LVI SBPO SIMPÓSIO BRASILEIRO DE PESQUISA OPERACIONAL
DE 04 ATÉ 07 NOVEMBRO 2024
FORTALEZA | CEARÁ

UM MODELO DEA PARA AVALIAÇÃO DOS PROJETOS EÓLICOS *OFFSHORE* EM LICENCIAMENTO NO IBAMA

José Francisco Moreira Pessanha
Universidade do Estado do Rio de Janeiro – UERJ, Universidade Estácio de Sá - UNESA
e-mail: professorjfmp@hotmail.com

Mário Jorge Cardoso de Mendonça
Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada - IPEA
e-mail: mario.mendonca@ipea.gov.br

Albert Cordeiro Geber de Melo
Universidade do Estado do Rio de Janeiro - UERJ
e-mail: albert.melo@ime.uerj.br

Amaro Olimpio Pereira Junior
Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ
e-mail: amaro@ppe.ufrj.br

Luis Alberto Medrano
Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro - UFRRJ
e-mail: lmedrano@ufrrj.bj

Francisco José dos Santos Alves
Universidade do Estado do Rio de Janeiro - UERJ
e-mail: francisco.jose.alves@uerj.br

Sidnei Costa Junior
Universidade do Estado do Rio de Janeiro - UERJ
e-mail: sjcosta@planejamento.rj.gov.br

RESUMO

A diversidade de projetos de geração eólica *offshore* no litoral brasileiro destaca a relevância de uma fronteira de eficiência, capaz de identificar aqueles que fazem o melhor uso dos recursos disponíveis. Este estudo propõe e aplica um modelo SBM-DEA na avaliação de 66 projetos eólicos *offshore* com pedidos de licenciamento no IBAMA, dos quais 11 foram eficientes.

PALAVRAS CHAVE. Energia eólica, Geração eólica *offshore*, Análise envoltória de dados.

Tópicos DEA, EN&PG, ADM

ABSTRACT

The diversity of offshore wind power generation projects along the Brazilian coast highlights the importance of an efficiency frontier capable of identifying those that make the best use of available resources. This proposes and applies an SBM-DEA model to evaluate 66 offshore wind projects with licensing requests submitted to IBAMA, of which 11 were efficient.

KEYWORDS. Wind power. Offshore wind energy. Data Envelopment Analysis.

Paper topics DEA, EN&PG, ADM

DOI: 10.59254/sbpo-2024-193559
https://proceedings.science/p/193559?lang=pt-br

1. Introdução

Dados disponibilizados pelo Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e de Recursos Naturais Renováveis [IBAMA 2023] mostram que há 97 projetos eólicos *offshore* com processos de licenciamento ambiental abertos e que juntos formam uma capacidade instalada total de 234 GW, uma pequena parcela do potencial eólico *offshore* brasileiro estimado em 1,3 TW [Bezerra 2021], mas um montante equivalente a toda capacidade instalada atual no país.

Apesar dos custos de investimento e operação de parques eólicos *offshore* serem mais elevados que os seus congêneres *onshore*, as eólicas *offshore* estão próximas aos centros de carga [EPE 2020]. A zona costeira do Brasil concentra quase um quarto da população e as atividades nessa faixa são responsáveis por aproximadamente 20% do PIB [Andrade et al. 2022]. Ademais, as usinas eólicas *offshore* podem se estender por áreas maiores e explorar ventos mais regulares e com maiores velocidades, livres de obstáculos e com turbinas mais potentes, dado que a poluição visual e sonora é mitigada ou eliminada se as turbinas são instaladas longe da costa [EPE 2020].

Conforme ilustrado na Figura 1, os projetos de parques eólicos *offshore* estão distribuídos ao longo do litoral brasileiro, com parques localizados nos litorais dos estados do Ceará (25 projetos), Espírito Santo (6 projetos), Maranhão (3 projetos), Piauí (6 projetos), Rio de Janeiro (15 projetos), Rio Grande do Norte (14 projetos), Rio Grande do Sul (27 projetos) e Santa Catarina (1 projeto).



Figura 1. Distribuição dos projetos eólicos *offshore* no litoral brasileiro [IBAMA 2023]

Para cada projeto são disponibilizados o número de aerogeradores, o modelo do aerogerador, a potência unitária e a localização [IBAMA 2023]. A variedade de projetos, com turbinas de diferentes fabricantes e distintos arranjos físicos, aponta para a existência de um conjunto de possibilidades de produção, limitado por uma fronteira de eficiência, i.e., o lugar geométrico formado pelos projetos capazes de oferecer a maior geração de energia (*output*) para uma determinada configuração de *inputs*, neste caso o porte do projeto (área e número de turbinas) e a disponibilidade de recursos (potência disponível para a turbina e velocidade do vento). Por meio da fronteira de eficiência é possível identificar os projetos mais eficientes, uma informação útil na avaliação e seleção dos melhores projetos. Por exemplo, a análise envoltória de dados – DEA (*Data Envelopment Analysis*) pode ser utilizada na avaliação da eficiência de parques eólicos *onshore* em operação [Iglesias et al. 2010], na avaliação de projetos eólicos [Tsolas 2020] e na seleção dos melhores locais disponíveis para construção de parques eólicos *offshore* [Wang et al. 2021].

