



Laboratório Nacional de Energia e Geologia, I.P.

UNIDADE DE ENERGIAS RENOVÁVEIS E INTEGRAÇÃO DE SISTEMAS DE ENERGIA

PLANEAMENTO DAS ENERGIAS RENOVÁVEIS OFFSHORE EM PORTUGAL

D4.2 - Cenarização do escoamento de energia produzida pelos sistemas de conversão de energia renovável offshore

LNEG, Setembro 2019

Joaquim Duque, António Couto e Duarte Santos

Resumo

O presente documento foi elaborado pelo Laboratório Nacional de Energia e Geologia, I.P. (LNEG) como parte das atividades de R&D do projeto POSEUR-01-1001-FC-000007 "OffshorePlan - Planeamento do Aproveitamento das Energias Renováveis Offshore em Portugal". De acordo com o plano de atividades da Tarefa 4 - "Desenvolvimento de modelos matemáticos de otimização técnico-económica de cenários de evolução do sector renovável offshore", este relatório tem como objetivo apresentar as soluções do planeamento otimizado da instalação da geração offshore (eólica e de ondas) para as cenarizações impostas no modelo matemático apresentadas no D4.1 – Definição de cenários de otimização.

As soluções apresentadas visam auxiliar na identificação dos locais tecnicamente viáveis mediante diferentes funções objetivo. Para tal concorrem, designadamente, a minimização da necessidade do reforço da rede elétrica, a proximidade da geração de energia aos grandes centros consumidores, a identificação das regiões e tecnologias com elevado potencial para a recuperação do investimento e a concretização ou apoio, pelas entidades regionais ou locais, de estratégias de desenvolvimento de novos *clusters* industriais ligados às energias renováveis *offshore*.

Assim, o modelo matemático desenvolvido otimiza *i*) a localização e o escalonamento temporal das instalações e *ii*) a integração de geração *offshore* na rede e no sistema elétrico, através da identificação das tecnologias técnica e economicamente mais adequadas à costa portuguesa.

Índice

Res	umo		2
Índi	ce		3
1.	Introdu	ıção	4
2.	Model	o OREOL – Localização ótima da geração de energia renovável offshore	5
3.	Model	o OREOL – Dados	8
	3.1.	Identificação da capacidade de receção da Rede Nacional de Transporte	8
	3.2.	Evolução da capacidade da geração de energia renovável offshore	10
	3.3.	Identificação da potência máxima injetável nas subestações da RNT	1′
4.	Definio	ção dos cenários	12
	4.1.	Parâmetros comuns dos cenários	13
5.	Result	ados obtidos	14
	5.1.	Cenário A – Minimização do custo total da geração offshore	14
	5.2.	Cenário B – Reforço do abastecimento das zonas de grande consumo	15
	5.2.1.	Caso 1 (Cenário B.I)	15
	5.2.2.	Caso 2 (Cenário B.II)	17
	5.2.3.	Caso 3 (Cenário B.III)	19
	5.2.4.	Caso 4 (Cenário B.IV)	21
	5.2.5.	Comparação dos resultados do Cenário B	23
	5.3.	Cenário C – Minimização do custo vs. maximização da geração offshore	26
	5.4.	Cenário D - Minimização do custo da geração offshore com aumento significativo da	
	capac	idade de injeção na RNT	28
	5.5.	Síntese dos resultados dos cenários analisados	30
6.	Notas	finais	32
Ref	erências)	34
Ane	xo A – I	Modelo matemático	35
A	.1.1: In	trodução ao modelo matemático	35
A	.1.2: M	odelo matemático4	10
Ane	xο B – \	/alores estatísticos da otimização	46

1. Introdução

O presente relatório de progresso foi desenvolvido pelo Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG) como parte das atividades de R&D do projeto *OFFSHORE-Plan: PLANEAMENTO DAS ENERGIAS RENOVÁVEIS OFFSHORE EM PORTUGAL*. De acordo com o plano de atividades da Tarefa 4 - "Desenvolvimento de modelos matemáticos de otimização técnico-económica de cenários de evolução do sector renovável offshore", o objetivo principal deste relatório passa pela apresentação das soluções do planeamento otimizado da instalação da geração offshore (eólica e de ondas). Estas soluções foram obtidas para as cenarizações impostas no modelo matemático e apresentadas em detalhe no relatório *D4.1 - Definição de cenários de otimização* [1].

Os modelos matemáticos desenvolvidos neste trabalho, visam a programação (temporal) otimizada da instalação de tecnologias *offshore*, em especial, os aproveitamentos de tecnologias de produção de energia eólica *offshore* e das ondas, recorrendo às tecnologias mais promissoras na costa portuguesa - tendo em consideração aspetos como:

- adequabilidade técnica (e.g., profundidade passível de instalação) de cada tecnologia e respetivos potenciais;
- caracterizações técnico económicas das diferentes tecnologias;
- pontos de interligação à rede elétrica nacional, e potências de ligação disponíveis;
- cenários de crescimento da capacidade instalada no horizonte temporal considerado.

O fluxograma dos principais dados e passos do modelo matemático de otimização técnico-económica de cenários de evolução da instalação do setor renovável *offshore* desenvolvido neste projeto é apresentado na Figura 1. O modelo implementado permite a otimização de diversos casos de estudo sem necessitar de alterar o núcleo do modelo matemático, sendo apenas necessário modificar as parametrizações de entrada.

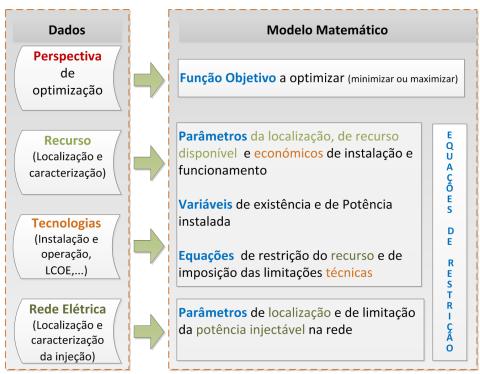


Figura 1. Fluxograma dos principais dados e passos do modelo matemático de otimização técnico-económica de cenários de evolução da instalação do setor renovável *offshore*.

Na secção 2 são explicitados os considerandos gerais definidos para a implementação da produção renovável offshore, na seção 3 são apresentados os dados usados para a definição do caso de estudo acompanhados duma breve descrição da metodologia aplicada. Na secção 4 é apresentada a motivação conducente aos diferentes cenários abordados neste trabalho. Os resultados obtidos para os diferentes cenários são apresentados e comentados na secção 5. Por fim, na secção 6 algumas notas finais sobre os resultados obtidos, limitações encontradas e sugestões para desenvolvimentos futuros são providenciadas.

Complementarmente, no anexo A apresenta-se em detalhe a versão final¹ do modelo *OREOL* - *Localização ótima da geração de energia renovável Offshore,* nomeadamente, as equações estabelecidas com base nas premissas definidas no projeto e no anexo B os valores estatísticos correspondentes às execuções do modelo para cada cenário e teste de sensibilidade.

2. Modelo OREOL – Localização ótima da geração de energia renovável offshore

Conceptualmente, o modelo matemático usa uma representação discreta no tempo, com intervalos anuais ao longo do horizonte temporal imposto. De acordo com o plano de trabalhos, o modelo de base inicial foi adaptado aos requisitos resultantes do trabalho entretanto desenvolvido nas outras atividades

¹ A análise detalhada dos resultados permitiu refinar algumas das restrições para evitar soluções menos práticas de implementar.

do projeto que permitiram, entre outros, mapear o recurso existente, identificar o tipo de instalação possível de instalar ao longo da costa Portuguesa, selecionar as zonas para exploração da geração offshore, identificar os possíveis pontos de injeção na rede elétrica nacional e a respetiva capacidade, além de definir todo o conjunto de valores necessários à parametrização do modelo, *i.e.*, definição do caso de estudo. De seguida apresentam-se algumas das premissas consideradas no modelo:

- Para cada zona é usado um "layout" de nove localizações para instalação de unidades de produção renovável, conectadas por cabos elétricos a uma localização central (o centroide da zona);
- A localização central liga toda a zona a um ou dois pontos de injeção vizinhos;
- A energia gerada pode ser injetada em onze pontos ao longo da costa Portuguesa tendo em consideração as respetivas potências de injeção²;
- Assume-se que, independentemente do tipo de recurso a explorar, a capacidade offshore a instalar em cada local disponível é de 50 MW com todos os n elementos necessários para atingir essa capacidade a serem instalados em simultâneo;
- A capacidade de instalação anual das unidades offshore é limitada a 15 unidades;
- O modelo permite a escolha entre uma conexão em corrente alternada (CA) ou corrente contínua (CC) para transportar a energia gerada de um conjunto predeterminado de locais offshore até pontos de injeção predefinidos da rede elétrica de transporte/distribuição em território continental;
- Dado não se dispor da projeção futura do conjunto de valores de instalação e manutenção ou
 dos fatores de evolução tecnológica, os valores do LCOE (acrónimo inglês para "Levelized Cost
 Of Energy) são mantidos constantes ao longo de todo o horizonte temporal;
- A ligação elétrica à rede nacional de transporte de energia é considerada da responsabilidade do operador do sistema e, como tal, não diretamente suportada pelos investidores³.

O modelo permite com base em diferentes funções objetivo (e.g., a minimização dos custos globais dos diversos elementos instalados) definir o escalonamento ótimo da instalação da geração renovável offshore para os diversos cenários considerados. Além das equações que definem as possíveis funções objetivo (OF), as limitações técnicas (e.g., capacidade de transporte nos cabos de conexão) são impostas como um conjunto de restrições (desigualdades). Na Figura 2 apresenta-se a localização de alguns elementos conceptuais para o planeamento otimizado da instalação da geração offshore.

² Informação disponível nos relatórios anuais do operador da Rede Elétrica Nacional (REN).

³ O custo suportado pelos promotores é refletido no modelo mediante a introdução de úma taxa do transporte de energia nessas ligações.

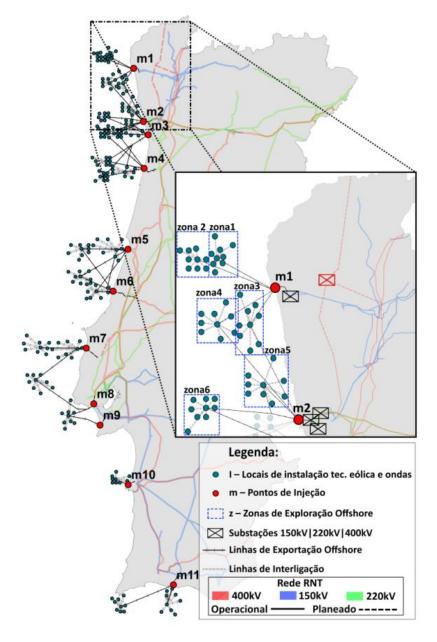


Figura 2. Mapa ilustrativo da localização e de alguns elementos conceptuais adotadas neste projeto.

Assim, de acordo com a informação apresentada anteriormente o modelo permite identificar anualmente as localizações dos parques de 50 MW, *I (pontos verde)*, inseridos na zona de exploração *z* (região englobada pelos retângulos azuis que é composta por nove parques – *I*₁, ..., *I*₉ perfazendo um total de 450 MW de capacidade), que são ligados, através de *I*₁ (ponto central de cada *z*), ao(s) ponto(s) de injeção *m* localizado perto da costa. Estes pontos de injeção encontram-se conectados a uma subestação da rede nacional de transporte (RNT). Cada *z* é conectado no máximo a dois *m* através de um cabo AC ou DC (linha preta contínua), as possíveis ligações são definidas *a priori*. Para cada *I* são identificados os parâmetros técnico-económicos de cada uma das tecnologias analisadas neste projeto (e.g., LCOE, viabilidade técnica para exploração). Assim, as soluções do problema de otimização permitem selecionar os locais que apresentam maior benefício para a economia nacional, definindo as

regiões, e o escalonamento da instalação integrada das diversas tecnologias que permitam uma rápida e segura recuperação do investimento.

Para fins computacionais, são adotadas as unidades monetárias de um milhão de euros (M €) para todos os custos e lucros, o megawatt (MW) para todas as capacidades de energia e o megajoule (MWh) para a energia produzida.

