

RECURSO EÓLICO OFFSHORE - ESTUDOS DE CASO NO CEARÁ

Danielle Kely Saraiva de Lima (UNIFAMETRO) - danielle.lima@professor.unifametro.edu.br

Ruth Pastora Saraiva Leao (UFC) - rleao@dee.ufc.br

Antonio Carlos Santana dos Santos (UECE) - carlos.santana@uece.br

Francisca Dayane C. de Melo (Instituição - a informar) - dayane.fcm@gmail.com

Raimundo Furtado Samoai (UFC) - rfurtado@dee.ufc.br

Resumo:

O Brasil consolidou a geração de energia eólica em sua matriz elétrica. Os parques eólicos estão todos em terra e o potencial eólico offshore ainda deve ser explorado. O Nordeste do Brasil, onde concentra cerca de 80% dos parques eólicos do país, possui um dos melhores ventos do mundo para produção de eletricidade. Utilizando o modelo de mesoescala RAMS (Regional Atmospheric Modeling System) foram estimados os recursos eólicos offshore do Estado do Ceará, na região Nordeste do Brasil. Este artigo tem como objetivo apresentar a avaliação da geração eólica offshore em quatro localidades do litoral do Ceará, utilizando um modelo em microescala, com velocidades médias acima de 8 m/s e densidade de potência acima de 720 W/m². Foram projetados doze parques eólicos offshore classificados em 40 MW, 72 MW e 90 MW, cada parque com 20 turbinas eólicas, de diferentes fabricantes e potências individuais de 2 MW, 3,6 MW e 4,5 MW. Os parques projetados apresentaram fatores de capacidade em torno da média nacional, e o parque eólico de 40 MW, com turbinas eólicas de 2 MW, estimado para o município de Camocim, indicou uma produção de 201.428 MWh de energia anual e fator de capacidade de 57,49%.

Palavras-chave: *Potencial Eólico, Microescala, Offshore.*

Área temática: *Outras fontes renováveis de energia*

Subárea temática: *Simulação, análise, equipamentos e sistemas de conversão eólica para eletricidade*

RECURSO EÓLICO OFFSHORE - ESTUDOS DE CASO NO CEARÁ

Danielle Kely Saraiva de Lima – danielle.lima@professor.unifametro.edu.br
Centro Universitário FAMETRO – UNIFAMETRO, Departamento de Engenharias.

Ruth Pastora Saraiva Leão – rleao@dee.ufc.br

Francisca Dayane C. de Melo – dayane.fcm@gmail.com

Raimundo F. Sampaio – rfurtado@dee.ufc.br

Universidade Federal do Ceará, Departamento de Engenharia Elétrica.

Antônio Carlos S. dos Santos – dr.acss@gmail.com

Universidade Estadual do Ceará, Departamento de Física.

Resumo. O Brasil consolidou a geração de energia eólica em sua matriz elétrica. Os parques eólicos estão todos em terra e o potencial eólico offshore ainda deve ser explorado. O Nordeste do Brasil, onde concentra cerca de 80% dos parques eólicos do país, possui um dos melhores ventos do mundo para produção de eletricidade. Utilizando o modelo de mesoescala RAMS (Regional Atmospheric Modeling System) foram estimados os recursos eólicos offshore do Estado do Ceará, na região Nordeste do Brasil. Este artigo tem como objetivo apresentar a avaliação da geração eólica offshore em quatro localidades do litoral do Ceará, utilizando um modelo em microescala, foram estimadas velocidades médias acima de 8 m/s e densidade de potência acima de 720 W/m². Foram projetados doze parques eólicos offshore classificados em 40 MW, 72 MW e 90 MW, cada parque com 20 aerogeradores, de diferentes fabricantes e potências individuais de 2 MW, 3,6 MW e 4,5 MW. Os parques projetados apresentaram fatores de capacidade em torno da média nacional, e o parque eólico de 40 MW, com aerogeradores de 2 MW, estimado para o município de Camocim, indicou uma produção de 201.428 MWh de energia anual e fator de capacidade de 57,49%.

Palavras-chave: Potencial Eólico, Microescala, Offshore.

1. INTRODUÇÃO

A União Europeia é pioneira na implantação de parques eólicos *offshore*, possuindo mais de duas décadas de experiência nessa área. Em 2018, a Europa adicionou 2.649 MW de capacidade líquida *offshore* dada por 409 turbinas conectadas à rede em 18 parques eólicos. A capacidade eólica cumulativa *offshore* atingiu 18.499 MW no final de 2018. Atualmente, existem 105 parques eólicos *offshore* em 11 países europeus e 4.543 aerogeradores conectados à rede (WindEurope, 2019).

A avaliação do potencial de uma determinada região é o primeiro passo no planejamento de um novo parque eólico *onshore* e/ou *offshore*, que requer dados de qualidade a longo prazo e parâmetros meteorológicos com uma resolução adequada sobre a área. O recurso eólico é caracterizado pelos dados da estação eólica, que são abundantes em áreas terrestres, mas muito limitados em regiões *offshore*, e não são suficientes para mapear o recurso eólico. Uma solução para esse problema é usar modelos numéricos de previsão de tempo.