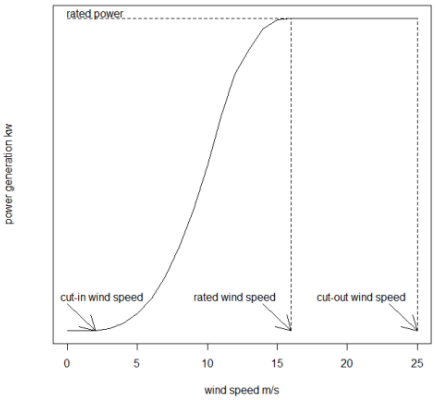
A abordagem DEA é não paramétrica e prescinde da necessidade de estabelecer uma relação matemática entre as variáveis *inputs* e *outputs*, requerendo apenas a definição dessas variáveis; trata-se de uma abordagem determinística formulada como um problema de programação linear e as ineficiências correspondem aos desvios dos projetos em relação à fronteira. Tsolas (2020) avaliou projetos eólicos na Grécia por meio de um modelo DEA de dois estágios. Alternativamente, a avaliação da eficiência de parques eólicos pode ser realizada por um modelo de fronteira estocástica – SFA (*Stochastic Frontier Analysis*) [Iglesias et al. 2010]. A abordagem SFA é paramétrica e requer a especificação de um modelo econométrico, uma equação que relacione a produção energética (*output*) com as variáveis *inputs*.

DOI: 10.59254/sbpo-2024-193559
https://proceedings.science/p/193559?lang=pt-br

Visando contribuir com o tema, o presente trabalho tem como objetivo avaliar a eficiência dos projetos eólicos *offshore* no litoral brasileiro por meio da abordagem DEA, identificando os projetos mais eficientes no que tange à produção energética e no uso dos recursos disponíveis. Vale ressaltar que os resultados apresentados são oriundos de uma análise *ex ante*, dado que são analisados projetos de parques eólicos em fase de planejamento. Portanto, os resultados obtidos podem contribuir para a identificação dos projetos mais eficientes, i.e., uma lista dos projetos prioritários, assim como as melhorias nos projetos menos eficientes.

2. Energia Eólica

A relação entre a velocidade do vento v (m/s) e a potência elétrica gerada P (Watts) é determinada pela curva de potência $P(\underline{v})$ na Figura 2, caracterizada pelas velocidades de partida ($v_{cut\text{-}in}$), nominal (v_{rated}) e de corte ($v_{cut\text{-}out}$) [Custódio 2009]. Conforme ilustrado na Figura 2, a geração de energia inicia-se com velocidades acima de 2 ou 3 m/s. A potência gerada cresce com o cubo da velocidade do vento até alcançar a velocidade nominal, cujo valor varia entre 10 m/s e 17m/s, dependendo do modelo da turbina. Para velocidades acima da nominal a potência gerada fica próxima da potência nominal, mas a turbina é desligada a fim de evitar riscos de danos quando a velocidade de corte é superada, e.g. 25 m/s.



$$P(v) = \begin{cases} 0, v \leq v_{cut-in} \\ \frac{1}{2} C_p \eta_m \eta_g \rho A v^3, v_{cut-in} \leq v \leq v_{rated} \\ \frac{1}{2} C_p \eta_m \eta_g \rho A v_{rated}^3, v_{rated} \leq v \leq v_{cut-out} \\ 0, v > v_{cut-out} \end{cases} \quad (1)$$

em que
$v_{cut\text{-}in}$ = velocidade de partida (m/s)
v_{rated} = velocidade nominal (m/s)
$v_{cut\text{-}out}$ = velocidade de corte (m/s)
C_p = coeficiente de performance (adimensional)
η_m = eficiência do gerador (adimensional)
η_g = eficiência da caixa de marcha (adimensional)
ρ = densidade do ar (kg/m^3)
A = área varrida pelo rotor (m^2)

Figura 2. Curva de potência de uma turbina eólica

A razão da potência média gerada, durante um intervalo de tempo T, e a potência máxima é o fator de capacidade (FC), um dos principais parâmetros de desempenho de uma fonte geradora, pois a partir dele obtém-se a estimativa da produção energética (MWh) no período T de um parque eólico composto por N turbinas de potência unitária P, conforme indicado em (2).

$$Produção = N \times P \times T \times FC \quad (2)$$

O número de turbinas (N) e a potência unitária (P) dos projetos eólicos *offshore* são informados pelo IBAMA, juntamente com o modelo da turbina eólica, a partir do qual podem ser obtidos dados do diâmetro do rotor. Ademais, com base na localização de cada parque é possível consultar o Atlas Global de Energia Eólica (https://globalwindatlas.info/en) para obter uma estimativa da velocidade média do vento no *hub-height* da turbina, assumido em 150 m para todas os projetos eólicos. Dessa maneira, o fator de capacidade pode ser estimado por meio da equação (3) [Masters 2004], [Madinabeitia et al. 2021]:

$$FC = 0{,}087\bar{V} - \frac{P}{D^2} \quad (3)$$

em que V é a velocidade média do vento no *hub height* da turbina, P é a potência unitária nominal da turbina e D é o diâmetro do rotor.

DOI: 10.59254/sbpo-2024-193559
https://proceedings.science/p/193559?lang=pt-br

A aproximação do *FC* em (3) assume que a densidade de probabilidade da velocidade do vento segue o modelo de distribuição de Rayleigh. Tal premissa é razoável para o continente europeu, mas não encontra respaldo empírico no caso brasileiro. A partir de resultados para um parque eólico *offshore* no litoral fluminense [Pessanha et al. 2023], pode-se inferir que a equação (3) subestima o fator de capacidade dos projetos eólicos no litoral brasileiro. Contudo, a subestimação não é um problema para a análise comparativa em tela, dado que todos os projetos eólicos tiverem os fatores de capacidade estimados pela equação (3). Dessa maneira, com base em (2) e (3) é possível estimar a produção anual (T=8760 horas) de cada parque eólico *offshore* com pedido de licenciamento no IBAMA.