O modelo matemático final, que conduz a um problema do tipo *Mixed Integer Linear Programming* (MILP), foi implementado no *software* GAMS num computador, equipado com um processador Intel Corel7-3820 a 3.6GHz e 16GB de memória RAM, no sistema operativo Windows 7 Professional. As soluções obtidas resultam da otimização, com um critério de paragem a menos de 1% do ótimo global, do modelo matemático final. A apresentação detalhada do modelo matemático final foi remetida para o anexo A. De referir que a ordem de apresentação das equações segue a sua funcionalidade no modelo. O modelo apresentado não contabiliza *i)* diretamente os custos das conexões entre o continente e cada zona de exploração sendo usada, em alternativa, uma taxação do transporte de energia, correspondente a 25% do custo total desses cabos - este valor é integrado no cálculo do custo total, contudo, não entra para o cálculo dos custos do LCOE; e *ii)* nem as taxas associadas ao financiamento dos projetos nem os impostos dos mesmos⁴ são consideradas nesse cálculo

3. Modelo OREOL - Dados

3.1. Identificação da capacidade de receção da Rede Nacional de Transporte

A identificação da capacidade de receção disponível na Rede Nacional de Transporte (RNT) para escoamento da energia elétrica produzida pelos sistemas de energia renovável *offshore* é crucial para o planeamento otimizado das futuras instalações. Nesse sentido, na tarefa 3 deste projeto [2], procedeuse a um levantamento exaustivo da informação sobre a *i*) RNT e *ii*) distribuição espacial do consumo de energia elétrica em Portugal – Figura 3.

⁴ Contrariamente ao estabelecido na tarefa 3 deste projeto, nesta tarefa optou-se por não incluir os custos associados ao financiamento do projeto. Adicionalmente, neste caso, apenas 25% do custo dos cabos de ligação à REN instalados foram considerados. Neste sentido, em comparação com a tarefa 3, os valores de LCOE apresentados neste relatório são substancialmente mais reduzidos e devem apenas ser usados numa base comparativa entre os diferentes cenários.

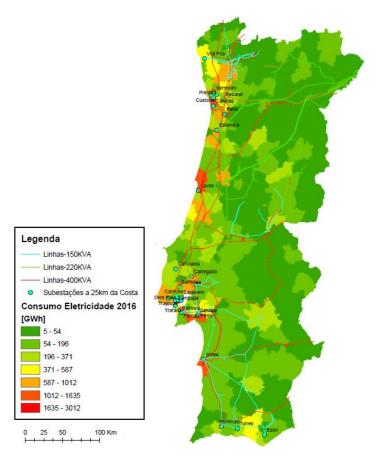


Figura 3. Sobreposição da RNT e subestações a 25km da linha de costa no mapa de consumo de eletricidade 2016 por concelho.

Como base nesta informação e com o objetivo de triar as zonas de interesse com possibilidade de injeção na RNT, foram selecionados locais perto da costa através dos seguintes critérios:

- Potencial energético renovável disponível para as diferentes tecnologias.
- Distância entre subestações da RNT à costa inferior a 25 km.
- 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, até uma profundidade de 50 metros têm de estar enterrados;
- A localização dos cabos evita zonas rochosas e áreas protegidas.

Foram igualmente definidos os pontos de interligação *offshore*, com a possibilidade de ligação de várias centrais *offshore*, além da definição do respetivo ponto de interligação na costa. Adicionalmente, os respetivos traçados dos cabos *onshore* de conexão dos pontos de interligação na costa às subestações da RNT foram conjeturados, recorrendo a imagens de satélite através dos seguintes critérios:

Evitar zonas urbanas.

- Seguir estradas de terra, municipais, nacionais e/ou autoestradas.
- Tracado com menor comprimento possível.

Na Figura 4 apresenta-se o planeamento estabelecido neste projeto do traçado *i*) dos cabos submarinos de transporte da geração *offshore* para a RNT e *ii*) de conexão dos pontos de interligação na costa às subestações da RNT. Estes resultados encontram-se apresentados e discutidos de forma exaustiva em [2].

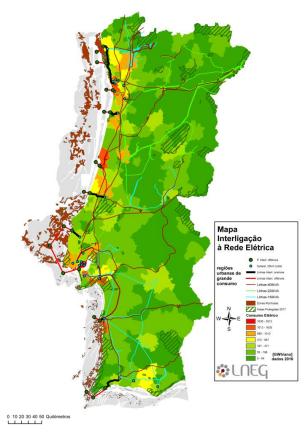


Figura 4. Planeamento injeção offshore na RNT - Portugal Continental.

Com base nas localizações anteriormente definidas e nas premissas identificadas na secção 2, processaram-se todos os parâmetros descritos na secção seguinte para alimentar o modelo.

3.2. Evolução da capacidade da geração de energia renovável offshore

Na Figura 5 são apresentados os valores do escalonamento anual imposto à instalação das unidades de geração de energia renovável *offshore*, usados na otimização do modelo matemático, para os recursos eólicos e das ondas ao longo da costa portuguesa para o horizonte temporal de 2020 a 2050. Estes valores impostos foram estimados tendo em consideração os indicadores apresentados no PNEC 2030 cenário "42% RES". Uma vez que estes indicadores são apenas disponibilizados até 2040, o restante período foi estimado com base no crescimento linear identificado no período compreendido entre 2020 e 2040.

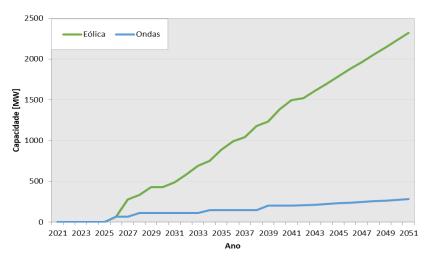


Figura 5. Valores do escalonamento anual imposto à instalação das unidades de geração de energia renovável offshore.

Como pode verificar-se na figura anterior, considera-se que no período de 2020 a 2024 não são instaladas unidades de geração de energia renovável offshore, i.e., não se impõe a entrada em funcionamento de unidades para exploração do recurso offshore por se considerar estarem a decorrer a elaboração e aprovação do projeto bem como a instalação das respetivas estruturas offshore. Os valores apresentados são considerados como valores mínimos a instalar sendo permitido um sobredimensionamento de até 50 MW adicionais. As tecnologias consideradas para exploração do recurso eólico offshore e das ondas, respetivamente, são apresentadas na Tabela 1. Uma descrição detalhada sobre estas tecnologias pode ser obtida em [2].

Tabela 1. Tecnologias analisadas neste trabalho.

Tipo de recurso	Tipo de tecnologia	Abreviatura
	WindFloat	WF. _{Eól.}
Eólica offshore	Hywind	Hyw. _{Eól.}
Eolica olistiore	Monopile	Mono. _{Eól.}
	Jacket	Jack. _{Eól.}
	Conversor de energia das ondas com dois corpos oscilando em arfagem (<i>Floating two-body heaving converter</i>)	F2HB _{Ond.}
Ondas	Conversor de energia das ondas tipo "pala oscilante" assente no fundo (<i>Bottom-fixed oscillating flap converter</i>)	BOF _{Ond.}
	Coluna de água oscilante do tipo BBDB (Floating oscillation water column converter)	FOWC _{Ond.}

3.3. Identificação da potência máxima injetável nas subestações da RNT

Os valores da potência máxima injetável nas subestações da RNT ao longo da costa portuguesa (que foram considerados constantes ao longo do horizonte temporal) são apresentados na Figura 6.

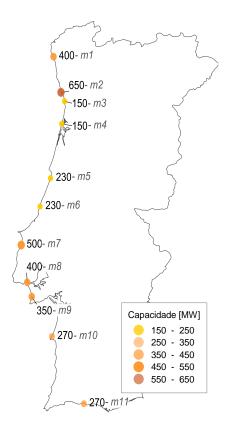


Figura 6. Potência máxima injetável em onze pontos de injeção plausíveis identificados no projeto.

4. Definição dos cenários

Os cenários definidos pretendem auxiliar *i*) as entidades licenciadoras na identificação dos locais que apresentam maior benefício para a economia nacional, numa perspetiva de minimização dos reforços da rede elétrica e proximidade entre a geração de energia e os grandes centros consumidores (*e.g.*, áreas urbanas); *ii*) os investidores a conhecer as regiões e tecnologias que lhes permitem uma rápida e segura recuperação do investimento; *iii*) as entidades regionais e locais a concretizar ou reforçar as estratégias de desenvolvimento de novos *clusters* industriais ligados às energias renováveis *offshore*.

Cenário A – Minimização do custo total da geração offshore

Neste cenário é usada como função objetivo "**custo total**", que calcula os custos totais da geração offshore de energia acrescidos de 25% do custo de instalação dos cabos usados para ligação à rede nacional de transporte de energia. Com LxD = 0, isto é, sem imposição do valor mínimo de potência offshore a instalar na proximidade de Lisboa⁵.

⁵ Resultados preliminaries permitiram identificar a eventual necesssidade de reforço apenas para a área metropolitana de Lisboa.

• **Cenário B** – Reforço do abastecimento das zonas de grande consumo

Neste cenário é analisada a sensibilidade das soluções à variação dos valores mínimos de potência offshore impostos à instalação na proximidade de Lisboa. Para este cenário foram estudados quatro casos:

- Caso 1 (Cenário B.I) Minimiza o custo total⁶, impõe uma variação dos valores mínimos de potência offshore à instalação na proximidade de Lisboa de 0 MW a 1200 MW com um passo de 100 MW.
- Caso 2 (Cenário B.II) Minimiza o custo total, impõe uma variação dos valores mínimos de potência offshore à instalação na proximidade de Lisboa de 600 MW a 1200 MW com um passo de 50 MW.
- Caso 3 (Cenário B.III) Minimiza o número de cabos de injeção instalados, impõe uma variação dos valores mínimos de potência offshore impostos à instalação na proximidade de Lisboa de 0 MW a 1200 MW com um passo de 100 MW.
- Caso 4 (Cenário B.IV) Minimiza o número de cabos de injeção instalados, impõe uma variação dos valores mínimos de potência offshore impostos à instalação na proximidade de Lisboa de 600 MW a 1200 MW com um passo de 50 MW.
- Cenário C Minimização do custo versus maximização da geração offshore

Este cenário permite proceder a uma análise comparativa das soluções obtidas para dois casos:

- Caso 1 (Cenário C.I) Minimiza a custo total, com imposição do valor de LxD = 1000 MW.
- Caso 2 (Cenário C.II) Maximiza a produção total, que calcula o total da energia produzida em offshore durante todo o horizonte temporal, com LxD = 1000 MW.
- Cenário D Minimização do custo da geração offshore com aumento significativo da capacidade de injeção na RNT

Este cenário permite, tal como no anterior, proceder a uma análise comparativa das soluções obtidas considerando uma capacidade de 1000 MW para todos os pontos de injeção na RNT, impondo uma variação dos valores mínimos de potência *offshore* na proximidade de Lisboa de 0 MW a 1200 MW, com um passo de 100 MW.

4.1. Parâmetros comuns dos cenários

Neste trabalho foram usados um conjunto de fatores comuns cujos valores são:

Nome	Descrição	Valor
rD	Discount rate, valor adimensional usado no cálculo do LCOE	0.065
HT	Número de anos no horizonte temporal [anos]	31

⁶ O custo total contempla os custos totais de geração acrescidos de 25% do custo dos cabos de ligação à REN instalados.

LS	Define o tempo de vida útil das instalações/equipamentos [anos]	25
DeltCap	Valor limite do $\textit{overflow}$ da potência a instalar $[MW]$	50
Nmbr I	Valor limite do número de instalações offshore anuais	15
<i>NMaxC</i>	Valor máximo do número de cabos de ligação à RNT	44
Eval	Valor pago pela energia offshore [$€MW^{-1}$]	140
XCabl	Parte do custo do cabo de ligação à RNT imputado ao transporte de energia	0.25
LxD	Imposição da potência offshore mínima instalada nos pontos de injeção perto de	0 a 1200
LXD	Lisboa ($m7 - m9$, na Figura 2) [MW]	

O valor de *LxD* é usado com valor diferente de zero apenas para os cenários com reforço do abastecimento das zonas de grande consumo. Dispensou-se a imposição de um fator equivalente para a zona do grande Porto por se ter verificado que a configuração do caso de estudo usado já conduz naturalmente a valores que permitem dispensar essa imposição.

