
- Costa, P., Couto, A., Silva, J., Simões, T., & Estanqueiro, A. (2018). Reavaliação do Potencial Eólico Sustentável em Portugal Continental (2018), (Nota Técnica UER.#101.2018). <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.28834.27840>
- Costa, P., Simões, T., & Estanqueiro, A. (2006). Assessment of the Sustainable Offshore Wind Potential in Portugal. *EWEC European Wind Energy Conference and Exhibition*, 8. Retrieved from http://repositorio.lneg.pt/bitstream/10400.9/1957/1/OWENES_2006_OFFSHORE.pdf
- Dalton, G. J., Alcorn, R., & Lewis, T. (2011). A 10 year installation program for wave energy in Ireland: A case study sensitivity analysis on financial returns. *Renewable Energy*, 40(1), 80–89. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.09.025>
- de Andres, A., Maillet, J., Todalsaug, J. H., Möller, P., Bould, D., & Jeffrey, H. (2016). Techno-economic related metrics for a wave energy converters feasibility assessment. *Sustainability (Switzerland)*, 8(11). <https://doi.org/10.3390/su8111109>
- Deloitte. (2018). Taxas do imposto | Guia Fiscal 2017. Retrieved June 25, 2018, from <http://www.deloitte-guiafiscal.com/irc/taxas-do-imposto>
- DGRM. (2015). *Limites dos estabelecimentos de culturas marinhas (Aquicultura)*. Retrieved from <http://geoportal.snimar.pt/metadados.html?id=eb017219-696b-4d22-ba40-f8a09e5abc79>
- DGT. (2017). Geoportal SNIG. Retrieved August 28, 2017, from <http://snig.dgterritorio.pt/portal/>
- DGT. (2018). Carta Administrativa Oficial de Portugal - Versão 2017. Retrieved May 20, 2018, from http://www.dgterritorio.pt/cartografia_e_geodesia/cartografia/carta_administrativa_oficial_de_portugal_caop/caop_download/carta_administrativa_oficial_de_portugal_versao_2017_em_vigor/
- Djapic, P., Strbac, G., & Centre for Sustainable Electricity and Distributed Generation. (2008). Cost benefit methodology for optimal design of offshore transmission systems. *Berr*, (July), 1–86.
- EDP-Renováveis. (2014). The WindFloat Atlantic Project, (April), 1–22.

- EDP-Renováveis. (2016). WindFloat Atlantic: a step change in turning floating wind commercial, (March). Retrieved from https://ec.europa.eu/maritimeaffairs/maritimeday/sites/mare-emd/files/event-downloads/2016-windfloat_en.pdf
- EMEC. (2018a). CORPOWER OCEAN. Retrieved from <http://www.emec.org.uk/about-us/wave-clients/corpower-ocean/>
- EMEC. (2018b). PELAMIS WAVE POWER. Retrieved from <http://www.emec.org.uk/about-us/wave-clients/pelamis-wave-power/>
- EMEC. (2018c). PRESS RELEASE: CORPOWER DEPLOY C3 WAVE ENERGY CONVERTER AT EMEC. Retrieved from <http://www.emec.org.uk/press-release-corporate/corpower-deploy-c3-wave-energy-converter-at-emec/>
- emepc. (2018). SNIMAR. Retrieved April 2, 2018, from <http://www.snimar.pt/>
- engineering.com. (2015). Siemens 7MW Offshore Wind Turbine: Internal Changes Lead to Increased Performance. Retrieved June 29, 2018, from <https://engineering.com/ElectronicsDesign/ElectronicsDesignArticles/ArticleID/9793/Siemens-7MW-Offshore-Wind-Turbine-Internal-Changes-Lead-to-Increased-Performance.aspx>
- ESRI. (2010). ArcMap 10.0. Retrieved from <https://www.esri.com/en-us/arcgis/about-arcgis/overview>
- European Wind Energy Association. (2011). *Wind in our Sails*. Retrieved from http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/reports/23420_Offshore_report_web.pdf
- Gonzalez-Rodriguez, A. G. (2017). Review of offshore wind farm cost components. *Energy for Sustainable Development*, 37, 10–19. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2016.12.001>
- Hertenstein, J. H., & Mckinnon, S. M. (1997). Solving the puzzle of the cash flow statement. *ELSEVIER - Business Horizons*, 40(1), 69–76. [https://doi.org/10.1016/S0007-6813\(97\)90028-8](https://doi.org/10.1016/S0007-6813(97)90028-8)
- Hywind Scotland. (2018). Hywind Scotland Pilot Park Offshore Wind Farm. Retrieved June 29, 2018, from <https://www.4coffshore.com/windfarms/hywind-scotland-pilot-park-united-kingdom-uk76.html>