3.Modelo DEA SBM

A análise envoltória de dados contém uma variedade de opções de modelos [Cooper et al. 2000], [Ferreira e Gomes, 2020]. Neste trabalho optou-se pelo modelo *slack-based measure* (SBM) não orientado [Tone 2001], pois tal modelo usa as variáveis de folga na construção do índice de eficiência, além de ser invariante à unidade de medida.

Dado um conjunto de *n decision making units* (DMU) congêneres, cada uma consumindo quantidades $\{x_{i1}, x_{i2},\ldots,x_{im}\}$ de m tipos de insumos (*inputs*) e produzindo quantidades $\{y_{i1}, y_{i2},\ldots, y_{ip}\}$ de p tipos de produtos (*outputs*), o modelo SBM usa as sobras de insumos (s^-) e as faltas de produtos (s^+) no cálculo do índice de eficiência ($0 \leq \theta \leq 1$) da DMU avaliada *j0*, conforme ilustrado no modelo de programação matemática em (4):

$$\underset{\lambda, s^-, s^+}{Min} \quad \theta = \frac{1 - \frac{1}{m}\sum_{j=1}^{m} \frac{s_j^-}{x_{j0}}}{1 + \frac{1}{p}\sum_{j=1}^{p} \frac{s_j^+}{y_{j0}}}$$

$$s.a. \quad \sum_{k=1}^{n} x_{jk}\lambda_k + s_j^- = x_{j0} \; \forall j = 1, m \qquad (4)$$

$$\sum_{k=1}^{n} y_{jk}\lambda_k - s_j^+ = y_{j0} \; \forall j = 1, p$$

$$\lambda_k \geq 0 \; \forall k = 1, n$$

$$s_j^- \geq 0 \; \forall j = 1, m$$

$$s_j^+ \geq 0 \; \forall j = 1, p$$

A partir da função objetivo em (4), pode-se concluir que a DMU avaliada *j0* é eficiente se, e somente se, as variáveis de folga s^- (sobra de recursos) e s^+ (falta de produtos) forem nulas. Multiplicando as restrições, o numerador e o denominador da função objetivo em (4) por t (t>0), fazendo o denominador resultante igual a 1 e renomeando os produtos $t\lambda_k$, ts^- e ts^+, respectivamente, para w_k, z^- e z^+, obtém-se o problema de programação linear em (5).

Denotando a solução ótima (5) por θ^*, t^*, w_k^*, z^{-*} e z^{+*}, os valores correspondentes dos multiplicadores e variáveis de folga são, respectivamente, $\lambda_k^*=w_k^*/t^*$, $s^{-*}=z^{-*}/t^*$ e $s^{+*}=z^{+*}/t^*$. A DMU *j0* é eficiente se, e somente se, θ^*=1, neste caso as variáveis de folga são nulas (s_j^{-*}=0 $\forall$ j=1,m e s_j^{+*}=0 $\forall$ j=1,p). Caso contrário, a DMU é ineficiente e deve reduzir o consumo dos insumos para $x_{j0} - s_j^{-*}$ $\forall$ j=1,m e aumentar a produção para $y_{j0} + s_j^{+*}$ $\forall j$=1,p a fim de alcançar a fronteira de eficiência. Ademais, o conjunto de referência (*peer set*) de uma DMU ineficiente é formado pelas demais DMU analisadas com $\lambda_k^*>0$ $\forall$ k=1,n.

DOI: 10.59254/sbpo-2024-193559
https://proceedings.science/p/193559?lang=pt-br

$$\underset{w, z^-, z^+}{Min} \quad \theta = t - \frac{1}{m}\sum_{j=1}^{m}\frac{z_j^-}{x_{j0}}$$

$$s.a.$$

$$t + \frac{1}{p}\sum_{j=1}^{p}\frac{z_j^+}{y_{j0}} = 1$$

$$\sum_{k=1}^{n} x_{jk} w_k + z_j^- = t x_{j0} \; \forall j = 1, m \tag{5}$$

$$\sum_{k=1}^{n} y_{jk} w_k - z_j^+ = t y_{j0} \; \forall j = 1, p$$

$$w_k \geq 0 \; \forall k = 1, n$$
$$z_j^- \geq 0 \; \forall j = 1, m$$
$$z_j^+ \geq 0 \; \forall j = 1, p$$

Nos modelos DEA clássicos orientados (Retornos Constantes de Escala - CRS e Retornos Variáveis de Escala - VRS) as melhorias que uma DMU ineficiente pode fazer para alcançar a fronteira de eficiência consistem na redução equiproporcional das quantidades de todos os insumos (*input oriented*), mantendo os *outputs* inalterados, ou na expansão equiproporcional das quantidades de todos os produtos (*output oriented*), mantendo os *inputs* inalterados. Assim, geometricamente, a versão melhorada de uma DMU ineficiente é dada por sua projeção radial na fronteira de eficiência, conforme indicado na Figura 3. Mas, diferentemente dos modelos DEA clássicos, no modelo SBM não orientado a versão melhorada de uma DMU ineficiente é determinada por sua projeção não radial na fronteira de eficiência, i.e., as reduções (expansões) das quantidades de insumos (produtos) não são equiproporcionais. Contudo, conforme indicado na Figura 3, o modelo SBM pode projetar uma DMU ineficiente em um ponto na fronteira que seja demasiadamente distante, o que implica em um menor índice de eficiência. Para mitigar o problema, o algoritmo Kaizen [Tone 2016] projeta uma DMU ineficiente em um ponto da fronteira de eficiência que seja próximo, de tal forma que a versão melhorada da DMU seja alcançada com menores modificações nas quantidades de insumos e produtos.

