



Decision support system for the use of energy sources and pollutant emissions

João Druczkoski - joao.druczkoski@ubi.pt

Universidade da Beira Interior, departamento de Engenharia Electromecânica

Marco Dias - marco.dias@ubi.pt

Universidade da Beira Interior, Departamento de Engenharia Electromecânica

Pedro Barandier - pedro.barandier@ubi.pt

Universidade da Beira Interior, Departamento de Engenharia Electromecânica

Tânia M. Lima - tmlima@ubi.pt

Universidade da Beira Interior, C-MAST-Centre for Mechanical and Aerospace Science and Technologies

Pedro D. Gaspar - dinis@ubi.pt

Universidade da Beira Interior, C-MAST-Centre for Mechanical and Aerospace Science and Technologies

Fernando Charrua-Santos - bigares@ubi.pt

Universidade da Beira Interior, C-MAST-Centre for Mechanical and Aerospace Science and Technologies

Abstract

Nowadays, the energy demand presents a progressive and incessant growth, therefore it is crucial to design a program that balances the population' energy need and the independence of non-renewable sources, which present increasingly scarce projections. Moreover, to assure a more sustainable energy production in search of attenuation of the concentration of pollutants emitted. To this end, a proposal is presented for Portugal, through a quantitative data analysis that can both safeguard the Portuguese population from energy shortages in the coming years, as well as the entire ecosystem, both locally and globally.

Keywords

Wind energy, Linear programming, Decision Support System

Sistema de apoio à decisão na utilização de fontes de energia e emissões de poluentes

1. Introdução

No contexto atual, com o aumento na demanda energética, com a ocorrência de mudanças climáticas e com a diminuição na disponibilidade de combustíveis fósseis, há uma crescente tendência global focada na geração de energia por fontes renováveis, o que transparece por meio das políticas ambientais adotadas pelos países. Na União Europeia (UE), tais políticas se mostram pela meta na qual até o ano de 2020 os países membros se comprometeram a ter uma razão de 20% de fontes energéticas renováveis em relação às fontes energéticas totais, em busca de uma redução da emissão de gases causadores do efeito estufa e uma menor dependência de combustíveis fósseis.

O desafio é estabelecer um planeamento que seja dinâmico e que possa fazer melhor uso das fontes eólicas ao longo do tempo assim como de novas instalações. Com isso em mente, este trabalho busca fazer um planeamento de longo prazo para o desenvolvimento de um plano que atenda à demanda energética portuguesa, a custos mínimos de instalação, consoante as normativas determinadas no Acordo de Paris em 2015, que culminaram, no ano de 2016 pela publicação por parte da Comissão Europeia, do pacote legislativo “Energia Limpa para todos os europeus”, que busca uma transição energética no período de 2020 a 2030. Para que esta transição pudesse ser sustentada, foi criado o Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC). Divulgado em 2019, com base nas normativas impostas pelo parlamento europeu em dezembro de 2018. Com 5 intentos: a descarbonização, a eficiência energética, a segurança interna de abastecimento, o mercado interno da energia e investigação, inovação e competitividade [1].

De acordo com o secretário do estado de energia, João Galamba, o complemento pela energia fotovoltaica, consolida ainda mais todo o sistema, visto que estarão disponíveis três tecnologias renováveis: a hídrica, a solar e a eólica. Ainda que não se produzam todas incessantemente ou de forma igual, contudo tal conjunto fortificará o sistema energético, ainda que a energia eólica mantenha o papel principal, isto é, cerca de 33% a 55% da produção renovável estimada em 2030. [2]

Organizações tem feito o uso do SGA, Sistema de Gerenciamento Ambiental, para responder às crescentes pressões legais e públicas em relação ao desempenho ambiental sustentável, no qual, imposições são requeridas, dentre elas, indicadores ambientais quantitativos. Embora indicadores quantitativos não expressem a total veracidade da situação, estes representam um modelo empírico, de comunicação mais simples, que torna pública e facilitada certas informações a respeito de determinado assunto com maior grau de complexidade e tendências ainda não apercebidas. [3]

Com o intuito do cumprimento do desafio, no presente trabalho é proposto um modelo feito a partir de uma coleta de dados a respeito das fontes eólicas portuguesas, como o número total de aerogeradores (estando estes em funcionamento ou não), as suas respectivas potências, os modelos e os anos de instalação. Ademais, suas disposições nos parques eólicos. Também foram recolhidas informações quantitativas referentes às metas acordadas. Após a coleta e a análise de tais dados, foi alvidrada uma solução mediante a aplicação de programação linear suportada pela utilização do suplemento Solver do Microsoft Excel.