5. Resultados obtidos

Os resultados da otimização foram escritos num ficheiro de texto, para pós processamento e apresentação sob forma, gráfica, enquanto os valores estatísticos, referentes à execução do modelo, são passados para um ficheiro de Excel (estes resultados são apresentados no Anexo B). Este procedimento permitiu o processamento, *a posteriori*, em *Matlab*® do conjunto de ficheiros referentes a cada um dos cenários.

5.1. Cenário A – Minimização do custo total da geração offshore

Neste cenário sem imposição do valor mínimo de potência *offshore* na proximidade de Lisboa, isto é, com *LxD* = 0, é usada a função objetivo **custo total**, que calcula os custos totais da geração *offshore* de energia acrescidos dos respetivos custos de transporte. Estes últimos custos são estipulados *a priori* e cobrem, ao fim do horizonte temporal de 31 anos, 25% do custo de instalação dos cabos de ligação das zonas de exploração *offshore* à rede nacional de transporte de energia.

Na apresentação dos resultados deste cenário optou-se apenas pela forma gráfica (Figura 7 e Figura 8) podendo os respetivos valores numéricos otimizados ser consultados na primeira linha da Tabela 2 (cenário B).

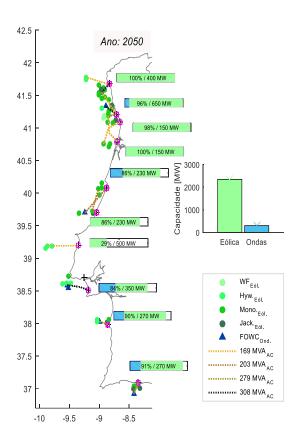


Figura 7. Instalação da produção renovável offshore no final do horizonte temporal (cenário A).

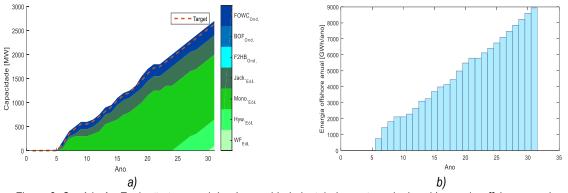


Figura 8. Cenário A - Evolução temporal da *a*) capacidade instalada por tecnologia e *b*) energia *offshore* gerada anualmente.

5.2. Cenário B – Reforço do abastecimento das zonas de grande consumo

Neste cenário é analisada a sensibilidade das soluções à variação dos valores mínimos de potência offshore impostos à instalação na proximidade de Lisboa considerando os quatros casos descritos no capítulo 4.

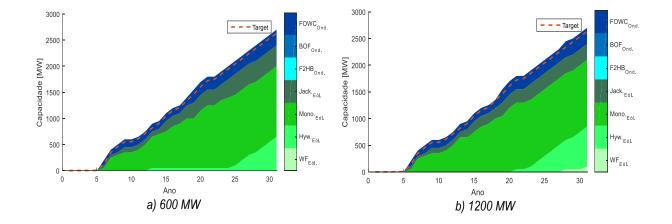
5.2.1. Caso 1 (Cenário B.I)

Este caso de estudo apresenta os resultados para a minimização do **custo total**, impondo uma variação dos valores mínimos de potência *offshore* a instalar na proximidade de Lisboa de 0 MW a 1200 MW

com um passo de **100 MW**. Na Tabela 2 apresenta-se um resumo dos principais indicadores obtidos e nas Figura 9 - Figura 11 são disponibilizados resultados mais detalhados da solução obtida.

Tabela 2. Sensibilidade aos valores de potência a instalar na proximidade de Lisboa (de 0 a 1200 MW). A primeira linha corresponde ao cenário A – Minimização do custo total da geração offshore.

Valor	Nr. cabos	bos Custo dos L		Energia	Custo da E	nergia (M€)	Lucro
instalado em LxD (MW)	instalados	cabos (M€)	(€/MWh)	Produzida (MWh)	S/ Transmissão	C/ Transmissão	(M€)
437	13	904	101.23	1.25E+08	1.27E+04	1.29E+04	4.63E+03
485	13	895	103.01	1.23E+08	1.27E+04	1.29E+04	4.33E+03
483	12	855	102.66	1.24E+08	1.27E+04	1.29E+04	4.40E+03
437	13	887	103.37	1.23E+08	1.28E+04	1.30E+04	4.30E+03
437	13	888	102.88	1.24E+08	1.27E+04	1.29E+04	4.36E+03
581	13	884	103.20	1.23E+08	1.27E+04	1.29E+04	4.30E+03
631	12	850	99.88	1.27E+08	1.27E+04	1.29E+04	4.89E+03
727	12	841	99.38	1.28E+08	1.27E+04	1.29E+04	5.00E+03
823	13	1069	102.99	1.24E+08	1.27E+04	1.30E+04	4.31E+03
919	13	911	102.05	1.25E+08	1.28E+04	1.30E+04	4.52E+03
1015	13	941	102.30	1.25E+08	1.28E+04	1.30E+04	4.48E+03
1113	13	942	102.15	1.26E+08	1.28E+04	1.31E+04	4.52E+03
1214	13	1510	101.18	1.26E+08	1.28E+04	1.32E+04	4.53E+03



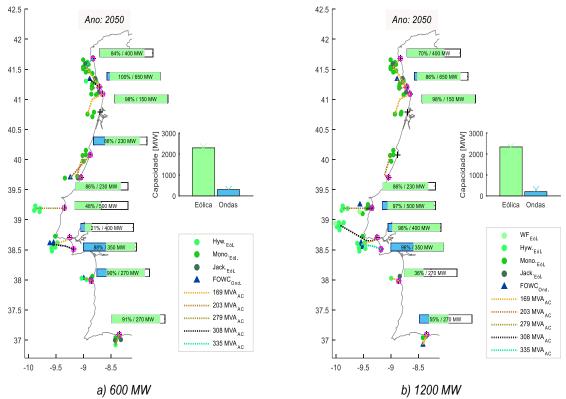
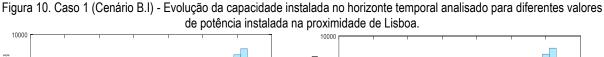


Figura 9. Caso 1 (Cenário B.I) - Capacidade instalada no horizonte temporal para diferentes valores de potência instalada na proximidade de Lisboa.



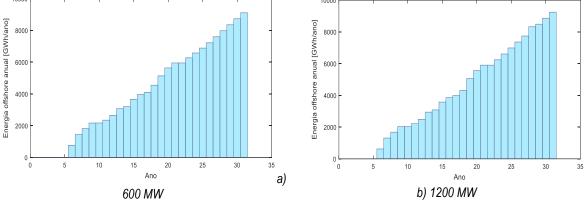


Figura 11. Caso 1 (Cenário B.I) - Evolução da energia gerada no horizonte temporal analisado para diferentes valores de potência instalada na proximidade de Lisboa.

5.2.2. Caso 2 (Cenário B.II)

Este caso de estudo apresenta os resultados para a minimização do **custo total**, impondo uma variação dos valores mínimos de potência *offshore* à instalação na proximidade de Lisboa de 600 *MW* a 1200 *MW* com um passo de **50** *MW*. Na Tabela 3 apresenta-se um resumo dos principais indicadores obtidos e nas Figura 12 - Figura 14 são disponibilizados resultados mais detalhados da solução obtida.

Tabela 3. Sensibilidade aos valores de potência a instalar na proximidade de Lisboa (de 600 a 1200 MW).

Valor	Nr. cabos	Custo dos	LCOE	Energia	Custo da E	nergia (M€)	Lucro
instalado em LxD (MW)	instalados	cabos (M€)	(€/MWh) Produzida (MWh)		S/ Transmissão	C/ Transmissão	(M€)
631	12	843	102.67	1.24E+08	1.27E+04	1.29E+04	4.42E+03
679	12	879	99.66	1.27E+08	1.27E+04	1.29E+04	4.92E+03
727	12	836	102.14	1.25E+08	1.27E+04	1.29E+04	4.51E+03
775	12	905	102.39	1.24E+08	1.27E+04	1.30E+04	4.45E+03
825	13	918	99.78	1.28E+08	1.27E+04	1.30E+04	4.91E+03
871	13	894	102.60	1.24E+08	1.27E+04	1.29E+04	4.41E+03
919	13	908	98.94	1.29E+08	1.28E+04	1.30E+04	5.08E+03
967	14	1079	99.37	1.29E+08	1.28E+04	1.31E+04	4.96E+03
1015	12	876	99.22	1.29E+08	1.28E+04	1.30E+04	5.05E+03
1065	12	946	99.47	1.29E+08	1.29E+04	1.31E+04	5.01E+03
1111	13	941	102.95	1.25E+08	1.28E+04	1.31E+04	4.39E+03
1159	13	943	102.53	1.25E+08	1.29E+04	1.31E+04	4.46E+03
1207	13	1001	102.27	1.26E+08	1.29E+04	1.31E+04	4.50E+03

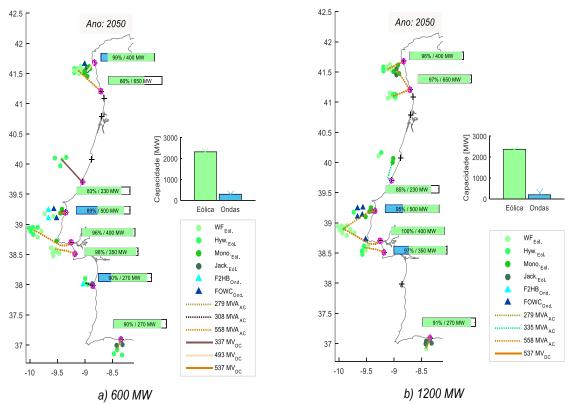


Figura 12. Caso 2 (Cenário B.II) - Capacidade instalada no horizonte temporal para diferentes valores de potência a instalada na proximidade de Lisboa.

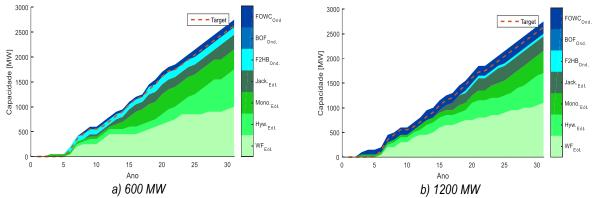


Figura 13. Caso 2 (Cenário B.II) - Evolução da capacidade instalada no horizonte temporal analisado para diferentes valores de potência instalada na proximidade de Lisboa.

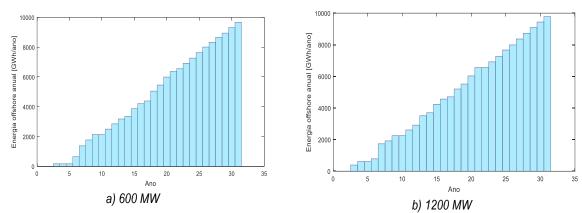


Figura 14. Caso 2 (Cenário B.II) - Evolução da energia gerada no horizonte temporal analisado para diferentes valores de potência instalada na proximidade de Lisboa.