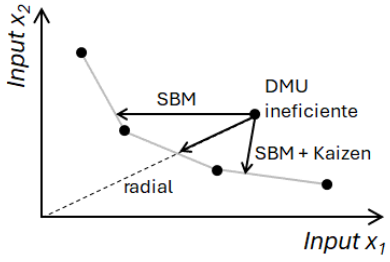


Figura 3. Projeções na fronteira de eficiência

No modelo SBM em (5) os insumos e produtos são controláveis, mas o modelo pode acomodar insumos ou produtos não controláveis pelas DMU [Copper et al. 2000]. Por exemplo, no caso de um insumo não controlável ($x_k^{NC} \; \forall \; k$=1,n), a seguinte restrição deve ser incluída no modelo:

$$\sum_{k=1}^{n} x_k^{NC} w_k = t x_0^{NC} \tag{6}$$

DOI: 10.59254/sbpo-2024-193559
https://proceedings.science/p/193559?lang=pt-br

Ademais, o modelo SBM em (5) assume retornos constantes de escala (*constant return to scale* – CRS), a consideração de retornos variáveis de escala (*variable return to scale* - VRS) pode ser implementada por meio da inclusão da restrição a seguir:

$$\sum_{k=1}^{n} w_k = t \tag{7}$$

4. Especificação do modelo DEA-SBM

A especificação de um modelo DEA passa pela definição das DMU, das variáveis insumos e produtos, da orientação do modelo e do regime de retorno de escala. No caso em tela, as DMU são os projetos de parques eólicos *offshore* com processos de licenciamento no IBAMA.

Dado que um parque eólico converte a energia contida nos ventos em energia elétrica, os insumos relacionam-se com a velocidade do vento [Tsolas 2020] e com a densidade de energia eólica disponível no local do parque [Adibfar 2019], [Tsolas 2020]. Os insumos também estão relacionados com a capacidade instalada responsável pela conversão de energia [Iglesias et al., 2010], [Adibfar 2019] ou pelos ativos que formam essa capacidade, como o número de turbinas [Adibfar 2019], [Akbari et al. 2020], [Tsolas 2020] e a área ocupada pelo parque [Akbari et al. 2020]. Os insumos também podem incluir o custo operacional [Tsolas 2020] e a distância até a costa [Akbari et al. 2020], distâncias maiores implicam em maiores custos e perdas no sistema de transmissão. Já o principal *output* é a produção energética do parque eólico [Iglesias et al. 2010], [Adibfar 2019], [Akbari et al. 2020], [Tsolas 2020], [Cavalcante 2021], mas também pode incluir a conectividade aos grandes centros.

Com base nas variáveis mencionadas acima, iniciou-se uma pesquisa por fontes de dados públicos disponíveis com o objetivo de compilar uma planilha contendo os valores de insumos e produtos dos projetos eólicos *offshore* no litoral brasileiro. Na lista dos projetos de parques eólicos *offshore* com pedidos de licenciamento no IBAMA [IBAMA 2023] constam a localização, o número de turbinas, a potência unitária (MW), o modelo da turbina e a capacidade instalada de cada um dos projetos (MW). A partir do modelo da turbina sabe-se o respectivo diâmetro (m) do rotor e, consequentemente, a área (m^2) da seção transversal varrida pelo rotor. A velocidade média (m/s) e a densidade de potência do vento (W/m^2), a 150 m acima do nível do mar, foram obtidas na página do *Global Wind Atlas* (https://globalwindatlas.info/en). O produto da densidade de potência do vento (W/m^2) pela área da seção transversal varrida pelo rotor da turbina eólica (m^2) fornece uma medida da potência disponível para uma turbina no local do parque eólico. Já as áreas (km^2) ocupadas pelos parques eólicos foram obtidas no "Painel de Dados de Eólica *Offshore*" da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/epe-interativa), juntamente com as extensões (km) das linhas de transmissão que conectam os parques ao continente. A geração anual de energia elétrica de cada projeto eólico *offshore* foi estimada a partir da equação (2) que depende do fator de capacidade, cuja estimativa é função da velocidade média do vento a 150 m de altura, da potência unitária da turbina e do diâmetro do rotor.

A lista de projetos eólicos *offshore* passa por atualizações e o levantamento realizado conseguiu obter dados de 66 dos 97 projetos eólicos *offshore*. A seguir, na Tabela 1, apresentam-se algumas estatísticas descritivas dos dados obtidos. Com base nas considerações acima, a variável *output* é a geração anual, líquida das perdas nas linhas de transmissão (LT) que conectam os parques eólicos ao continente. As perdas na transmissão são proporcionais à extensão da LT (km) e foram estimadas pela equação (8), na qual 236 MWh/km é um valor típico das perdas anuais no sistema de transmissão HVDC de parques eólicos *offshore* [Taieb e Shaaban 2019].

$$Perdas = 236 \left[\frac{MWh}{km}\right] \times extenão\ da\ LT \tag{8}$$

DOI: 10.59254/sbpo-2024-193559
https://proceedings.science/p/193559?lang=pt-br

Portanto, a geração anual líquida é dada pelo resultado da equação (2) menos o resultado da equação (8). Dado que a geração anual foi estimada a partir do número de turbinas, conforme indicado na equação (2), o número de turbinas foi descartado como variável *input*, sendo substituído por sua *proxy*, a área ocupada pelo parque eólico. O outro *input* considerado é a potência disponível para uma turbina, um input desejável [Tone 2021], mas não controlável [Cooper et al. 2000]. Em função das perdas elétricas e mecânicas na conversão de energia, a potência efetivamente gerada é uma parte da potência disponível. Na Tabela 2, as correlações positivas entre a variável *output* e as variáveis *inputs* indicam que a premissa de isotonicidade é atendida.