2. Revisão da Literatura

O primeiro parque eólico português foi construído em 1986 na ilha de Porto Santo no arquipélago de Madeira e atualmente se encontra com potência total instalada de 1,1 MW e além de seguir a estratégia da UE, Portugal adotou também políticas nacionais muitas vezes mais ambiciosas que as impostas por esta, aumentando o seu investimento em energias renováveis, principalmente na energia eólica, a partir de 2002, com 244,52 MW instalados, teve um crescimento considerável que se manteve até 2016, e atualmente se encontra estagnada em 5322,68 MW, com aproximadamente 2758 turbinas instaladas, como se pode notar na figura 1.

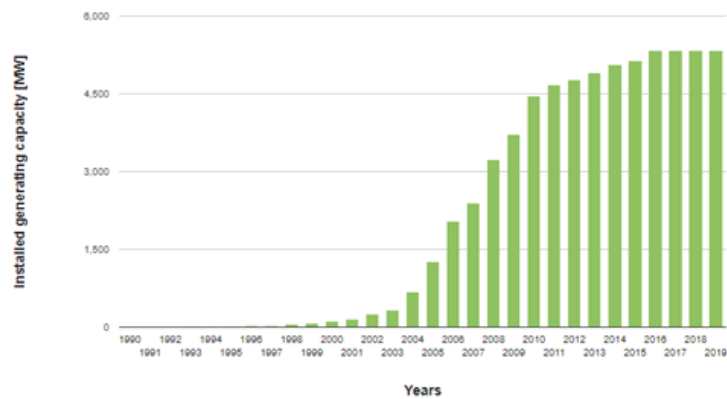


Figura 1: Capacidade de Geração Instalada
Fonte: [4]

Representando 39,2% do total de geração energética a partir de fontes renováveis em Portugal, como se pode ver na figura seguinte (figura 2).

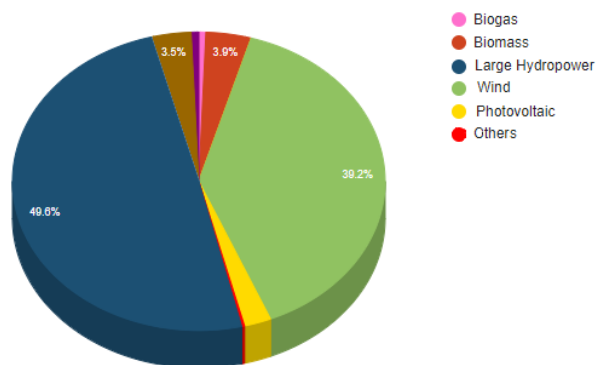


Figura 2: Razões Estatísticas das fontes energéticas renováveis em Portugal, Adaptado.
Fonte: [4]

Atualmente, os melhores sítios portugueses para a exploração de energia eólica já se encontram explorados, restando os menos vantajosos ou que demandam maiores investimentos ou a utilização de plantas Offshore. Ainda mais, temos que aproximadamente 10,41% do total de turbinas eólicas utilizadas tem idade igual ou superior a 16 anos, 53,84% tem entre 10 e 15 anos e 35,75% tem idade inferior a 10 anos. Tais factos aumentam os custos do investimento em energia eólica, necessária para seguir a estratégia portuguesa adotada para o PNEC 2030, pois temos que em 2030 aproximadamente 92,71% das turbinas se encontraram com mais de 15 anos.

Já no que diz respeito a plantas eólicas do tipo Offshore, em Portugal tem-se somente um projeto chamado Windfloat, a 6 km da costa da praia da Aguçadoura na Póvoa de Varzim,

pertencente a um consórcio entre a EDP, Repsol, A Silva Matos InovCapital, VESTAS e Principal Power com financiamento do Fundo de Apoio à Inovação. Atualmente está em fase de protótipo, com somente uma turbina instalada com potência de 2 MW, com previsão de 25 MW com todas as turbinas instaladas. [5]

3. Metodologia

A base de dados utilizada neste trabalho contém informações acerca de todos os parques eólicos de Portugal, todas as turbinas em funcionamento e desativadas. Informações como:

- Nome do parque eólico;
- Distrito / Região autónoma;
- Marca;
- Modelo;
- Ano de entrada em funcionamento;
- Quantidade de turbinas;
- Potência nominal das turbinas.