5.2.3. Caso 3 (Cenário B.III)

Este caso de estudo apresenta os resultados para a minimização do **número de cabos de injeção instalados**, impondo uma variação dos valores mínimos de potência *offshore* à instalação na proximidade de Lisboa de 0 MW a 1200 MW com um passo de **100 MW**. Na Tabela 4 apresenta-se um resumo dos principais indicadores obtidos e nas Figura 15 - Figura 17 são disponibilizados resultados mais detalhados da solução obtida.

					roximidade de Lisboa (de u a 1200 Mivi	v).
Valor	Nr. cabos	Custo dos	LCOE	Energia	Custo da Energia (M€)	Lucro (M€)

instalado em LxD (MW)	instalados	cabos (M€)	(€/MWh)	Produzida (MWh)	S/Transmissão	C/Transmissão	
1162	8	2251	150.38	1.41E+08	2.12E+04	2.18E+04	-2.03E+03
1160	8	2164	204.49	1.35E+08	2.76E+04	2.81E+04	-9.23E+03
1163	8	2044	176.87	1.37E+08	2.42E+04	2.47E+04	-5.56E+03
1153	8	1395	215.13	1.34E+08	2.89E+04	2.93E+04	-1.05E+04
1158	8	2128	104.96	1.43E+08	1.51E+04	1.56E+04	4.49E+03
1160	8	1977	206.23	1.30E+08	2.69E+04	2.73E+04	-9.12E+03
1164	8	2146	183.24	1.37E+08	2.51E+04	2.57E+04	-6.47E+03
1161	8	2067	193.64	1.35E+08	2.62E+04	2.67E+04	-7.77E+03
1160	8	2044	204.81	1.33E+08	2.72E+04	2.77E+04	-9.11E+03
1161	8	4521	194.30	1.31E+08	2.55E+04	2.66E+04	-8.26E+03
1161	8	1982	202.59	1.40E+08	2.83E+04	2.88E+04	-9.25E+03
1160	8	2256	134.24	1.40E+08	1.88E+04	1.94E+04	2.44E+02
1209	9	2193	237.58	1.34E+08	3.19E+04	3.24E+04	-1.36E+04

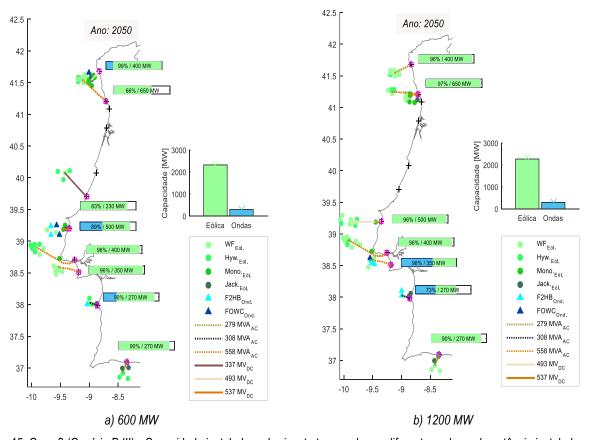


Figura 15. Caso 3 (Cenário B.III) - Capacidade instalada no horizonte temporal para diferentes valores de potência instalada na proximidade de Lisboa.

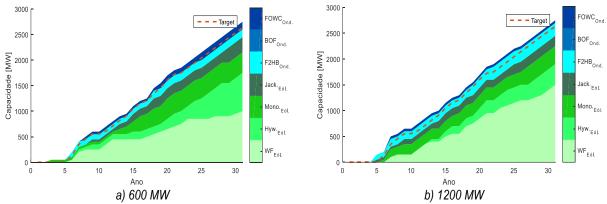


Figura 16. Caso 3 (Cenário B.III) - Evolução da capacidade instalada no horizonte temporal analisado para diferentes valores de potência instalada na proximidade de Lisboa.

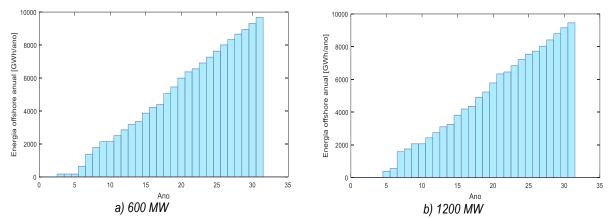


Figura 17. Caso 3 (Cenário B.III) - Evolução da energia gerada no horizonte temporal analisado para diferentes valores de potência instalada na proximidade de Lisboa.

5.2.4. Caso 4 (Cenário B.IV)

Este caso de estudo apresenta os resultados para a minimização do **número de cabos de injeção instalados**, impondo uma variação dos valores mínimos de potência *offshore* à instalação na proximidade de Lisboa de 0 MW a 1200 MW com um passo de **50 MW**. Na Tabela 5 apresenta-se um resumo dos principais indicadores obtidos e nas Figura 18 - Figura 20 são disponibilizados resultados da solução obtida.

Tabela 5. Sensibilidade aos valores de potência a instalar na proximidade de Lisboa (de 600 a 1200 MW).

Valor	Nr. cabos	Custo dos	LCOE	Energia	Custo da E	nergia (M€)	
instalado em LxD (MW)	instalados	cabos (M€)	(€/MWh)	Produzida (MWh)	S/Transmissão	C/Transmissão	Lucro (M€)
1164	8	2146	183.24	1.37E+08	2.51E+04	2.57E+04	-6.47E+03
1109	8	1983	107.25	1.39E+08	1.49E+04	1.54E+04	4.05E+03
1164	8	2157	164.67	1.41E+08	2.32E+04	2.37E+04	-4.01E+03
1152	8	1447	104.15	1.46E+08	1.52E+04	1.56E+04	4.88E+03
1160	8	1928	206.60	1.36E+08	2.81E+04	2.85E+04	-9.53E+03
1164	8	2060	105.47	1.46E+08	1.54E+04	1.59E+04	4.54E+03
1159	8	1912	200.32	1.38E+08	2.77E+04	2.81E+04	-8.81E+03
1115	8	1983	168.87	1.32E+08	2.22E+04	2.27E+04	-4.30E+03
1163	8	2012	136.69	1.35E+08	1.85E+04	1.90E+04	-5.52E+01
1161	8	1983	233.36	1.32E+08	3.08E+04	3.13E+04	-1.28E+04
1168	8	1928	107.21	1.41E+08	1.51E+04	1.56E+04	4.15E+03
1166	8	2202	135.39	1.40E+08	1.89E+04	1.95E+04	9.49E+01
1216	9	2382	121.85	1.42E+08	1.73E+04	1.79E+04	1.98E+03

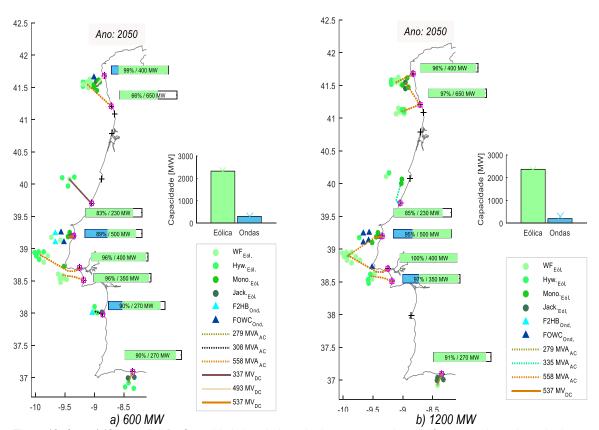


Figura 18. Caso 4 (Cenário B.IV) - Capacidade instalada no horizonte temporal para diferentes valores de potência instalada na proximidade de Lisboa.

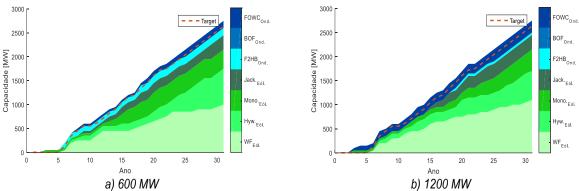


Figura 19. Caso 4 (Cenário B.IV) - Evolução da capacidade instalada no horizonte temporal analisado para diferentes valores de potência instalada na proximidade de Lisboa.

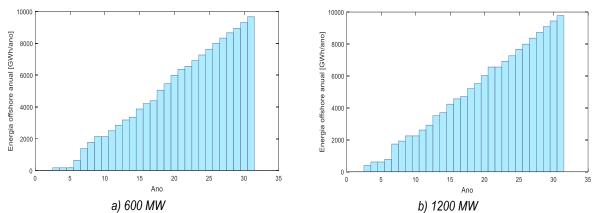


Figura 20. Caso 4 (Cenário B.IV) - Evolução da energia gerada no horizonte temporal analisado para diferentes valores de potência instalada na proximidade de Lisboa.

5.2.5. Comparação dos resultados do Cenário B

Na Figura 21 apresenta-se um resumo dos principais indicadores analisados neste trabalho para os casos de estudo do cenário B considerando o teste de sensibilidade com um valor mínimo de potência a instalar na proximidade de Lisboa igual a 1200 MW.

A capacidade por tipo de tecnologia para cada um dos cenários bem como a sua evolução ao longo do período de 30 anos em análise são apresentadas na Figura 22.

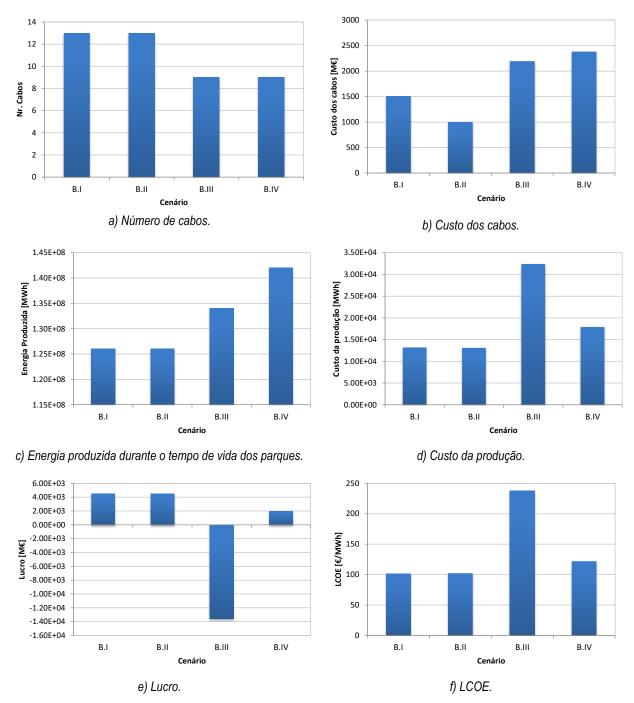


Figura 21. Síntese dos principais resultados para os diferentes casos do cenário B.

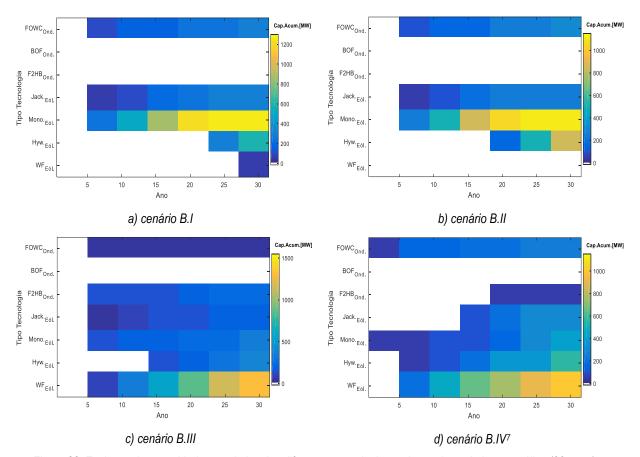


Figura 22. Evolução da capacidade cumulativa das diferentes tecnologias ao longo do período em análise (30 anos).

A análise dos resultados apresentados, na Figura 21 e Figura 22, permite concluir que os resultados dos cenários B.I e B.II são muito similares diferindo apenas no custo dos cabos usados para ligação à RNT. Esse aumento de custo no cenário B.II surge devido à instalação da tecnologia WindFloat em detrimento da tecnologia HyWind.

Comparativamente, a minimização do número de cabos, mediante a utilização de cabos de maior potência, apresenta soluções que permitem aumentar a energia produzida durante o tempo de vida dos parques (eólicos e das ondas) com uma efetiva redução do número de cabos de ligação à RNT. Contudo, estas soluções degradam o valor do LCOE, aumentam o custo de instalação das ligações à RNT e do custo de produção de energia, além de contraírem fortemente o lucro ou de apresentarem elevados prejuízos. Destaca-se ainda que nos casos B.III e B.IV é instalada a tecnologia F2HB_{Ond.}, (conversor de energia das ondas com dois corpos oscilando em arfagem), contribuindo para o aumento dos custos de geração da energia offshore.

⁷ A instalação no cenário B.IV duma unidade no ano 1, deve-se, na ausência duma restrição específica no modelo, ao *overflow* permitido para a instalação de potência anual em relação à potência anual a instalar apresentada na Figura 5.

5.3. Cenário C – Minimização do custo vs. maximização da geração offshore

Neste cenário é analisada a sensibilidade das soluções relativamente a duas funções objetivo bastante distintas entre si, nomeadamente, a minimização do custo total de investimento e a maximização energética da geração *offshore*, de acordo com as premissas descritas no subcapítulo 4.2. Na Tabela 6 apresenta-se um resumo dos principais indicadores obtidos e nas Figura 23 - Figura 25 são disponibilizados resultados mais detalhados da solução obtida.

Tabela 6. Sensibilidade à minimização do custo vs. maximização da geração offshore considerando uma potência a instalar na proximidade de Lisboa de 1000 MW.