Tabela 1. Estatísticas dos projetos eólicos *offshore* agregadas por estado

Estado	Número de projetos	Total de turbinas	Capacidade instalada total (MW)	Área total (km^2)	Geração Total (MWh)	FC (%)	Potência disponível para uma turbina (MW)	Distância média (km)
RJ	9	1.871	27.498	8.968	117.457	48,8	30,99	44,8
ES	4	466	6.400	1.412	26.865	47,9	30,40	55,5
MA	1	220	2.640	568	12012	51,9	21,59	14,0
PI	4	481	6.924	1.827	31.580	52,1	25,39	21,5
CE	18	3.364	48.410	13.223	200.113	47,2	20,94	26,6
RN	8	1.090	15.854	4.555	79.221	57,0	30,37	19,4
SC	1	380	5.700	1.730	26.692	53,5	40,20	39,0
RS	21	3746	56.719	15.961	265.263	53,4	35,91	32,1
Brasil	66	11.618	170.145	48.244	759.202	50,9	29,36	31,4

Tabela 2. Correlações entre as variáveis *inputs* e *outputs*

Matriz de correlações	*Inputs*		*Output*
	Área do parque	Potência disponível para uma turbina	Geração anual líquida das perdas na transmissão
Área do parque	1	0,15	0,83
Potência disponível para uma turbina	0,15	1	0,14
Geração anual líquida das perdas na transmissão	0,83	0,14	1

Nos *boxplots* ilustrados na Figura 4, os *outliers* nas variáveis área e geração anual indicam a heterogeneidade nos tamanhos dos parques eólicos. Assim optou-se pelo modelo SBM com retornos variáveis de escala.

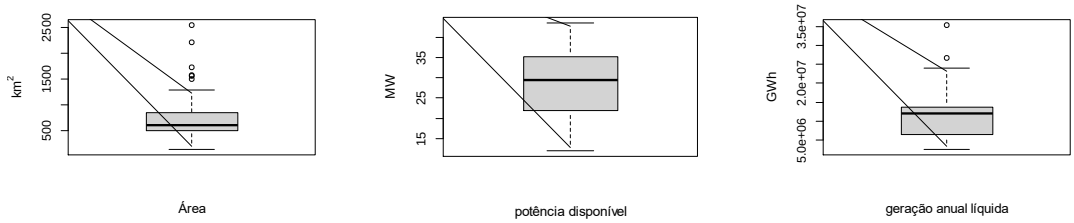


Figura 4. *Boxplots* dos *inputs* e do *output*

No que tange à orientação do modelo optou-se por um modelo não orientado, pois a especificação inclui duas variáveis controláveis: a área do parque como *input* e a capacidade instalada no *output*, i.e., o produto do número de turbinas pela potência unitária da turbina, ambas definidas em cada projeto. Em resumo, propõe-se a especificação descrita na Tabela 3 para o modelo DEA.

DOI: 10.59254/sbpo-2024-193559
https://proceedings.science/p/193559?lang=pt-br

Tabela 3. Especificação do modelo SBM

Inputs	Controlável	Área do parque eólico
	Não controlável	Potência disponível para uma turbina
Outputs	Controlável	Geração anual líquida das perdas na transmissão, depende do número de turbinas e do modelo de turbina especificados no projeto
Orientação	Modelo não orientado	
Retorno de escala	Retornos variáveis de escala – VRS	
Número de DMU	66 projetos de parques eólicos *offshore*	

5. Resultados

A implementação computacional do modelo SBM foi realizada em ambiente R [R Core Team 2021] e contou com as funções *make_deadata* e *model_sbmeff*, ambas do pacote *deaR* [Serrano et al. 2023]. Na chamada da função *model_sbmeff* , a opção *kaizen* foi ativada.

O modelo proposto identificou 11 projetos eficientes entre os 66 avaliados. A distribuição dos índices de eficiência é ilustrada na Figura 5, enquanto na Figura 6 apresenta-se o diagrama de dispersão dos projetos, no qual os pontos em azul identificam os projetos eficientes.

Os 66 projetos foram ordenados em ordem decrescente do índice de eficiência e organizados nas faixas de eficiência na Tabela 4, com destaque para os 11 projetos localizados na fronteira de eficiência, cujas características são apresentadas na Tabela 5. Ainda na Tabela 4 são listados os 15 projetos que podem se tornar eficientes, mediante uma pequena redução na área ocupada pelo parque ou um pequeno aumento da capacidade instalada por meio do incremento do número de turbinas, conforme indicado na Tabela 6.