A partir destes dados, obtiveram-se ainda outras informações que foram determinantes para a modelagem do problema, nomeadamente:

- Tempo de funcionamento da turbina;
- Potência nominal total;
- Classificação ABC em função dos anos em funcionamento.

Diante dos dados até aqui obtidos, verificou-se a necessidade de classificar o tempo médio de funcionamento das turbinas em 3 categorias: A, B e C. Onde A, representa as turbinas com valores iguais ou inferiores a 9 anos; B representa as turbinas com valores entre 10 e 15 anos; C representa as turbinas com valores superiores a 16 anos.

Pode-se verificar na tabela 1 que 35,75% das turbinas são classificadas como A, 53,84% das turbinas na categoria B que já requerem alguma atenção e um planeamento de desativação a longo prazo, e 10,41% das turbinas na categoria C, que já passam pela fase de descomissionamento pois as turbinas possuem um ciclo de vida menor tendo como referência as turbinas produzidas atualmente detentoras de um ciclo de vida de 25 anos.

Tabela 1: Relação entre as idades e quantidades respetivas a cada categoria de Turbina.

Anos em funcionamento	Quantidade de Turbinas	% Quantidade de Turbinas	Classificação ABC
27	6	0,22%	C ≥ 16 anos 10,41%
26	31	1,12%	
25	7	0,25%	
22	20	0,73%	
20	50	1,81%	
19	11	0,40%	
18	41	1,49%	
17	50	1,81%	
16	71	2,57%	
15	71	2,57%	
14	188	6,82%	B ≥ 10 e ≤ 15 anos 53,84%
13	278	10,08%	
12	384	13,92%	
11	170	6,16%	
10	394	14,29%	
9	249	9,03%	
8	330	11,97%	A ≤ 9 anos 35,75%
7	103	3,73%	
6	49	1,78%	
5	54	1,96%	
4	76	2,76%	
3	39	1,41%	
2	86	3,12%	
Total Geral	2758	100,00%	

Já em 2030, considera-se que todas as unidades de produção de energia com tempo funcionamento superior a 25 anos tenham sido substituídas. Diante disso, foi realizada a mesma análise projetando o referido ano. Pode-se verificar que 95,47% das turbinas, caso não sejam substituídas, encontrar-se-iam na categoria C, vide tabela 2. Sendo o maior valor de 39 anos com 6 turbinas e o menor valor com 16 anos com 76 turbinas. Apenas 4,53 % das turbinas fariam parte da categoria B, com um total de 29. Sendo assim, pode-se comprovar a necessidade de um plano de substituição e descomissionamento das unidades geradoras de energia eólica em Portugal.

Tabela 2: Potencial nominal total por região.

Anos em funcionamento	Quantidade de Turbinas	% Quantidade de Turbinas	Classificação ABC
39	6	0,22%	C ≥ 16 anos 95,47%
38	31	1,12%	
37	7	0,25%	
34	20	0,73%	
32	50	1,81%	
31	11	0,40%	
30	41	1,49%	
29	50	1,81%	
28	71	2,57%	
27	71	2,57%	
26	188	6,82%	
25	278	10,08%	
24	384	13,92%	
23	170	6,16%	
22	394	14,29%	
21	249	9,03%	
20	330	11,97%	
19	103	3,73%	
18	49	1,78%	
17	54	1,96%	
16	76	2,76%	
15	39	1,41%	B ≥ 10 e ≤ 15 anos 4,53%
14	86	3,12%	
Total Geral	2758	100,00%	

4. Definição e Análise do Problema

Com base nos dados obtidos na base de dado E2P [2] e a meta do PNEC 2030 [1] no quesito de energia eólica o intuito deste trabalho é encontrar, de acordo com as hipóteses adotadas, um plano ótimo para a substituição das turbinas já construídas ou a construção de novas do tipo *Offshore* ao mínimo custo de investimento, isto é, qual o número de turbinas novas, tanto substituindo antigas ou *Offshore*, necessário para atingir a meta em 2030.