F	Valor	Ne sahaa	Custo	LCOF	Energia	Custo da E	nergia (M€)	Lucro
Função Objetivo	instalado em <i>LxD</i> (MW)	Nr. cabos instalados	dos LCOE cabos (€/MWh) (M€)		Produzida (MWh)	S/Transmissão	C/Transmissão	Lucro (M€)
Minimização do custo	1015	12	8.76E+02	99.22	1.29E+08	1.28E+04	1.30E+04	5.05E+03
Maximização da geração	1107	15	3.28E+03	113.71	1.69E+08	1.92E+04	2.00E+04	3.61E+03

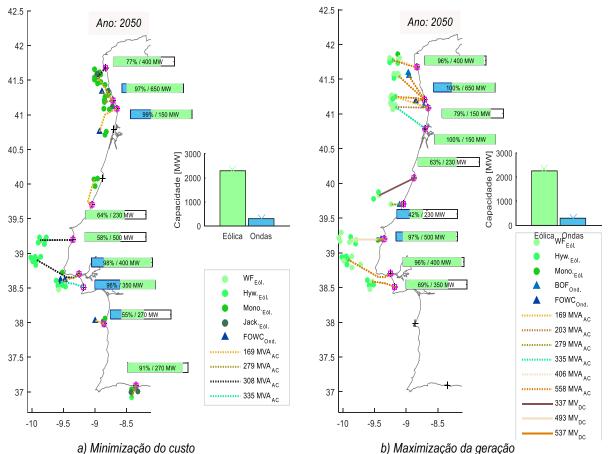


Figura 23. Cenário C - Capacidade instalada no horizonte temporal para diferentes funções objetivo considerando uma potência instalada na proximidade de Lisboa de 1000 MW.

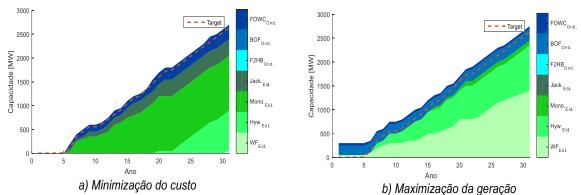


Figura 24. Cenário C - Evolução da capacidade instalada no horizonte temporal analisado para diferentes funções objetivo considerando uma potência instalada na proximidade de Lisboa de 1000 MW.

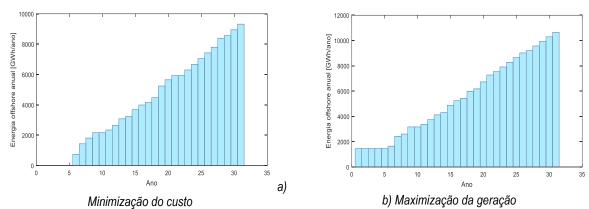


Figura 25. Cenário C - Evolução da energia gerada no horizonte temporal para diferentes funções objetivo considerando uma potência instalada na proximidade de Lisboa de 1000 MW.

A capacidade instalada por tipo de tecnologia para cada um dos cenários bem como a sua evolução ao longo do período do período em análise, são apresentadas na Figura 26.

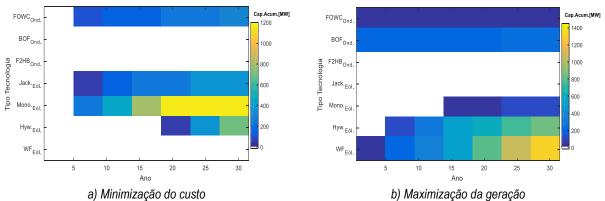


Figura 26. Evolução da capacidade cumulativa das diferentes tecnologias ao longo do período em análise (30 anos) para o cenário C.

A análise comparativa dos resultados obtidos nas figuras anteriores para a minimização do custo face aos da maximização da geração *offshore*, permite concluir que as respetivas otimizações conduzem a soluções significativamente diferentes. Assim, a segunda aumenta em 15% a quantidade de energia produzida com degradações de 11.5% do valor do LCOE (aumento de 99.22 €/MWh para 113.71 €/MWh) e de 7.1% no lucro obtido (de 5.05E+03 para 3.61E+03 M€).

Com efeito, a maximização da produção pretere a instalação da tecnologia *a) monopile* a favor da geração WindFloat no caso da tecnologia eólica e *b)* diminui a capacidade FOWC a favor da BOF no caso da energia das ondas. Esta opção aumenta o número de cabos instalados de 12 para 15 devido, em parte, à necessidade de abrir zonas energeticamente mais favoráveis aliado ao facto de, e para perfazer os objetivos impostos, ter de abrir novos pontos de injeção com menor capacidade de receção (e.g., o ponto de injeção *m4* com apenas 150 MW de capacidade é apenas explorado neste cenário). Assim, esta solução apresenta um aumento de 37.4% no custo dos cabos de ligação à RNT.

5.4. Cenário D – Minimização do custo da geração offshore com aumento significativo da capacidade de injeção na RNT

Neste cenário é analisada a sensibilidade das soluções à capacidade instalada na vizinhança de Lisboa, assumindo um aumento (hipotético) da capacidade de injeção na RNT. Em específico, cada ponto de injeção – m - toma o valor máximo de 1000 MW. Tal como no caso B, é imposto no modelo uma variação de 0 MW a 1200 MW com um passo de 100 MW. Na Tabela 7 apresenta-se um resumo dos principais indicadores obtidos e nas Figura 27 - Figura 29 são disponibilizados os resultados detalhados da solução obtida. Na Figura 27 foi mantida a indicação dos valores da capacidade de injeção apurados no início deste projeto. Esta opção permite identificar mais facilmente o reforço de capacidade necessário em cada ponto.

Tabela 7. Sensibilidade aos valores de potência a instalar na proximidade de Lisboa (de 0 a 1200 MW).

Valor Nr. cab		Nr. cabos Custo dos		Energia	Custo da Er	nergia (M€)	Lucro
instalado em LxD (MW)	instalados	cabos (M€)	LCOE (€/MWh)	Produzida (MWh)	S/Transmissão	C/Transmissão	(M€)
149	9	710	103.38	1.22E+08	1.26E+04	1.28E+04	4.29E+03
195	10	759	103.22	1.22E+08	1.26E+04	1.28E+04	4.30E+03
387	9	755	103.38	1.22E+08	1.26E+04	1.28E+04	4.28E+03
341	9	751	103.57	1.22E+08	1.26E+04	1.28E+04	4.26E+03
437	10	728	102.91	1.23E+08	1.27E+04	1.28E+04	4.38E+03
533	10	813	103.19	1.22E+08	1.26E+04	1.28E+04	4.30E+03
629	11	805	103.21	1.23E+08	1.26E+04	1.28E+04	4.31E+03
727	11	797	102.94	1.23E+08	1.27E+04	1.29E+04	4.37E+03
821	12	858	102.95	1.23E+08	1.27E+04	1.29E+04	4.35E+03
919	12	868	102.65	1.24E+08	1.28E+04	1.30E+04	4.42E+03
1015	11	854	102.58	1.24E+08	1.28E+04	1.30E+04	4.44E+03
1113	10	922	102.45	1.25E+08	1.28E+04	1.31E+04	4.47E+03
1209	12	1000	98.43	1.31E+08	1.29E+04	1.32E+04	5.20E+03

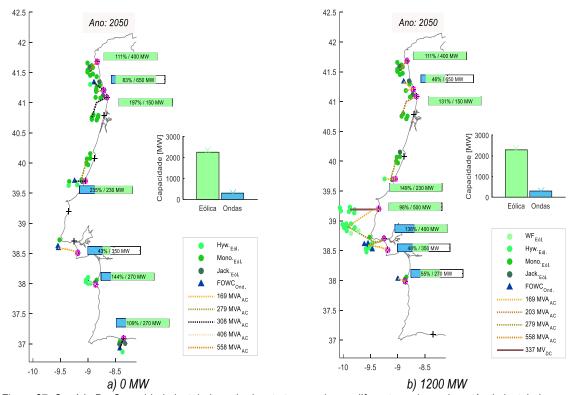


Figura 27. Cenário D - Capacidade instalada no horizonte temporal para diferentes valores de potência instalada na proximidade de Lisboa, considerando que cada ponto de injeção apresenta uma disponibilidade de 1000 MW (graficamente, os valores da capacidade de injeção não foram alterados).

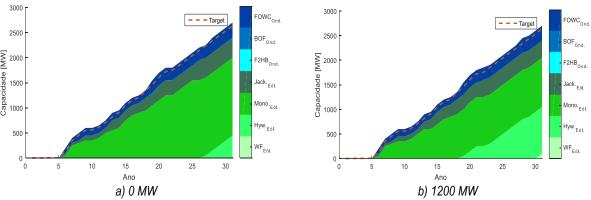


Figura 28. Cenário D - Evolução da capacidade instalada no horizonte temporal analisado para diferentes valores de potência instalada na proximidade de Lisboa.

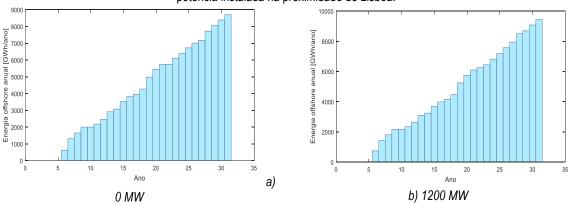


Figura 29. Cenário D - Evolução da energia gerada no horizonte temporal analisado para diferentes valores de potência instalada na proximidade de Lisboa.

A capacidade por tipo de tecnologia para cada um dos cenários bem como a sua evolução ao longo do período de 31 anos em análise, são apresentadas na Figura 30.

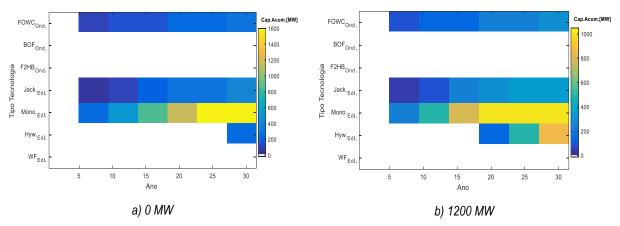


Figura 30. Evolução da capacidade cumulativa das diferentes tecnologias ao longo do período em análise (30 anos) para o cenário D.

Da Figura 27 conclui-se que a não imposição de capacidade instalada na vizinhança de Lisboa conduz à instalação de capacidades muito reduzidas (150 MW) enquanto que com a imposição da instalação de 1000 MW se verifica uma diminuição acentuada da produção a sul. Esta imposição não obsta a que a capacidade instalada na região Norte se mantenha praticamente inalterada. Tal deve-se às condições mais favoráveis nesta região. Verifica-se ainda na Figura 30 que esta imposição também conduz, tecnologicamente, a um maior investimento em estruturas flutuantes, designadamente do tipo *HyWind*.

5.5. Síntese dos resultados dos cenários analisados

Na Figura 31 apresenta-se um resumo dos principais indicadores analisados para os diferentes cenários imposto no modelo. Com exceção do cenário A, os restantes cenários referem-se ao teste de sensibilidade que apresentam um valor mínimo de potência instalada na proximidade de Lisboa igual a 1000 MW, Figura 32.

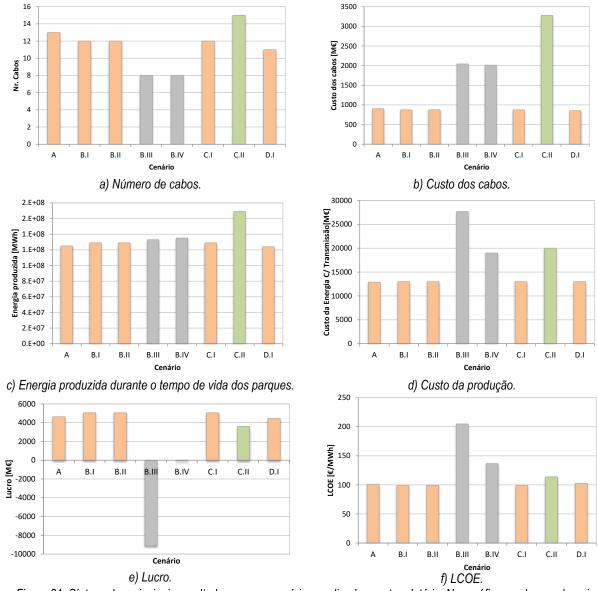


Figura 31. Síntese dos principais resultados para os cenários analisados neste relatório. Nos gráficos as barras: laranja correspondem aos cenários de minimização dos custos totais; cinzento correspondem aos cenários de minimização do número de cabos de injeção instalados; e verde corresponde ao cenário de maximização da geração offshore.