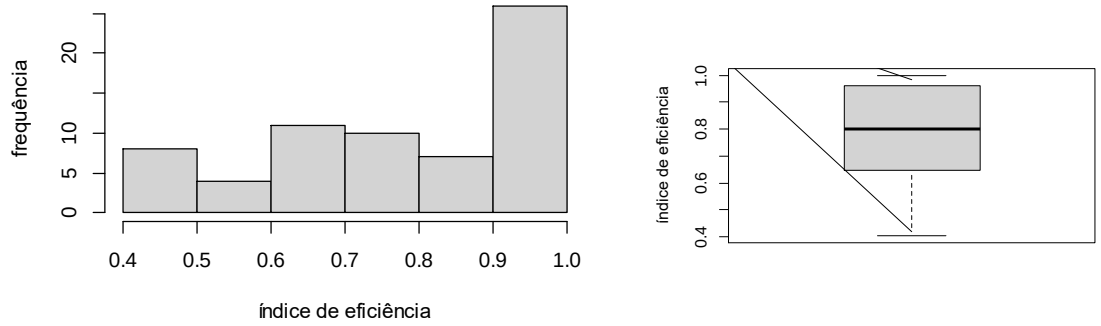


Figura 5. Distribuição dos índices de eficiência

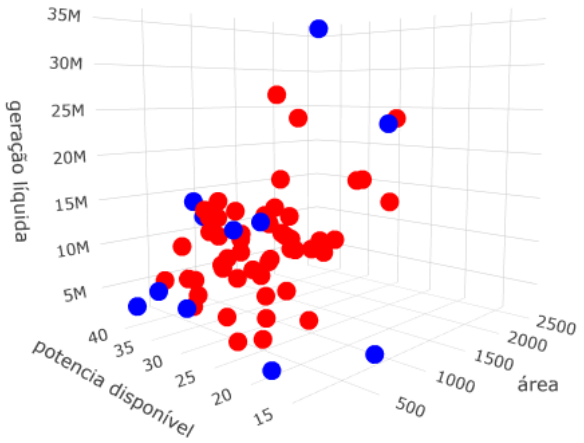


Figura 6. Diagrama de dispersão dos projetos, em azul os projetos na fronteira de eficiência

DOI: 10.59254/sbpo-2024-193559
https://proceedings.science/p/193559?lang=pt-br

Tabela 4 Classificação dos projetos eólicos *offshore* segundo o índice de eficiência

Faixa de eficiência	Projetos
Eficiência=1 11 projetos	Quesnella ES; Caucaia Bi-energia CE; Dragão do Mar CE; Alpha CE; Ventos Potiguar RN; Galinhos RN; Ventos do Sul RS; Tramandaí RS; Bravo Vento RS; Amazonita RS; Farol de Mostardas RS
0,9≤Eficiência<1 15 projetos	Farol 0,99 SC; Ventos dos Bandeirantes 0,99 CE; Sopros do Ceará 0,99 CE; Pecém 0,98 CE; Piauí 0,97 PI; Ventos do Delta 0,96 MA; Sopros do Rio Grande do Sul 0,96 RS; Cattleya 0,95 RN; Tatajuba 0,94 CE; Querência 0,93 RS; Votu Winds 0,93 ES; Taim 0,92 RS; Araras 0,91 CE; Barra do Chuí 0,91 RS; Asa Branca III 0,9 CE
0,7≤Eficiência<0,9 17 projetos	6 projetos no RS com eficiências entre 0,75 e 0,89; 4 projetos no CE com eficiências entre 0,83 e 0,87; 3 projetos no RJ com eficiências entre 0,74 e 0,83; 2 projetos no RN com eficiências entre 0,78 e 0,79; 2 projetos no ES com eficiências da ordem de 0,72
0,5≤Eficiência<0,7 15 projetos	4 projetos no CE com eficiências entre 0,62 e 0,69; 5 projetos no RJ com eficiências entre 0,51 e 0,69; 3 projetos no RS com eficiências entre 0,52 e 0,68; 2 projetos no PI com eficiência entre 0,62 e 0,65; 1 projeto no RN com eficiência 0,64
Eficiência<0,5 8 projetos	2 projetos no RN com eficiências entre 0,4 e 0,49; 1 projeto no CE com eficiência 48; 3 projetos no RS com eficiência entre 0,42 e 0,45; 1 projeto no RJ com eficiência 0,45; 1 projeto no PI com eficiência 0,4

Tabela 5. Projetos eficientes

Projeto	Potência unitária da turbina MW	Número de turbinas	Capacidade instalada MW	Área do projeto km^2
Quesnella ES*	20	62	1240	395
Caucaia CE	12	48	576	172
Dragão do Mar CE	9,5	128	1216	543
Alpha CE	15	400	6000	1555
Ventos Potiguar RN*	12	207	2484	360
Galinhos RN*	14	215	3010	488
Ventos do Sul RS	13,5	482	6507	2221
Tramandaí RS	13,5	52	702	125
Bravo Vento RS	15	77	1155	180
Amazonita RS	20	150	3000	1041
Farol de Mostardas RS	15	200	3000	601

Nota: * a área do projeto tem sobreposição com áreas de outros projetos

Tabela 6 Projetos que podem alcançar a eficiência mediante pequenas modificações

Aumento da capacidade instalada por meio do incremento do número de turbinas

Projeto	Número de turbinas do projeto	Turbinas adicionais	Potência unitária MW	Capacidade adicional MW	Área km^2
Farol SC	380	1	15	15	1730
Ventos dos Bandeirantes CE	229	1	12	12	632
Sopros do Ceará CE	200	3	15	45	540
Pecém CE*	215	4	14	56	682
Piauí PI*	180	5	14	60	431
Sopros do RG Sul RG*	200	8	15	120	506
Ventos do Delta MA	220	9	12	106	568
Tatajuba CE	200	13	15	195	601
Querência RS	200	15	15	225	601
Votu Winds ES*	144	12	10	120	280
Taim RS	200	19	15	285	603
Araras CE	200	19	15	285	601
Barra do Chuí RS	200	20	15	300	598
Asa Branca III CE*	288	32	15	480	1209