- ICNB e ICNF. (2004). *Habitats Naturais - 1170 - Recifes*. Retrieved from <http://www2.icnf.pt/portal/pn/biodiversidade/rn2000/resource/doc/rn-plan-set/hab/hab-1170>
- ICNF. (2017). Áreas Protegidas, Rede Natura e Sítios Ramsar - Portugal continental. Retrieved October 5, 2017, from <http://www2.icnf.pt/portal/pn/biodiversidade/cart>
- ICNF. (2018). Man and the Biosphere (MaB). Retrieved June 18, 2018, from <http://www2.icnf.pt/portal/pn/biodiversidade/ei/MaB>
- IEA, & NEA. (2015). *Projected Costs of Generating Electricity - 2015 Edition*. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Retrieved from <https://www.oecd-neo.org/ndd/pubs/2015/7057-proj-costs-electricity-2015.pdf>
- IHI Markit. (2018). Steel Price Forecast and Market Outlook. Retrieved July 20, 2018, from <https://ihsmarkit.com/solutions/steel-forecast.html>
- INE. (2018). Atualização de Valores com Base no IPC. Retrieved July 16, 2018, from <https://ine.pt/xportal/xmain?xpid=INE&xpgid=ipc>
- InnoEnergy KIC. (2017). HiWave. Retrieved from <http://www.innoenergy.com/innovationproject/our-innovation-projects/hiwave/>
- Instituto Hidrográfico. (2010). Carta dos Sedimentos Superficiais da Plataforma Continental Portuguesa. Retrieved April 20, 2018, from <http://www.hidrografico.pt/carta-sedimentos-superficiais.php>
- IPMA. (2016). *WMS Complexos Recifais ao largo da costa Portuguesa*. Retrieved from <http://geoportal.snimar.pt/metadados.html?id=14742120-52d8-4878-8804-a56a27762341>
- Ivan Shumkov. (2015). Van Oord installs last foundation for Gemini offshore wind farm. Retrieved from <https://renewablesnow.com/news/van-oord-installs-last-foundation-for-gemini-offshore-wind-farm-497990/>
- Kling, W., Bresesti, P., & Valadè, I. (2005). Transmission systems for offshore wind farms in the Netherlands. *Copenhagen Offshore Wind 2005 Conference*, (October), 1–7. Retrieved from http://wind.nrel.gov/public/SeaCon/Proceedings/Copenhagen.Offshore.Wind.2005/documents/papers/Grid_connection/W.Kling_Transmission_systems_for_offshore_wind_farms.pdf
- Lakshmanan, P., Liang, J., & Jenkins, N. (2015). Assessment of collection systems for HVDC connected offshore wind farms. *Electric Power Systems Research*, 129, 75–82. <https://doi.org/10.1016/j.epr.2015.07.015>
- Lien, K. H. (2016). Hywind Scotland – Marine Operations.
- LNEG. (2016). *Planeamento do aproveitamento das energias renováveis offshore em Portugal - Offshore-Plan; Candidatura PO-Seur 01-2016-36 - Memória Descritiva*.
- Maciel, J. G. (2010). The WindFloat Project. *Conference Atlantic Forum, EDP-Inovaç(May)*, 1–37. Retrieved from http://www.wavec.org/client/files/11_Joao_Maciel.pdf
- Maciel, J. G., & EDP-Renováveis. (2012). The WindFloat Project - Deep Offshore Wind - an opportunity for Europe. *Conference Atlantic Forum*, 1–37. Retrieved from http://www.wavec.org/client/files/11_Joao_Maciel.pdf
- MathWorks. (2018). MATLAB. Retrieved June 25, 2018, from <https://www.mathworks.com/products/matlab.html>
- MHI Vestas Offshore Wind. (2018). Parkwind and MHI Vestas Join Forces for Northwester 2 in Belgium. Retrieved from <http://www.mhivestasoffshore.com/parkwind-and-mhi-vestas-join-forces/>
- Möller, P., & CorPower Ocean. (2017). Wave Power Take Off: Have we cracked it? *Ocean Energy Europe*, (October).
- Musial, W., Butterfield, S., & Ram, B. (2006). Energy From Offshore Wind. *Offshore Technology Conference*, 1–11. <https://doi.org/10.4043/18355-MS>

- Myhr, A., Bjerkseter, C., Ågotnes, A., & Nygaard, T. A. (2014). Levelised cost of energy for offshore floating wind turbines in a lifecycle perspective. *Renewable Energy*, 66, 714–728. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.01.017>
- Ng, C., & Ran, L. (2016). *Offshore Wind Farms - Technologies, Design and Operation*. (C. Owen, J. Hayton, A. White, O. Mukhtar, & V. P. Esser, Eds.). Elsevier Ltd.