As hipóteses adotadas para a resolução deste problema foram as seguintes:

1. Em 2030 será necessário ter uma potência eólica instalada superior a 8500 MW [1];
2. Considera-se a vida útil de toda e qualquer turbina eólica igual a 25 anos, e qualquer turbina eólica com tempo de vida igual ou superior a 25 anos será substituída;
3. O fator de carga, ou eficiência, das turbinas está fixado em 39,7% [6];
4. O preço de venda da energia produzida está fixado em 86 €/MW [7];
5. As turbinas trabalham 8760 horas por ano; Foi arbitrado este o valor hipotético de 8760h por ano ou seja, 24h por dia, pois não há na literatura informações acerca o tempo de operação diária real de turbinas eólica. Sabe-se que este valor não representa a realidade e sendo assim, esta variável pode ser facilmente alterada nas simulações no Excel. Não são consideradas neste estudo informações sobre interrupções no funcionamento nas unidades de geração de energia como manutenção, bem como indicações probabilísticas de quebras repentinas. Todavia, é fixada a eficiência ou fator de carga dos equipamentos em 39,7%.
6. O custo de investimento para turbinas *On-shore* varia entre 800.000 a 1.000.000 €/MW [3];

7. O custo de investimento para turbinas *Offshore* varia entre 1.200.000 a 2.000.000 €/MW [3];
8. As turbinas utilizadas nas análises serão de 2 MW e de 5 MW tanto para *On-shore* quanto para *Offshore*, sendo que no caso de turbinas de potências superiores a 2 MW em um caso e 5 MW no outro, serão substituídas com a de equivalente potência a original, isto é, no caso de 2 MW uma turbina de 3 MW seria substituída por outra de 3 MW, mas no caso de 5 MW isto não ocorreria sendo substituída por uma turbina de 5MW.

Considerando o potencial eólico já presente em Portugal de 5329 MW, temos que ainda faltam 3171 MW para se alcançar a meta de 8500 MW, ainda mais, quando consideramos que até 2030 teremos 812 turbinas com idade igual ou superior a 25 anos e realizada a sua substituição, gerando para turbinas de 2 MW um ganho de 1350.58 MW e uma necessidade de 1820,42 MW e para turbinas de 5MW um ganho de 2751.38 MW uma necessidade de 419,62 MW, conforme a tabela 3 abaixo.

Tabela 3: Quantidade de turbinas e ganho de potência total, para ambos os casos.

Quantidade de turbinas com vida > 25 anos	Potência da Turbina a ser substituída [MW]	Ganho de potência por substituição	
		2 MW	5 MW
2	0,13	3,74	9,74
30	0,15	55,5	145,5
2	0,225	3,55	9,55
21	0,3	35,7	98,7
45	0,5	67,5	202,5
75	0,6	105	330
21	0,66	28,14	91,14
6	0,75	7,5	25,5
3	0,8	3,6	12,6
1	0,85	1,15	4,15
10	0,9	11	41
2	1	2	8
1	1,2	0,8	3,8
75	1,3	52,5	277,5
59	1,5	29,5	206,5
12	1,65	4,2	40,2
4	1,75	1	13
28	1,8	5,6	89,6
258	2	516	774
2	2,05	4,1	5,9
75	2,3	172,5	202,5
80	3	240	160
Ganho de potência total		1350,58	2751,38

4.1 Variáveis de Decisão

Pela análise do problema, as variáveis de decisão definidas foram as quantidades de turbinas eólicas *On-shore* possíveis de substituição e a quantidade de turbinas eólicas *Offshore* a serem construídas, conforme ilustrado na tabela 5 além disso, representa a estrutura necessária para o método utilizado neste estudo, onde as células em branco, foram preenchidas de maneira automática pela ferramenta Solver, através do método Simplex, funcionalidades do programa computacional Excel.

Tais valores foram somados e multiplicados: pela potência da nova turbina 2 ou 5 MW, pelo custo de implantação on-shore, que varia entre 1.200.000 €, 1.400.000 €, 1.600.000 € e

2.000.000 € e pelo custo de implantação de unidade geradora Offshore que varia entre 800.000 €, 1.000.000 €. Todos estes fatores são componentes da função objetivo. Estas variações originam os 16 cenários descritos no artigo. Portanto, para cada um dos 16 cenários, temos valores completamente distintos na tabela. Nos campos dos cabeçalhos, são indicadas os anos de funcionamento das turbinas e nas linhas são indicadas as potências das turbinas em MW.