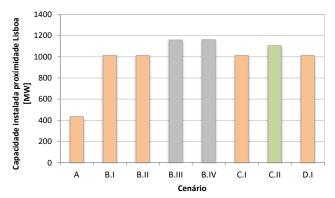


Figura 32. Capacidade instalada nos pontos de injeção próximos de Lisboa para os diferentes cenários. Nos gráficos as barras: laranja correspondem aos cenários de minimização dos custos totais; cinzento correspondem aos cenários de minimização do número de cabos de injeção instalados; e verde corresponde ao cenário de maximização da geração offshore

Conclui-se que os valores de LCOE são muito próximos para as diversas soluções com exceção dos cenários com minimização do número de cabos. Note-se que mesmo para a maximização da energia o valor do LCOE é muito próximo (desvios de 11.5%) dado que o aumento dos custos de produção é quase compensado com o significativo aumento da produção de energia. Verifica-se ainda uma diminuição de 7.5% do valor do lucro. Nos cenários com minimização do número de cabos verificam-se valores negativos do lucro e uma degradação dos valores de LCOE, em particular no cenário B.III devido à instalação da tecnologia do tipo *F2HB*. Este mesmo fator, leva ao aumento dos custos de produção. Na Figura 31c) destaca-se a similitude dos valores da produção de energia com destaque favorável para o cenário C.II de maximização da produção. Neste cenário consta-se o valor dos custos dos cabos mais elevado com a abertura de zonas energeticamente mais favoráveis, agravada pela abertura de novos pontos de injeção de menor capacidade, para cumprir os objetivos impostos. Assim, esta solução apresenta um aumento de 37.4% no custo dos cabos de ligação à RNT.

6. Notas finais

O presente relatório apresenta os resultados obtidos para as cenarizações estabelecidas no âmbito da "Atividade 4 - Desenvolvimento de modelos matemáticos de otimização técnico-económica de cenários de evolução do sector renovável *offshore*".

O desenvolvimento do modelo matemático final enquadra os resultados dos trabalhos desenvolvidos nas outras atividades do projeto que permitiram, por exemplo, mapear o recurso existente, verificar os possíveis pontos de injeção na rede elétrica, identificar custos de operação e manutenção, restrições técnicas existentes, etc. O modelo matemático final permite, mediante parametrização adequada, a análise de diversos cenários sob diversas perspetivas de otimização. As cenarizações estabelecidas contemplam a:

- Minimização do custo total da geração offshore cenário A,
- Reforço do abastecimento das zonas de grande consumo, i.e., imposição de valores mínimos de potência offshore - cenário B,
- Minimização do custo versus maximização da geração offshore cenário C,
- Minimização do custo versus maximização da geração offshore com aumento significativo da capacidade de injeção na RNT - cenário D.

As cenarizações analisadas permitem abranger um espectro alargado de opções técnicas e económicas possibilitando a construção de cenários de desenvolvimento do sector renovável *offshore* através da identificação das tecnologias mais promissoras na costa portuguesa e sua respetiva localização.

A análise dos resultados obtidos evidencia o elevado potencial energético offshore da zona norte e a possibilidade de, sem grande alteração nos valores globais das soluções, instalar nas proximidades de Lisboa uma parte significativa da potência total prevista. Em geral, e com a exceção dos cenários com minimização do número de cabos, os diversos valores do LCOE, do Custo total e do Lucro, são muito próximos para as diversas soluções.

A significativa diferença na produção do cenário C.II (maximização da produção) face aos restantes, sem que se verifique um aumento significativo nos valores do LCOE, sugere recorrer futuramente a uma otimização biobjetivo, por exemplo da maximização da produção e da minimização do custo total. Essa implementação permitiria, recorrendo a uma otimização do tipo frente de Pareto ou soma ponderada (weighted sum), escolher a solução com o trade-off do custo versus produção de energia mais adequado.

Referências

- [1] J. Duque, A. Couto e D. Santos, «Planeamento das energias renováveis offshore em portugal: D4.1 – Definição de cenários de otimização», LNEG - relatório técnico projeto OFFSHOREPlan. p. 25, 2019.
- [2] G. Garcia, T. Simões, D. Santos, H. Rybchynska, e A. Estanqueiro, «Planeamento do Aproveitamento das Energias Renováveis Offshore em Portugal: D3.1 Definição e implementação das metodologias e identificação de áreas de interesse para a instalação de sistemas de produção renovável offshore», LNEG relatório técnico projeto OFFSHOREPlan. p. 49, 2018.

Anexo A – Modelo matemático

A1.1: Introdução ao modelo matemático

O modelo usa um conjunto de índices, identificadas como conjuntos, dados de parametrização, identificados como parâmetros ou tabelas, e dados de diversos valores, escalares, que uma vez especificados definem o caso de estudo e os respetivos cenários. Todos estes elementos de parametrização são gravados num arquivo independente de GAMS que é inserido no núcleo do modelo usando o comando GAMS, \$Include. No núcleo do modelo matemático são definidas as variáveis utilizadas nas equações do modelo, declaradas por sua vez como equações e de seguida explicitamente escritas. Usando diferentes ficheiros de parametrização, a implementação do modelo permite a otimização de diversos casos de estudo sem necessitar de alterar o núcleo do modelo matemático. Por motivos de consistência com os resultados obtidos na Tarefa 3 deste projeto, nesta tarefa aplicou-se igualmente a fórmula simplificada do LCOE.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^{n} \frac{I_{t} + M_{t}}{(1+r)^{t}}}{\sum_{t=1}^{N} \frac{E_{t}}{(1+r)^{t}}} : \begin{cases} I_{t} & \text{Custo do investimento no ano t (inclui final } M_{t} & \text{Custo da operação e manutenção no ano t } E_{t} & \text{Energia produzida no ano t } r & \text{discount rate } r & \text{vida útil do sistema} \end{cases}$$

Custo do investimento no ano t (inclui financiamento)

Escalares

Nome	Descrição	Domínio
HT	Horizonte temporal HT = 31, de 2020 a 2050	[ano]
LS	Vida útil dos parques eólicos/ondas (25 anos por defeito)	[ano]
rD	Valor a usar para o Discount rate	
LxD	Valor imposto para a capacidade instalada na região de Lisboa	[MW]
DeltCap	Valor da tolerância permitida para a potência instalada	[MW]
Aux	Escalar auxiliar para fins computacionais	
NmbrI	Limite da capacidade de instalação anual (número de instalações)	
NMaxC	Número máximo de cabos para ligação à rede elétrica nacional	
XCabl	Fração do custo do cabo suportado pelos produtores ⁸ offshore	

Conjuntos

⁸ Permite calcular a taxação do transporte de energia.

Nome	Descrição	Domínio
Z	Zonas de exploração offshore	z = 1,,Z
k	Tipo de tecnologias usadas ⁹	k = 1,, K
kk	Um alias de k	kk = 1,,K
l	Localizações ¹⁰ de possíveis instalações	l = 1,,L
ll	Um alias de I	ll = 1,,L
m	Pontos de injeção na rede nacional de transporte de energia	m = 1,,M
toc	Tipos dos cabos ¹¹ para transporte de energia AC/DC	toc = 1,,T
t	Intervalos de tempo (ano) do horizonte temporal	t = 1,,HT
tt	Um alias de ^t	tt = 1,,HT

Parâmetros

Nome	Descrição	Domínio
Ptoc(toc)	Potência limite dos cabos do tipo toc	[MW]
CostlConn(z, m, toc)	Custo da ligação de z a m com cabo do tipo toc	[<i>M</i> €]
CostMConn(z, m, toc, t)	Custo de manutenção em <i>t</i> os cabos tipo <i>toc</i> entre z e <i>m</i>	$[M \in]$
TechR(k)	Tipo de recurso da tecnologia k (TechR=1 -> vento, TechR= 2-> ondas)	
Connzm(z,m)	Ligação entre zona z e ponto de injeção m (Possível = 1, Outra = 0)	
Zzkl(z,k,l)	Tipo de tecnologias k instaláveis na localização l da zona z	
CostInst(z,k,l)	Custo da instalação do tipo <i>k</i> em <i>l</i> na zona <i>z</i>	[€]
CostMan(z,k,l,t)	Custo de operação e manutenção da instalação do tipo k em l de z	[€]
AEP(z,k,l)	Produção de energia anual com a tec. k em l na zona z	[MJ]
Pzkl(z,k,l)	Potência nominal da instalação do tipo k em l da zona z	[MW]
PImt(m,t)	Potência máxima injetável no ano t no ponto m	[MW]
PDwind(t)	Potência a instalar para exploração do recurso eólica no ano t	[MW]

 ⁹ Este conjunto decorre da instanciação das diversas tecnologias e possíveis estruturas de suporte.
 ¹⁰ Os elementos do conjunto *I* são reiniciados em cada zona.
 ¹¹ Este conjunto ordena a apresentação dos cabos por ordem crescente do custo dos cabos AC seguidos dos cabos DC.

PDwave(t)	Potência a instalar para exploração da energia das ondas no ano <i>t</i>	[MW]
PImaxz(z)	Capacidade máx. de injeção de z na rede nacional com um único cabo	[MW]
LCOEzkl(z,k,l)	Valor do LCOE para tecnologia do tipo k instalada em l na zona z	$\big[{\it E}/MW \big]$
DR(t)	Parâmetro, dado por $(1+rD)^t$ onde $t \in [1,,LS]$	
EnergyVal(t)	Valor médio da energia no mercado para o ano t	$[M \in /MW]$

Variáveis binárias

Nome	Descrição	Condição
Yzm(z,m)	Restringe a ligação de z a m ao layout predefinido	Yzm = 1
Y2m(z)	Define duas ligações de z à rede nacional ¹²	Y2m=0
Yzmtoc(z, m, toc)	Define o tipo toc do cabo a instalar para ligar m a z	Yzmtoc = 1
Yzklt(z,k,l,t)	Define a instalação no ano t em l da tecnologia k na zona z	Yzklt = 1
Yzkl(z,k,l,t)	Define a existência no ano t em l da tecnologia k na zona z	Yzkl = 1

• Variáveis reais positivas

Nome	Descrição
LCOEzklt(z,k,l,t)	LCOE em t da tecnologia do tipo k instalado no local l da zona z
Ezklt(z,k,l,t)	Energia gerada em t da tecnologia do tipo k instalado no local l da zona z
Ezkt(z,k,t)	Energia gerada em t da tecnologia do tipo k instalado na zona z
Ezt(z,t)	Energia gerada em t na zona z
Et(t)	Energia total gerada durante o ano t
Etotal	Energia total gerada no decorrer do horizonte temporal
Pzklt(z,k,l,t)	Potência total instalada em t no local l com tecnologia do tipo k na zona z
Pkt(k,t)	Potência total instalada em <i>t</i> com tecnologia do tipo <i>k</i>
Pzt(z,t)	Potência total instalada em t na zona z
Pzm(z,m,t)	Parte da potência instalada em z para ser transportada para \emph{m} no ano \emph{t}

¹² Impõe duas ligação quando Y2m = 1.

PCmt(m,t) Potência offshore total ligada a m no ano t

PWindt(t) Potência total da exploração do recurso eólico no ano t

PWavet(t) Potência total da exploração do recurso da energia das ondas no ano t

Cost0 Variável do custo da energia produzida para avaliação do LCOE

LxInst Potência offshore instalada na proximidade de Lisboa

Cable Cos t Custo de instalação dos cabos de injeção usados

Variáveis reais

A especificação deste tipo de variáveis resulta duma imposição do GAMS relativamente às variáveis de otimização (as variáveis definidas pelas funções objetivo).