- O'Connor, M., Lewis, T., & Dalton, G. (2013). Operational expenditure costs for wave energy projects and impacts on financial returns. *Renewable Energy*, 50, 1119–1131. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2012.08.059>
- OffshoreWind.net. (2017). Offshore Wind Turbine Foundations- Current & Future Prototypes. Retrieved from <http://offshorewind.net/offshore-wind-turbine-foundations-current-future-prototypes/>
- OMIP. (2018). Dados de Mercado. Retrieved April 26, 2018, from <https://www.omip.pt/pt-pt/market-data/spot?date=2018-01-05&zone=PT>
- PEC-UE. (2008). Directive 2008/56/EC - Diretiva-Quadro "Estratégia Marinha." *PARLAMENTO EUROPEU E O CONSELHO DA UNIÃO EUROPEIA - Official Journal of the European Union*, PT, 19–40. Retrieved from <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32008L0056&from=PT>
- Pohl, D. M. (2013). The BAW's new field of activity "offshore" started six years ago. Retrieved June 29, 2018, from <https://www.baw.de/EN/geotechnik/projekte/projekte.html?id=baw-seit-sechs-jahren-auch-offshore-aktiv>
- PORDATA, & BP. (2018a). Taxas de juro sobre novas operações de empréstimos (média anual) a empresas: total e por escalão de crédito. Retrieved from [https://www.pordata.pt/Portugal/Taxas+de+juro+sobre+novas+operações+de+empréstimos+\(média+anual\)+a+empresas+total+e+por+escalão+de+crédito-2847-244821](https://www.pordata.pt/Portugal/Taxas+de+juro+sobre+novas+operações+de+empréstimos+(média+anual)+a+empresas+total+e+por+escalão+de+crédito-2847-244821)
- PORDATA, & BP. (2018b). Taxas de rendibilidade de obrigações do tesouro. Retrieved June 29, 2018, from <https://www.pordata.pt/Portugal/Taxas+de+rendibilidade+de+obrigações+do+tesouro-2803>
- PORDATA, & DGEG/Mec. (2018). Total Consumo de energia eléctrica por tipo de consumo do 2016. Retrieved May 22, 2018, from <https://www.pordata.pt/Portugal/Consumo+de+energia+eléctrica+total+e+por+tipo+de+consumo-1124>
- Portaria n.º 202/2015. (2015). *Diário Da República*, 2.ª série(N.º 132 — 12 de julho de 2016), 21436. Retrieved from <https://dre.pt/application/file/74925236>
- Prado-Garcia, G., & Castro-Santos, L. (2013). Roadmapping Offshore Renewables in Portugal. Methodologies for Design, Monitor and Update Strategic Roadmaps: Application to Marine Energy Development in Portugal. *LNEG*, (January).
- Previsic, M., Siddiqui, O., Bedard, R., & Hagerman, G. (2004). System level design, performance and costs for San Francisco California Pelamis offshore wave power plant. *Power*.
- Principle Power. (2017). WindFloat Pacific Project. Retrieved from <https://www.osti.gov/servlets/purl/1339449>
- REN. (2017). Mapa da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade. Retrieved April 15, 2018, from [https://www.ren.pt/files/2017-05/2017-05-04143651_f7664ca7-3a1a-4b25-9f46-2056eef44c33\\$72f445d4-8e31-416a-bd01-d7b980134d0f\\$54dd00f8-4b0c-4196-996a-baef3f764b14\\$\\$storage_image\\$\\$pt\\$1.jpg](https://www.ren.pt/files/2017-05/2017-05-04143651_f7664ca7-3a1a-4b25-9f46-2056eef44c33$72f445d4-8e31-416a-bd01-d7b980134d0f$54dd00f8-4b0c-4196-996a-baef3f764b14$$storage_image$$pt$1.jpg)
- REN. (2018). Caracterização da rede nacional de transporte para efeitos de acesso à rede. Situação a 31 de Dezembro de 2017, 72. Retrieved from <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/CaracterizacaoRNT/Caracteriza??o da RNT 31-12-2014.pdf>
- Resolução do Conselho de Ministros n.º 174/2017. (2017). *Diário Da República*, 1.ª Série — N.º 172 — 5 de Setembro de 2017, 6176–6188.
- Rummelhoff, I. (2017). World's first floating wind farm has started production. Retrieved June 29, 2018, from <https://www.equinor.com/en/news/worlds-first-floating-wind-farm-started-production.html>
- Sánchez, M. C. (2011). Sistema de Monitorización y Supervisión de Una Boya Para Generación de Energía Undimotriz. *Universitat Politècnica de Catalunya*.
- Sarabia, A. F., & Espallargas, C. A. (2010). Assessment of 42 Km , 150 kV AC submarine cable at the Horns Rev 2 HVAC wind farm. *Department of Energy Technology, Aalborg University*.