4.2 Restrições

Foram definidas as seguintes restrições:

- Necessidade de potência, ou seja, quanto falta para atingir a meta para 2030. Nos valores de 1820,42 MW para as turbinas de 2 MW e 419,62 MW para as turbinas de 5 MW. Será do tipo maior ou igual (\geq) em ambos os casos e calculada pelo somatório das variações de potência obtidos na substituição ou construção.
- Quantidade de turbinas, isto é, para uma dada potência e idade, quantas turbinas são possíveis de serem substituídas, excluindo *Offshore*, e será do tipo menor ou igual (\leq) possuindo os valores de acordo com a tabela 4, sendo qualquer célula vazia de valor igual a zero.
- Restrições de não-negatividade do tipo maior ou igual à (\geq) zero para todas as variáveis de decisão, a fim de impossibilitar a obtenção de soluções que não seriam condizentes com a realidade.

Tabela 4: Restrições para a quantidade de turbinas a uma determinada potência e tempo de vida em 2030.

	Potência [MW]	Anos											Total Geral	
		14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24		
Dados do problema	0,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	7
	0,8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	6
	0,85	0	0	0	5	0	0	0	21	1	0	0	0	27
	0,9	5	0	0	4	10	0	0	0	5	0	0	0	24
	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2
	1,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15	15
	1,5	0	0	0	0	0	0	4	0	0	0	0	0	4
	1,67	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15	48	0	63
	1,8	0	0	4	0	5	0	0	0	0	0	0	0	9
	2	12	28	0	0	5	13	92	139	320	136	211	0	956
	2,05	61	11	5	14	0	0	0	0	0	0	0	0	91
	2,1	0	0	0	0	0	6	0	34	11	0	38	0	89
	2,3	8	0	66	31	29	75	232	11	23	19	13	0	507
	2,5	0	0	0	0	0	6	2	44	0	0	14	0	66
	3	0	0	0	0	0	2	0	0	34	0	30	0	66
	3,4	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Offshore	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

4.3 Função Objetivo

A função objetivo será do tipo minimização, obtida pela soma da quantidade de turbinas substituídas, multiplicada pela potência da turbina nova, multiplicado pelo valor do MW para a turbina, somado a mesma equação para as Offshore, isto é, conforme a equação abaixo:

$$F. O. = \sum Q_{on} \times P \times Con + \sum Q_{off} \times P \times Coff$$

Onde:

- Q_{on} = Quantidade de turbinas On-shore substituídas em unidades.
- Q_{off} = Quantidade de turbinas Offshore construídas em unidades.
- P = Potência da turbina nova em MW.
- Con = Custo de investimento para turbinas On-shore em €/MW.
- $Coff$ = Custo de investimento para turbinas Offshore em €/MW.

5. Discussão e Resultados

Com a problemática já definida, foram realizadas 3 análises, uma utilizando o tempo de vida das turbinas como fator preponderante na resolução do problema, outra utilizando o ganho de potência nominal como fator preponderante e ainda uma terceira, utilizando o ganho de potência nominal, mas aplicando uma “multa” referente ao lucro que se obteria pela produção elétrica da turbina substituída, caso esta chegasse ao fim de seu ciclo de vida, calculada com base nos dados anteriormente expostos. E para cada análise foram realizados 16 cenários variando tanto a potência da turbina nova quanto os custos de investimento para *On-shore* e *Offshore*, expostos na tabela 5.

Após a inserção dos inputs, neste caso: potência das novas turbinas 2MW, custo de instalação de turbinas on-shore 800.000 €, custo de instalação de turbinas Offshore 1.000.000 € o programa realiza os cálculos e verifica quais são os valores ótimos para o cenário. O melhor resultado encontrado em todas as simulações, em questões de custo foi o cenário 1, análise 3 que apresentou os valores na tabela 6. Pode-se constatar que para 91% dos equipamentos, o momento ideal para que seja realizada sua substituição é quando estes alcançam os 23 e 24 anos. Em suma, e de acordo com a tabela, devem-se substituir 577 turbinas.

Tabela 5: Custos totais, em Euros, para cada análise e cenário.