Nome Descrição

Cost Custo total da produção offshore ao longo do horizonte temporal Value Valor total da produção offshore ao longo do horizonte temporal Profit Lucro total da produção offshore ao longo do horizonte temporal

NCables Número de cabos instalados

Equações

13 $Eq_Connzm(z,m)$

#	Nome (GAMS)	Descrição
1	$Eq_YzmUL(z,m)$	Permite a instalação do cabo de acordo com o layout pré-estabelecido
2	$Eq_Yzm1(z)$	Impõe pelo menos uma conexão ao continente para a zona z quando aberta
3	$Eq_{\perp}Yzm(z,m)$	Restringe a conexão ao continente em <i>m</i> à abertura da zona <i>z</i>
4	$Eq_Yzm2(z)$	Restringe o número de cabos de injeção instalados na zona z
5	$Eq_Y2m(z)$	Define a instalação a um ou dois cabos de injeção em função da potência em z
6	$Eq_{-}Yzt0(z,k)$	Restringe a abertura com tecnologia k da zona z, em l1, ao layout imposto
7	$Eq_Yzlt(z,k,l,t)$	Restringe as instalações em / à abertura anterior da zona z em /1
8	$Eq_Yzl0(z,l)$	Permite a instalação de apenas um tipo de tecnologia na localização / de z
9	$Eq_Yzl1(z,k,l)$	Restringe a instalação da tecnologia k no local l da zona z ao $layout$ imposto
10	$Eq_InstCap(t)$	Limita a capacidade anual de instalação
11	$Eq_{\underline{}}Yzkl(z,k,l,t)$	Impõe que as instalações, uma vez instaladas, permaneçam instaladas
12	$Eq_Yzklt(z,k,l,t)$	Obtém as variáveis de existência a partir das de instalação

Garante que apenas um tipo de cabo seja usado para conectar z a m

14	$Eq_{-}Czm(z,m)$	Impõe um cabo com capacidade superior à potência injetada por $z \ \mathrm{em} \ m$
15	$Eq_Pzklt(z,k,l,t)$	Potência total instalada no ano t em l com tecnologia k na zona z
16	$Eq_{-}Pkt(k,t)$	Potência total instalada no ano <i>t</i> com tecnologia <i>k</i>
17	$Eq_Pzt(z,t)$	Potência total instalada no ano <i>t</i> na zona <i>z</i>
18	$Eq_{-}PWindt(t)$	Potência total instalada no ano t para exploração da energia eólica
19	$Eq_PWavet(t)$	Potência total instalada no ano t para exploração da energia das ondas
20	$Eq_PDWindtl(t)$	Mínimo da potência instalada para exploração do recurso eólico no ano t
21	$Eq_PDWindtu(t)$	Máximo da potência instalada para exploração do recurso eólico no ano t
22	$Eq_PDWavetl(t)$	Mínimo da potência instalada para exploração da energia das ondas no ano t
23	$Eq_PDWavetu(t)$	Máximo da potência instalada para exploração da energia das ondas no ano t
24	$Eq_PDLisbon$	Calcula a potência instalada nas proximidades de Lisboa
25	$Eq_PDLisbon1$	Impõe um limite inferior da capacidade instalada nas proximidades de Lisboa
26	$Eq_Pzm(z,t)$	Define a potência para a RNT a partir da zona z no ano t
27	$Eq_Pzm(z,m,t)$	Impõe a continuidade na injeção de energia de uma determinada zona
28	$Eq_PCmt(m,t)$	Potência injetada durante o ano t na RNT em m
29	$Eq_PImt(m,t)$	Impõe um limite superior à potência injetada em \emph{m} durante o ano \emph{t}
30	$Eq_Ezklt(z,k,l,t)$	Energia produzida no ano t pela instalação em l com tecnologia k na zona z
31	$Eq_Ezkt(z,k,t)$	Energia produzida no ano t pelas instalações com tecnologia k na zona z
32	$Eq_Ezt(z,t)$	Energia produzida no ano t pelas instalações da zona z
33	$Eq_Et(t)$	Energia total produzida no ano t
34	$Eq_LCOEzklt(z,k,l,t)$	LCOE da exploração offshore no ano t com tecnologia k em l da zona z
35	Eq_Etotal	Calcula a energia offshore gerada ao longo do horizonte temporal
36	Eq_Yzones	Limita o número de cabos de injeção instalados ao longo do horizonte temporal
37	$Eq_CableCost$	Calcula o custo de instalação dos cabos de injeção
38	Eq_Cost0	Custo de geração <i>offshore</i> para avaliação do LCOE (€)
39	Eq_Cost	Custo da produção offshore
40	Eq_Value	Valor da produção offshore

A1.2: Modelo matemático

A ordem de apresentação das equações segue a sua funcionalidade no modelo, o que, juntamente com o breve comentário que as precede, pretende auxiliar na compreensão da sua finalidade. Além disso, o modelo não contabiliza diretamente os custos das conexões entre o continente e cada zona de exploração, em alternativa é usada uma taxação do transporte de energia, correspondente a 25% do custo total desses cabos Este valor sé integrada no cálculo do custo total e não entra para o custo do LCOE. Relativamente ao modelo matemático apresentado anteriormente em [1] foram adicionadas restrições complementares, designadamente as equações 14 e 27 para eliminar aleatoriedades matemáticas indesejáveis.

Equações de Configuração do Caso de Estudo

As equações apresentadas nesta seção impõem o *layout* de produção *offshore* pela restrição das variáveis binárias associadas à instalação dos diversos elementos ou à existência dos mesmos.

Layout da conexão da zona: impõe o *layout* da conexão *offshore*, por limitação da variável binária de conexão da zona z a um conjunto adequado de pontos de injeção m da rede nacional de transporte (RNT) pré-estabelecidos.

$$Yzm(z,m) \le Connzm(z,m) \quad \forall z,m$$
 (1)

Abertura da ligação à RNT: Impõe a instalação de pelo menos uma conexão da zona z à RNT a um dos admissíveis pontos de injeção, m, quando um qualquer tipo de tecnologia, k, é instalado na localização "I1" de z ao longo de todo o horizonte temporal.

$$\sum_{m} Yzm(z,m) \ge \sum_{k} \sum_{l : ord(l)=1} Yzklt(z,k,l,t) \qquad \forall z$$
 (2)

Restrição da ligação à RNT: Restringe a possibilidade da existência da ligação à RNT em *m* à abertura da zona z, com a instalação duma qualquer tecnologia na localização central *l*1 ao longo do horizonte temporal considerado.

$$Yzm(z,m) \le \sum_{k} \sum_{l \ ord(l)=1} Yzklt(z,k,l,t) \qquad \forall z,m$$
(3)

Restrição do número de ligações à RNT: Restringe o número de ligações à RNT da zona z a uma ou duas, dependendo do valor da variável binária Y2m(z).

$$\sum_{m} Yzm(z,m) \le 2 - Y2m(z) \qquad \forall z \tag{4}$$

Número de conexões de injeção, definição binária: Define o valor da variável Y2m(z) = 1 quando o valor da potência instalada em z no final do horizonte temporal supera o valor máximo, Pimaxz(z), possível de transportar com um único cabo para a RNT.

$$\sum_{t: ord(t) = card(t)} Pzt(z,t) \ge (1 - Y2m(z)) \cdot Pimaxz(z) \qquad \forall z$$
 (5)

Abertura das zonas: Restringe a abertura da zona z em "11" ao layout de tecnologia permitida.

$$\sum_{t} \sum_{l:ord(l)=1} Yzklt(z,k,l,t) = l = \sum_{l:ord(l)=1} Zzkl(z,k,l) \quad \forall z,k$$
 (6)

Abertura do *cluster* **das zonas**: Restringe a instalação no ano *t* da tecnologia *k* em *l* à abertura prévia da zona *z* com a instalação em '/1' dum qualquer tipo de tecnologia *kk*.

$$Yzkl(z,k,l,t) \le \sum_{kk} \sum_{t: \ ord(tt) \le ord(t)} \left(\sum_{ll: \ ord(ll)=1} Yzklt(z,kk,ll,tt) \right) \quad \forall z,k,l,t$$
 (7)

Restrição da tecnologia instalada: Permite instalar apenas uma tecnologia em todo o horizonte temporal no local / da zona z.

$$\sum_{k} \sum_{t} Yzklt(z,k,l,t) = l = 1 \qquad \forall z,l$$
 (8)

Layout da tecnologia a instalar: Permite que a tecnologia *k* seja instalada na localização *l* da zona *z* apenas se for tecnicamente viável¹³.

$$\sum_{t} Yzklt(z,k,l,t) = l = Zzkl(z,k,l) \quad \forall z,k,l : ord(l) \ge 2$$
(9)

Capacidade da instalação anual: Limita o número de instalações anuais à capacidade de instalação prevista na cenarização.

$$\sum_{z} \sum_{k} \sum_{l} Yzklt(z,k,l,t) \le NmbrI \qquad \forall t$$
 (10)

Existência da instalação: Esta equação impõe que a instalação uma vez instalada permanece instalada.

$$Yzkl(z,k,l,t) \ge Yzkl(z,k,l,t-1) \qquad \forall z,k,l,t \tag{11}$$

Instalação de elementos: Relaciona a variável binária de instalação com a variável binária de existência da instalação.

¹³ Esta equação pode eliminar a necessidade de escrever a equação (6) removendo a condição imposta a I

$$Yzklt(z,k,l,t) = Yzkl(z,k,l,t) - Yzkl(z,k,l,t-1) \qquad \forall z,k,l,t$$
 (12)

Configuração dos cabos de ligação à RNT

Tipo de cabos: Assegura que uma conexão de z a m, se existir, usa apenas um tipo de cabo.

$$\sum_{toc} Yzmtoc(z, m, toc) = Yzm(z, m) \qquad \forall z, m : Connzm(z, m) = 1$$
 (13)

Potência do cabo: Impõe uma capacidade para o cabo de injeção em *m* superior à capacidade instalada em *z*.

$$Pzm(z,m,t) \leq \sum_{toc} \left(Ptoc\left(toc\right) \cdot Yzmtoc\left(z,m,toc\right)\right) \qquad \forall z,m,t : Connzm(z,m) = 1$$
 (14)

Potência instalada

Potência local instalada: Identificação da potência instalada no ano *t* na localização *l* da instalação com tecnologia *k* na zona *z*.

$$Pzklt(z,k,l,t) = Pzkl(z,k,l) \cdot Yzkl(z,k,l,t) \qquad \forall z,k,l,t$$
(15)

Potência anual da tecnologia: Potência total no ano t das instalações com tecnologia k

$$Pkt(k,t) = \sum_{z} \sum_{l} \left(Pzkl(z,k,l) \cdot Yzkl(z,k,l,t) \right) \qquad \forall k,t$$
 (16)

Potência anual das zonas: Potência total no ano t instalada na zona z

$$Pzt(z,t) = \sum_{k} \sum_{l} (Pzkl(z,k,l) \cdot Yzkl(z,k,l,t)) \qquad \forall z,t$$
 (17)

Restrições da potência instalada

Potência eólica instalada: Potência offshore instalada no ano t a explorar a energia eólica.

$$PWindt(t) = \sum_{k: TechR(k)=1} Pkt(k,t) \qquad \forall t$$
 (18)

Potência instalada para explorar a energia das ondas: Potência instalada no ano *t* a explorar a energia das ondas.

$$PWavet(t) = \sum_{k: TechR(k)=2} Pkt(k,t) \qquad \forall t$$
 (19)

Mínimo da capacidade de exploração eólica offshore: Impõe um mínimo à capacidade instalada para explorar a energia eólica no ano t

$$PDWindt(t) \ge PDwind(t)$$
 $\forall t$ (20)

Máximo da capacidade de exploração eólica offshore: Impõe um máximo à capacidade instalada para explorar a energia eólica no ano t

$$PDWindt(t) \le PDwind(t) + DeltCap$$
 $\forall t$ (21)

Mínimo da capacidade de exploração da energia das ondas: Impõe um mínimo à capacidade instalada para explorar a energia das ondas no ano t

$$PDWavet(t) \ge PDwave(t)$$
 $\forall t$ (22)

Máximo da capacidade de exploração da energia das ondas: Impõe um máximo à capacidade instalada para explorar a energia das ondas no ano t

$$PDWavet(t) \le PDwave(t) + DeltCap$$
 $\forall t$ (23)

Potência instalada na proximidade de Lisboa: Define a capacidade instalada na proximidade de Lisboa com base em pontos predeterminados de injeção m

$$LxInst = \sum_{z \ m : (ord(m)>6) \land (ord(m)<10)} Pzm(z,m)$$
 (24)

Potência mínima instalada na proximidade de Lisboa: Impõe um valor mínimo à capacidade instalada na proximidade de Lisboa¹⁴

$$LxInst \ge LxD$$
 (25)

Restrições da injeção de energia

Potência anual instalada: Iguala a potência instalada no ano t na zona z à potência injetável na RNT.

$$Pzt(z,t) = \sum_{m : Connzm(z,m)=1} Pzm(z,m,t) \qquad \forall z,t$$
 (26)

Continuidade da potência injetada: impõe a continuidade na injeção de energia de uma determinada zona

$$Pzm(z,m,t) = g = Pzm(z,m,t-1) \qquad \forall z,m,t : ord(t) > 1$$
 (27)

¹⁴ Verificou-se que esta imposição adicional é necessária apenas para a área metropolitana de Lisboa. Poder-se-ão impor, futuramente, as potências mínimas a instalar, em cada zona de grande consumo, mediante restrições adicionais idênticas às agora apresentadas.