Redução da área ocupada pelo parque

Projeto	Área ocupada (km^2)	Redução da área ocupada (km^2)	Capacidade instalada MW	Número de turbinas
Cattleya RN*	471	22	1180	59

Nota: * a área do projeto tem sobreposição com áreas de outros projetos

DOI: 10.59254/sbpo-2024-193559
https://proceedings.science/p/193559?lang=pt-br

Vale destacar que entre os 66 projetos avaliados há sobreposição de áreas em 21 projetos. O índice de eficiência pode ser útil na resolução de conflitos entre tais projetos. Por exemplo, no caso da pequena sobreposição das áreas ocupadas pelos projetos Quesnella (ES) e Votu Winds (ES), cujas eficiências são 1 e 0,93 respectivamente, conforme indicado na Tabela 4. Um caso com grande sobreposição de áreas ocorre entre os projetos Ventos Potiguar (RN) e Cattleya (RN), cujas eficiências são 1 e 0,95 respectivamente. Embora o modelo SBM DEA não tenha a informação da sobreposição entre os projetos, o modelo indicou que a área ocupada pelo projeto Cattleya deveria ser reduzida em 22 km^2 para torná-lo eficiente, conforme indicado na Tabela 6.

No que tange aos 40 projetos com índices de eficiência menores que 0,9, as suas versões melhoradas demandam maiores modificações nos respectivos projetos originais. As melhorias podem ser orientadas ao produto com a ampliação da geração de energia (32 projetos), ou orientadas ao insumo com redução da área ocupada pelo parque eólico (6 projetos) ou ainda orientada nas duas direções simultaneamente (2 projetos).

Por exemplo, o modelo SBM atribuiu um índice de eficiência de 0,54 para um projeto com pouco mais de 180 turbinas e para torná-lo eficiente a produção de energia poderia ser ampliada com a agregação de mais 159 turbinas, i.e., o número total de turbinas quase dobraria. Alternativamente, a produção de energia elétrica poderia ser ampliada com a substituição dos modelos de turbinas especificados no projeto por modelos com maiores potência unitária e fator de capacidade. Vale destacar que entre os 40 projetos com eficiência menor que 0,9, 27 consideram turbinas de 15 MW, 9 consideram turbinas com potência unitária entre 12 MW e 14 MW e apenas 4 projetos consideram turbinas de 20 MW, as maiores.

Em outro projeto o modelo SBM DEA atribuiu um índice de eficiência de 0,67 e sua projeção na fronteira de eficiência corresponde a um projeto com uma área ocupada 33% menor. Vale destacar que a área ocupada pelo projeto deve respeitar restrições ambientais e operacionais para mitigar o efeito esteira, mas tais restrições não foram incluídas no modelo SBM DEA. As sobreposições das áreas dos projetos também não foram informadas ao modelo, mas o modelo indicou que há projetos com áreas que podem estar superdimensionadas, e recomendou a redução da área ocupada em 4 dos 21 projetos com áreas sobrepostas.

Há ainda dois projetos cujas versões eficientes são alcançadas pela redução da área do parque eólico, concomitantemente, com a ampliação da capacidade instalada, portanto, ações em direções opostas e que dificilmente podem ser conciliadas. Um dos projetos está localizado no litoral fluminense, tem um índice de eficiência de 0,59 e deveria reduzir a área do parque em 27% (pouco menos de 700 km^2), concomitantemente, com a ampliação da capacidade instalada em 24% (pouco mais de 1000 MW). Já o outro projeto nesta condição localiza-se na região Nordeste, tem um índice de eficiência de 0,63 e para alcançar a eficiência deveria reduzir ligeiramente a área ocupada pelo parque (-1,5 %), mas ampliar a capacidade instalada em 56% (pouco mais de 2000 MW). Apesar das modificações parecerem inviáveis, as versões melhoradas dos dois projetos supracitados apresentam dimensões compatíveis com os projetos Alpha (CE) e Ventos do Sul (RS) na fronteira de eficiência (Tabela 5).

6. Conclusões

A grande quantidade de projetos de parques eólicos *offshore* com pedidos de licenciamento no IBAMA mostra que as eólicas *offshore* são a nova fronteira para a expansão da geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional. Contudo, diante da expressiva e crescente participação das eólicas *onshore* e da mini/micro geração fotovoltaica distribuída e da intermitência dessas fontes, é importante que a exploração dos recursos eólicos *offshore* seja planejada em conformidade com o crescimento da demanda, afim de evitar choques indesejáveis decorrentes de uma excessiva sobreoferta de energia. Neste sentido é fundamental o estabelecimento de critérios para priorização dos projetos eólicos *offshore* a serem construídos.

O modelo SBM DEA proposto neste trabalho atende este objetivo ao ordenar os projetos segundo a eficiência no uso dos recursos disponíveis para geração de energia elétrica. A ordenação

DOI: 10.59254/sbpo-2024-193559
https://proceedings.science/p/193559?lang=pt-br

dos projetos segundo a eficiência também pode ser útil na resolução de conflitos resultantes da sobreposição geográfica observada em 21 projetos com pedidos de licenciamento no IBAMA.