		Anos (Tempo de Utilização dos Equipamentos)										Total Geral	
		14	15	16	17	18	19	20	21	22	23		24
Variáveis de decisão	Potência (MW)											7,0	7,0
	0,8											6,0	6,0
	0,85				5,0				21,0	1,0			27,0
	0,9	3,6			4,0	10,0				5,0			22,0
	1											2,0	2,0
	1,3											15,0	15,0
	1,5							4,0					4,0
	1,67										15,0	48,0	63,0
	1,8												
	2										136,0	211,0	347,0
	2,05												
	2,1											38,0	38,0
	2,3										19,0	13,0	32,0
	2,5											14,0	14,0
	3												
	3,4												
Offshore													
Total		3,6			9,0	10,0		4,0	21,0			577,0	

Todos os resultados são provenientes da função objetivo proposta no estudo.

Os cenários de 1 a 8 considera-se que serão utilizadas turbinas de 2 MW para substituição dos equipamentos obsoletos. Os cenários 1, 2, 3 e 4 variam o custo de implantação de unidades geradoras de energia entre 1.200.000 €, 1.400.000 €, 1.600.000 € e 2.000.000 € euros por MW instalado. Mantendo-se fixo o custo de instalação de turbinas on-shore em 800.000 € por turbina. Os cenários 5, 6, 7 e 8 possuem a mesma premissa dos cenários de 1 ao 4, porém, custo de instalação de turbinas on-shore é alterado para €1.000.000.

Os cenários de 9 a 12 considera-se que serão utilizadas turbinas de 5 MW para substituição dos equipamentos obsoletos. Os cenários 9, 10, 11, e 12, variam o custo de implantação de unidades geradoras de energia entre, 1.200.000 €, 1.400.000 €, 1.600.000 € e 2.000.000 € por MW instalado. Mantendo-se fixo o custo de instalação de turbinas on-shore em 800.000 € por turbina. Os cenários 13, 14, 15 e 16 possuem a mesma premissa dos cenários de 9 ao 12, porém, altera-se custo de instalação de turbinas on-shore para € 1.000.000.

No resultado da função objetivo em cada cenário são somados os custos de substituição das turbinas com mais de 25 anos.

Através da análise da tabela 6, tem-se o cenário 1 o de menor custo para as três análises, substituindo 313 turbinas *On-shore* e construindo mais 577 turbinas *Offshore* na análise 1, substituindo 570 turbinas na análise 2, e substituindo 577 na análise 3 e, portanto, o recomendado pelos autores, para além de ser o de menor custo de investimento, também é o que computa o investimento necessário para a substituição das turbinas com idade superior a 25 anos. Pela análise global dos resultados, também se pode perceber que o efeito do custo da turbina *Offshore* não é tão impactante quanto o custo da turbina *On-shore*, principalmente porque este é sempre inferior a aquele.

Tabela 6: Custos totais, em Euros, para cada análise e cenário.

Cenário	Tempo de vida da Turbina (1)	Potência nominal (2)	Potência com multa (3)	Potência das turbinas novas [MW]	Custo On-shore [€/MW]	Custo Offshore [€/MW]
1	€ 3.266.784.000,00	€ 2.292.682.666,67	€ 2.795.064.453,99	2	800.000	1.200.000
2	€ 3.497.088.000,00	€ 2.292.682.666,67	€ 2.795.064.453,99	2	800.000	1.400.000
3	€ 3.726.432.000,00	€ 2.292.682.666,67	€ 2.795.064.453,99	2	800.000	1.600.000
4	€ 4.184.320.000,00	€ 2.292.682.666,67	€ 2.795.064.453,99	2	800.000	2.000.000
5	€ 3.735.064.000,00	€ 2.865.853.333,33	€ 3.368.508.886,86	2	1.000.000	1.200.000
6	€ 3.967.808.000,00	€ 2.865.853.333,33	€ 3.371.168.269,66	2	1.000.000	1.400.000
7	€ 4.198.872.000,00	€ 2.865.853.333,33	€ 3.371.168.269,66	2	1.000.000	1.600.000
8	€ 4.658.040.000,00	€ 2.865.853.333,33	€ 3.371.168.269,66	2	1.000.000	2.000.000
9	€ 3.728.144.000,00	€ 3.678.804.000,00	€ 3.736.486.356,48	5	800.000	1.200.000
10	€ 3.747.040.000,00	€ 3.678.894.894,89	€ 3.767.123.515,39	5	800.000	1.400.000
11	€ 3.747.040.000,00	€ 3.678.894.894,89	€ 3.768.125.377,16	5	800.000	1.600.000
12	€ 3.749.344.000,00	€ 3.678.894.894,89	€ 3.768.125.377,16	5	800.000	2.000.000
13	€ 4.561.344.000,00	€ 4.561.344.000,00	€ 4.562.840.152,46	5	1.000.000	1.200.000
14	€ 4.630.168.000,00	€ 4.590.538.000,00	€ 4.636.110.587,12	5	1.000.000	1.400.000
15	€ 4.674.448.000,00	€ 4.598.618.618,62	€ 4.681.588.948,36	5	1.000.000	1.600.000
16	€ 4.683.800.000,00	€ 4.598.618.618,62	€ 4.692.071.718,63	5	1.000.000	2.000.000