Potência anual injetada na RNT: Calcula a potência total injetada no ano $t \in m$.

$$PCmt(m,t) = \sum_{z:Connzm(z,m)=1} Pzm(z,m,t) \qquad \forall m,t$$
 (28)

Limite da potência anual injetável em m: Limitação da injeção de potência na RNT em m no ano t

$$PCmt(m,t) \leq PImt(m,t) \qquad \forall m,t$$
 (29)

Produção de energia

Produção local de energia: Energia produzida no ano t em l pela instalação com tecnologia k na zona z

$$Ezklt(z,k,l,t) = AEP(z,k,l) \cdot Yzkl(z,k,l,t) \qquad \forall z,k,l,t$$
(30)

Produção anual por tecnologia por zona: Energia produzida no ano *t*, pelas instalações com tecnologia *k* na zona *z*

$$Ezkt(z,k,t) = \sum_{l} Ezklt(z,k,l,t) \qquad \forall z,k,t$$
 (31)

Produção anual das zonas: Energia gerada durante o ano t pelas instalações da zona z

$$Ezt(z,t) = \sum_{k} Ezkt(z,k,t) \qquad \forall z,t$$
 (32)

Produção anual total: Energia total produzida durante o ano *t*

$$Et(t) = \sum_{z} Ezt(z,t) \qquad \forall t$$
 (33)

LCOE das instalações

Nesta secção apresenta-se a expressão que calcula o LCOE em função do tempo para as instalações existentes.

LCOE das instalações: LCOE para a energia *offshore* explorada em *t* com tecnologia *k* na localização *l* da zona *z*.

$$LCOEzklt(z,k,l,t) = LCOEzkl(z,k,l) \cdot Yzkl(z,k,l,t) \quad \forall z,k,l,t$$
 (34)

• Funções Objetivo

Ao longo do trabalho foram analisadas, de forma individual, diferentes funções objetivo, que se apresentam seguidamente:

Produção total: Calcula a energia offshore produzida ao longo do horizonte temporal.

$$Etotal = \sum_{t} Et(t)$$
 (35)

Número de cabos de injeção instalados: Limita o número de cabos de injeção instalados ao longo de todo o horizonte de tempo ¹⁵

NCables =
$$\frac{1}{\text{NMaxC}} \sum_{z} \sum_{m} \sum_{toc} \text{Yzmtoc}(z,m,toc)$$
 (36)

Custo total dos cabos de injeção: Calcula o custo dos cabos de injeção

$$CableCost = \sum_{z} \sum_{m} \sum_{toc} CostIConn(z, m, toc) \cdot Yzmtoc(z, m, toc)$$
(37)

Custo total da produção offshore: Custo total da produção offshore em euro (€) para cálculo do LCOE global.

$$\cos t0 = \sum_{z} \sum_{k} \sum_{l} \sum_{t} LCOEzklt(z, k, l) \cdot Ezklt(z, k, l, t) \qquad : Zzkl(z, k, l) = 1$$
 (38)

Custo total: Custo total associado à exploração da geração renovável offshore (M€).

$$Cost = 10^{-6} \cdot Cost0 + xCabl \cdot Cable Cost$$
(39)

Valor total: Valor total da geração offshore

$$Value = \sum_{t} Ey(t) \cdot EnergyVal(t)$$
 (40)

Lucro total: Lucro total da geração offshore

$$Profit = Value - Cost$$
 (41)

 $^{^{15}}$ O factor $\frac{1}{NMaxC}$ é usado para converter um número inteiro num número real, como requerido pelo GAMS para as variáveis de otimização.

Anexo B - Valores estatísticos da otimização

Os valores estatísticos correspondentes as execuções do modelo para cada cenário e teste de sensibilidade são apresentados nas Tabela B.1 - Tabela B.6. Os valores apresentados correspondem *i*) ao número de iterações (*Niter*.) e de variáveis (*Ntotal*) do modelo matématico, *ii*) ao tempo computacional da geração e execução do modelo, e *iii*) aos valores da variável de optimização, nomeadamente, o valor otimizado e estimado da solução bem como o desvio relativo (*RelGap*).

Tabela B.1. Valores estatísticos da otimização dos cenários A (primeira linha) e B.I.

	Iterações e riáveis		Tempo computacional (s)		Valores da variável de optimização		Capacidade Imposta (MW)
Niter.	Ntotal	Geração	Execução	Otimizado	Estimado	RelGap	LxD
32306	182748	3.09	40.12	1.29E+04	1.29E+04	0.003	0
29991	182748	3.31	39.97	1.29E+04	1.29E+04	0.004	100
41698	182748	3.37	41.81	1.29E+04	1.29E+04	0.002	200
6553	182748	3.28	18.07	1.30E+04	1.29E+04	0.009	300
31465	182748	3.28	40.01	1.29E+04	1.29E+04	0.004	400
6041	182748	3.28	12.95	1.29E+04	1.29E+04	0.002	500
25787	182748	3.29	27.04	1.29E+04	1.29E+04	0.004	600
49199	182748	3.28	51.37	1.29E+04	1.29E+04	0.005	700
52886	182748	3.28	45.18	1.30E+04	1.29E+04	0.007	800
27640	182748	3.29	38.06	1.30E+04	1.29E+04	0.005	900
13759	182748	3.35	29.27	1.30E+04	1.30E+04	0.004	1000
29714	182748	3.32	38.69	1.31E+04	1.30E+04	0.005	1100
130032	182748	3.31	137.67	1.32E+04	1.31E+04	0.007	1200

Tabela B.2. Valores estatísticos da otimização do cenário B.II.

	Iterações e riáveis		Tempo computacional (s)		Valores da variável de optimização		
Niter.	Ntotal	Geração	Execução	Otimizado	Estimado	RelGap	LxD
45173	182748	3.09	39.98	1.29E+04	1.29E+04	0.005	600
40646	182748	3.34	43.04	1.29E+04	1.29E+04	0.004	650
37775	182748	3.28	33.79	1.29E+04	1.29E+04	0.004	700
40374	182748	3.28	43.85	1.30E+04	1.29E+04	0.005	750
13629	182748	3.32	25.99	1.30E+04	1.29E+04	0.006	800
10111	182748	3.32	19.45	1.29E+04	1.29E+04	0.002	850
232072	182748	3.31	142.44	1.30E+04	1.29E+04	0.007	900
84980	182748	3.32	71.45	1.31E+04	1.30E+04	0.009	950
72368	182748	3.29	65.65	1.30E+04	1.30E+04	0.005	1000
94611	182748	3.32	95.54	1.31E+04	1.30E+04	0.009	1050
160996	182748	3.32	128.84	1.31E+04	1.30E+04	0.005	1100
77381	182748	3.29	76.08	1.31E+04	1.30E+04	0.004	1150
130054	182748	3.32	126.24	1.31E+04	1.31E+04	0.004	1200

Tabela B.3. Valores estatísticos da otimização do cenário B.III.

Número de Iterações e de Variáveis		Tempo computacional (s)		Valores da variável de optimização			Capacidade Imposta (MW)
Niter.	Ntotal	Geração	Execução	Otimizado	Estimado	RelGap	LxD
860665	182748	3.04	717.53	1.82E-01	1.82E-01	0.000	0
6728597	182748	3.39	1473.13	1.82E-01	1.82E-01	0.000	100
498373	182748	3.34	600.73	1.82E-01	1.82E-01	0.000	200
2611383	182748	3.32	738.43	1.82E-01	1.82E-01	0.000	300
515311	182748	3.34	401.78	1.82E-01	1.82E-01	0.000	400
3176408	182748	3.29	629.75	1.82E-01	1.82E-01	0.000	500
664573	182748	3.26	395.59	1.82E-01	1.82E-01	0.000	600
1271325	182748	3.29	682.77	1.82E-01	1.82E-01	0.000	700
1219179	182748	3.34	490.11	1.82E-01	1.82E-01	0.000	800
5848036	182748	3.40	1223.34	1.82E-01	1.82E-01	0.000	900
1237685	182748	3.29	428.35	1.82E-01	1.82E-01	0.000	1000
811620	182748	3.31	318.84	1.82E-01	1.82E-01	0.000	1100
9963016	182748	3.35	2841.90	2.05E-01	2.05E-01	0.000	1200

Tabela B.4. Valores estatísticos da otimização do cenário B.IV.

l'abela B.4. Valores estatisticos da otimização do cenario B.1v.								
Número de Iterações e de Variáveis		Tempo computacional (s)		Valores da variável de optimização			Capacidade Imposta (MW)	
Niter.	Ntotal	Geração	Execução	Otimizado	Estimado	RelGap	LxD	
2600383	182748	3.12	767.81	1.82E-01	1.82E-01	0.000	600	
350650	182748	3.32	387.10	1.82E-01	1.82E-01	0.000	650	
372304	182748	3.34	305.87	1.82E-01	1.82E-01	0.000	700	
742221	182748	3.29	599.15	1.82E-01	1.82E-01	0.000	750	
762207	182748	3.39	429.50	1.82E-01	1.82E-01	0.000	800	
1089167	182748	3.56	383.39	1.82E-01	1.82E-01	0.000	850	
576699	182748	3.42	410.30	1.82E-01	1.82E-01	0.000	900	
384588	182748	3.26	318.04	1.82E-01	1.82E-01	0.000	950	
938373	182748	3.31	584.05	1.82E-01	1.82E-01	0.000	1000	
2361843	182748	3.29	989.39	1.82E-01	1.82E-01	0.000	1050	
1291537	182748	3.29	423.64	1.82E-01	1.82E-01	0.000	1100	
399017	182748	3.42	324.00	1.82E-01	1.82E-01	0.000	1150	
32747064	182748	3.31	9427.16	2.05E-01	2.05E-01	0.000	1200	

Tabela B.5. Valores estatísticos da otimização do cenário C.

	Iterações e riáveis		mpo acional (s)	(s) Valores da variável de optimização		Capacidade Imposta (MW)	
Niter.	Ntotal	Geração	Execução	Otimizado	Estimado	RelGap	LxD
72368	182748	3.46	74.13	1.30E+04	1.30E+04	0.005	1000
49520	182748	3.59	55.60	1.69E+08	1.69E+08	-0.001	1000

Tabela B.6. Valores estatísticos da otimização do cenário D.

	Iterações e riáveis		Tempo Valo		Valores da variável de optimização		
Niter.	Ntotal	Geração	Execução	Otimizado	Estimado	RelGap	LxD
5048	182748	3.29	12.28	1.28E+04	1.28E+04	0.001	0
4552	182748	3.53	11.17	1.28E+04	1.28E+04	0.002	100
7626	182748	3.54	18.36	1.28E+04	1.28E+04	0.002	200
4710	182748	3.53	13.10	1.28E+04	1.28E+04	0.004	300
56999	182748	3.59	57.19	1.28E+04	1.28E+04	0.004	400
5088	182748	3.45	12.62	1.28E+04	1.28E+04	0.002	500
24180	182748	3.48	30.67	1.28E+04	1.28E+04	0.003	600
121930	182748	3.48	102.91	1.29E+04	1.28E+04	0.003	700
20591	182748	3.59	34.54	1.29E+04	1.29E+04	0.003	800
337732	182748	3.45	273.03	1.30E+04	1.29E+04	0.006	900
170316	182748	3.56	129.53	1.30E+04	1.29E+04	0.003	1000
14378	182748	3.59	32.76	1.31E+04	1.30E+04	0.005	1100
184939	182748	3.50	169.93	1.32E+04	1.30E+04	0.008	1200