Entre os 66 projetos analisados o modelo identificou 11 projetos na fronteira de eficiência e mais 15 projetos que com pequenas modificações (adição de mais turbinas eólicas e pequena redução da área ocupada) podem se tornar eficientes. Os demais 40 projetos foram avaliados com índices de eficiência inferiores à 0,9 e merecem ser revisitados com o intuito de avaliar a possibilidade de ampliação da capacidade instalada. O modelo também apontou que 7 projetos ocupam áreas superdimensionadas e que poderiam ser reduzidas.

Apesar dos resultados promissores do modelo SBM DEA, deve-se atentar que a seleção de projetos eólicos *offshore* é um problema de decisão multicritério, no qual o índice de eficiência calculado pelo modelo SBM DEA deve ser analisado juntamente com os custos de construção e operação, custos de conexão com o sistema de transmissão, distância aos centros de carga, bem como considerações acerca da forma de financiamento dos empreendimentos e aspectos tarifários e tributários.

Referências

Adibfar, B. (2019). Productive efficiency of Turkish wind farms: A two-stage Data Envelopment Analysis, İhsan Doğramacı Bilkent University, Graduate Program in Energy Economics, Policy and Security, Master's Thesis, September.

Akbari, N., Jones, D., Treloar, R. (2020). A cross-European efficiency assessment of offshore wind farms: A DEA approach. Renewable Energy. 151:1186-1195.

Andrade, I.O., Hillebrand, G.R.L., Santos, T., Mont'Alverne, T.C.F., Carvalho, A.B. (2022). PIB do mar brasileiro, motivações sociais, econômicas e ambientais para sua mensuração e seu monitoramento, Texto para discussão, 2740, Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada, Brasília.

Bezerra, F.D. (2021). Energia eólica no Nordeste, Caderno Setorial ETENE, ano 6, n. 200.

Cavalcante, I.R.M. (2021). Assessment of wind farms in northeast Brazil by Data Envelopment Analysis (DEA). Universidade de Coimbra, Departamento de Engenharia Mecânica, Dissertação de Mestrado.

Cooper, W.W., Seiford, L.M., Tone, K. (2000). Data Envelopment Analysis: A comprehensive text with models, applications, references and DEA-Solver software, Kluwer Academic Publishers.

Custódio, R.S. (2009). Energia eólica para produção de energia elétrica, Rio de Janeiro: Eletrobrás.

EPE – Empresa de Pesquisas Energéticas (2020). Roadmap Eólica Offshore Brasil. No NT-EPE-PR-001/2020-r2.

Ferreira, C.M.C., Gomes, A.P. (2020). Introdução à Análise Envoltória de Dados: Teoria, Modelos e Aplicações. 2 ed. Viçosa-MG: Ed. UFV.

IBAMA – Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (2023). Complexos eólicos offshore, projetos com processos de licenciamento ambiental abertos no IBAMA, março.

Iglesias, G., Castellanos, P., Seijas, A. (2010). Measurement of productive efficiency with frontier methods: A case study for wind farms. Energy Economics. 32:1199-1208.

Madinabeitia,S.C., Berastegi,G.I., Sáenz, J., Ulazia, A. (2021). Long-term channges in offshore wind power density and wind turbine capacity fator in the Iberian Peninsula (1900-2010). Energy, 226.

Masters, G. (2004). Renewable and Efficient Electric Power Systems, John Wiley & Sons, New York, NY, USA.

DOI: 10.59254/sbpo-2024-193559
https://proceedings.science/p/193559?lang=pt-br

Pessanha, J.F.M., Medrano, L.A., Mendonça, M.J.C., Melo, A.C.G., Maceira, M.E.P. Almeida, V.A. (2023). Avaliação da produção energética de um projeto eólico offshore no litoral fluminense, In Anais do LV Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, São José dos Campos - SP.

R Core Team (2021). R: A language and environment for statistical computing. R Foundation for Statistical Computing, Vienna, Austria. URL https://www.R-project.org/.

Serrano, V.C., Bolos, V., Suarez, R.B. (2023). deaR: Conventional and Fuzzy Data Envelopment Analysis, https://CRAN.R-project.org/package=deaR. Acessado: 2024-05-25.

Taieb, A., Shaaban, M. (2019). Cost Analysis of Electricity Transmission from Offshore Wind Farm by HVDCand Hydrogen Pipeline Systems, 2019 IEEE PES GTD Grand International Conference and Exposition Asia (GTD Asia), Bangkok, Thailand, pp. 632-636, doi: 10.1109/GTDAsia.2019.8715900.

Tone, K. (2001). A slacks-based measure of efficiency in data envelopment analysis, European Journal of Operational Research, 10(3): 498-509.

Tone, K. (2016). Data Envelopment Analysis as a Kaizen Tool: SBM Variations Revisited, Bulletin of Mathematical Sciences and Applications, 16: 49-61.

Tone, K. (2021). Dealing with desirable inputs in Data Envelpment Analysis: A slacks-based measure approach, American Journal of Operations Management and Information Systems, 6(4): 67-74.

Tsolas, I.E. (2020). Benchmarking Wind Farm Projects by Means of Series Two-Stage DEA. Clean Technologies, 2:365-376.

Wang, C.N., Dang, T.T., Nguyen, N.A.T. (2021). Location Optimization of Wind Plants Using DEA and Fuzzy Multi-Criteria Decision Making: A Case Study in Vietnam, IEEE Access, 9: 116265:116285.

DOI: 10.59254/sbpo-2024-193559
https://proceedings.science/p/193559?lang=pt-br