6. Conclusão

O estudo atingiu o objetivo proposto, que foi a elaboração de um plano para construção e/ou substituição de turbinas eólicas, a fim de atingir as metas propostas por Portugal no PNEC 2030. Com base num cenário dividido em 3 tipos de análises: análise por tempo de funcionamento do equipamento, por potência do equipamento e por potência do equipamento com atribuição penalidade. Todos estes considerando as variações na potência de turbinas instaladas, variação no custo de investimento (tanto *Offshore* quanto *On-shore*) e o tempo de vida das turbinas.

Sendo assim, pode-se concluir que, para as 3 análises o cenário 1: substituindo 313 turbinas *On-shore* e instalando mais 577 *Offshore*; a análise 2: substituindo 570 turbinas *On-shore* e não instalando nenhuma turbina *Offshore*; análise 3: substituindo 577 turbinas e também sem instalações *Offshore* foi o de menor custo e, portanto, este sendo o cenário recomendado pelos autores visto que é um dos que computa o investimento necessário para substituição das turbinas com tempo de funcionamento superior a 25 anos.

Genericamente, pode-se concluir que Portugal estagnou a instalação de novas turbinas de geração de energia eólica a partir de 2016, os seus parques com localizações ótimas já se encontram explorados, atualmente 56% deles possuem um tempo de funcionamento médio entre 10 e 15 anos, o que demanda atenção para o ciclo de vida de seus equipamentos, portanto, o foco para o futuro da energia eólica no país necessita de duas grandes frentes de planeamento: o aproveitamento dos ventos marítimos pela utilização de tecnologias de turbinas *Offshore*, e no recomissionamento ou substituição de turbinas no final do ciclo de vida presentes nos parques eólicos.

Agradecimentos

Os autores foram financiados pelo C-MAST - Centre for Mechanical and Aerospace Science and Technologies através do projecto com a referência UID/EMS/00151/2019.

Referências Bibliográficas

- [1] Bernardo, J. PNEC 2030. Plano Nacional Energia e Clima. Direção-Geral de Energia e Geologia. (2019) <https://www.portugal.gov.pt/download-ficheiros/ficheiro.aspx?v=0eada7c4-4f17-4d13-a879-6700f302b7e0>
- [2] Silva, Barbara. Report: Maior parque eólico flutuante do mundo será português. E a tecnologia é para exportar. Diário de Notícias (2018) <https://www.dn.pt/dinheiro/edp-quer-exportar-tecnologia-do-maior-parque-eolico-flutuante-do-mundo-10034751.html>
- [3] Luz, Sheila., Selitto, Miguel., Gomes, Luciana. Artigo Científico. Medição de Desempenho Ambiental Baseada em um Método Multicritério de Apoio à Decisão: Estudo de Caso na Indústria Automotiva. ULBRA e UNISINOS. (2006).
- [4] INEGI. E2P, Energias Endógenas de Portugal: Base de dados de fontes renováveis de energia. (2019) <http://e2p.inegi.up.pt/>
- [5] EDP. Energias de Portugal. (2017) <https://www.edp.com/pt-pt/partilha-do-conhecimento/eolicas-em-alto-mar>
- [6] EEA. Technical report N.º6: Europe's On-shore and Offshore wind energy potential-An assessment of environmental and economic constraints. European Environment Agency. (2009) ISSN 1725-2237
- [7] Rocha, A. O., Faria, N. S. Nota Informativa: Energias Renováveis - Novidades Legislativas no Sector. PLMJ - Sociedade de Advogados. (Janeiro de 2014) https://www.plmj.com/xms/files/v1_antigos_anteriores_a_abr2019/newsletters/2014/Janeiro/ENERGIAS_RENOVAVEIS.pdf