- Sclavounos, P. D., Tracy, C., & Lee, S. (2007). *Floating Offshore Wind Turbines: Responses in a Seastate, Pareto Optimal Designs and Economic Assessment. International Conference on Offshore* <https://doi.org/10.1115/OMAE2008-57056>
- Senvion. (2018). Senvion 6.2M126. Retrieved July 9, 2018, from <https://senvion.com/global/en/products-services/wind-turbines/6xm/62m126/>
- Short, W., Packey, D., & Holt, T. (1995). A manual for the economic evaluation of energy efficiency and renewable energy technologies. *NREL - National Renewable Energy Laboratory*, 2(March), 120. <https://doi.org/NREL/TP-462-5173>
- Siemens. (2015). Siemens Increases Power Output of Direct Drive Offshore Wind Turbine. Retrieved June 29, 2018, from [https://siemens.com/press/en/pressrelease/?press=en/pressrelease/2015/windpower-renewables/pr2015030149wpn.htm&content\[\]=WP](https://siemens.com/press/en/pressrelease/?press=en/pressrelease/2015/windpower-renewables/pr2015030149wpn.htm&content[]=WP)
- Siemens Gamesa. (2017). SWT-6.0-154 - Offshore Wind Turbine. Retrieved June 29, 2018, from <https://www.siemensgamesa.com/en-int/products-and-services/offshore/wind-turbine-swt-6-0-154>
- Silva, C. A. S., Matias, S., Mafrá, C., Sim-Sim, F., Estaqueiro, A., Simões, T., ... Cardoso, A. (2011). RoadMap para as Energias Renováveis Offshore em Portugal.
- Silva, N., Fernandes, M., Marujo, R., Simões, T., Costa, P., & Estanqueiro, A. (2011). Roadmap para as energias renováveis offshore em Portugal.
- Statoil. (2016). Hywind Scotland Park - Brochure, 300. Retrieved from <http://www.statoil.com/en/TechnologyInnovation/NewEnergy/RenewablePowerProduction/Offshore/HywindScotland/Pages/default.aspx?redirectShortUrl=http://www.statoil.com/HywindScotland>

- Statoil. (2018). Building Hywind. Retrieved from <https://www.equinor.com/en/magazine/hywind-oil-industry-expertise.html>
- SWAY AS. (2018). SWAY Concept. Retrieved June 29, 2018, from <http://www.sway.no/?page=166>
- The Crown Estate. (2010). A Guide to an Offshore Wind Farm. *A Guide to an Offshore Wind Farm Published on Behalf of the Crown Estate*. Retrieved from <https://www.thecrownestate.co.uk/media/5408/ei-a-guide-to-an-offshore-wind-farm.pdf>
- The Crown Estate. (2012). Offshore wind cost reduction pathways - Finance work stream, (May), 232. Retrieved from http://www.thecrownestate.co.uk/media/305086/BVG_OWCPRP_technology_work_stream.pdf
- Tian, C., Luo, X., Dong, J., Chen, B., & Yuan, J. (2017). Voltage and reactive power optimisation of offshore wind farms based on terminal voltage control mode of DFIG, 2017(October), 874–879. <https://doi.org/10.1049/joe.2017.0455>
- University of Strathclyde. (2015). The Practicality and Challenges of Using XL Monopiles for Offshore Wind Turbine Substructures. Retrieved July 18, 2018, from http://esru.strath.ac.uk/EandE/Web_sites/14-15/XL_Monopiles/technical.html
- Vattenfall UK. (2018). Suction bucket jacket foundations. Retrieved July 2, 2018, from <https://corporate.vattenfall.co.uk/projects/wind-energy-projects/european-offshore-wind-deployment-centre/construction/suction-bucket-jacket-foundations/>
- Vestas. (2011). Vestas V164-8.0MW. <https://doi.org/10.2012-EN>
- Vestas Wind Systems. (2011). Introducing the V164-7.0 MW.
- Wavec. (2006). OWC Pico Power Plant. Retrieved from <http://www.pico-owc.net/>
- WindPlus. (2017). The WindFloat Project. *European Leadership in Renewables — Funding Innovation*, (Sustainable Energy Week-European Commission), 1–37. Retrieved from http://www.wavec.org/client/files/11_Joao_Maciel.pdf
- WindPlus, Wavec, & Júlio de Jesus Consultores. (2018). CENTRAL EÓLICA OFFSHORE WINDFLOAT ATLANTIC - RELATÓRIO DE CONFORMIDADE AMBIENTAL DO PROJETO DE EXECUÇÃO (RECAPE) Vol. 2 – Relatório Base. *Consulta Pública*, 2.