No Brasil, poucas iniciativas estão focadas na geração de energia eólica *offshore*. Pimenta, Kempton e Garvine (2008) desenvolveram um trabalho com o objetivo de avaliar os recursos de energia eólica *offshore* no sudeste do Brasil. Lima et al. (2015) realizaram um estudo para avaliar o potencial eólico *offshore* do litoral do Estado do Ceará, no Brasil. Os autores usaram o Sistema Regional de Modelagem Atmosférica (RAMS) (Cotton et al., 2003) para simular fenômenos atmosféricos de mesoescala com resolução de grade horizontal de 2 km x 2 km. Os mapas de recursos eólicos se estendem da costa até 120 milhas náuticas (nm). O RAMS é um modelo de previsão numérica, multiuso, com várias opções de esquemas numéricos e parametrização física, que o torna útil em um amplo espectro de aplicações, com resolução horizontal que varia de 2 km a 2000 km (Tremback, & Walko, 2005). O modelo RAMS é usado na redução de escala de simulações de modelo global em regiões específicas.

Em 2017, foi lançada uma atualização do potencial eólico *onshore* de todo o território brasileiro, utilizando o modelo numérico BRAMS (Sistema Brasileiro de Modelagem Atmosférica Regional) (BRAMS, 2017), um modelo de mesoescala baseado no RAMS. O BRAMS difere do RAMS devido ao desenvolvimento de módulos computacionais mais adequados para atmosferas tropicais. As simulações do atlas do Brasil foram realizadas com resolução de grade horizontal de 5 km x 5 km e uma rede de medições usada para ajustar os resultados. Foram feitas estimativas de velocidade e direção do vento em todo o país para alturas de 30, 50, 80, 100, 120, 150 e 200 metros (CEPEL, 2017). A metodologia utilizada para atualizar o potencial eólico do Brasil é semelhante à utilizada por Lima et al. (2015), diferindo no modelo de mesoescala utilizado, RAMS vs. BRAMS, com ambas as simulações considerando anos neutros. Recentemente foi lançado o Atlas Eólico e Solar do Ceará que indica um potencial eólico *offshore* de 117 GW, potencial este totalmente inexplorado.

A avaliação do impacto ambiental resultante da implementação de parques eólicos também é um aspecto importante que pode ser considerado no projeto ideal de microlocalização de aerogeradores. Fatores como ruído ou impacto visual podem ser investigados durante o planejamento de parques eólicos. Portanto, é importante avaliar e mitigar o impacto do projeto eólico no meio ambiente (González et al., 2014).

No estudo realizado por Lima et al. (2015) sobre o potencial de energia eólica *offshore* no litoral do Ceará, foram estimadas a velocidade média do vento, a direção média do vento, a densidade de potência e a turbulência, além da avaliação dos dados de batimetria e rotas de navegação ao longo do litoral do Ceará. O potencial eólico foi avaliado em três períodos representativos, El Niño, La Niña e Ano Neutro, analisando a estação seca e chuvosa de cada período. El Niño e La Niña são fases opostas de um ciclo climático global que ocorre naturalmente, conhecido como ‘El Niño-Oscilação do Sul (ENSO)’. Estes fenômenos perturbam os padrões normais de vento e chuva, de diferentes maneiras, em muitas partes do mundo, incluindo o Brasil. Os resultados do estudo de Lima et al. (2015) indicaram que o litoral do Ceará tem um bom potencial para a instalação de parques eólicos *offshore* porque a velocidade do vento é satisfatória, a batimetria do estado da costa é rasa e grandes navios viajam a uma distância considerável da costa não transitando em áreas favoráveis a instalação de parques.

Neste artigo, quatro locais no litoral do Ceará foram selecionados e três parques eólicos *offshore* foram projetados em cada local, a fim de estimar produção anual de energia de cada parque. Utilizou-se os dados de saída da modelagem de mesoescala RAMS, os quais foram inseridos no modelo de microescala WASP (Wind Atlas Analysis and Application Program) (WASP, 2013) para avaliar os recursos eólicos *offshore* destas cidades.

2. MODELO DE MICROESCALA - WASP

Neste artigo, foi utilizado o programa WASP, desenvolvido pelo Laboratório Nacional Risø da Universidade Técnica da Dinamarca (Mortensen, 1993), para avaliação de recursos eólicos offshore (Lange & Højstrup, 2001). As estimativas são baseadas em dados de vento medidos em estações meteorológicas dentro de uma região ou baseadas em climas de vento generalizados derivados dos resultados de modelos de mesoescala. O programa pode generalizar uma série de dados meteorológicos de longo prazo de um local de referência e usá-lo para estimar o potencial eólico em outro local, dentro de certos limites, clima e terreno.

WASP é um modelo numérico linear que se tornou um padrão da indústria para modelar o fluxo de vento em terrenos simples ou complexos e inclui submodelos separados para quantificar os efeitos da orografia, rugosidade da superfície, obstáculos e vibração da turbina eólica. O efeito da orografia é calculado por um modelo espectral baseado na função potencial que assume uma atmosfera neutra estratificada. O parâmetro de rugosidade determina o perfil vertical do vento modelado, que assume o perfil logarítmico padrão de velocidade do vento; no entanto, esse perfil é modificado para considerar os efeitos da estabilidade não-neutra e das alterações da rugosidade do vento (Hanslian & Hosek, 2015). O WASP modela a perda de energia estimada em parques eólicos devido à redução da velocidade do vento de aerogeradores (Rathmann, Barthelmie e Frandsen, 2006).

3. METODOLOGIA

Com base nos dados simulados da avaliação da mesoescala RAMS (Lima et al., 2015), doze cenários foram avaliados, simulando usinas *offshore*. Os locais selecionados foram Icapuí, Lagoinha, Camocim e Flecheiras, por apresentarem velocidades médias do vento acima de 8 m/s e densidade de potência acima de 720 W/m². A Fig. 1 mostra a localização no mapa dos referidos pontos de estudo. Como mencionado anteriormente, o WASP pode generalizar uma série de dados meteorológicos de longo prazo de um local de referência e usá-lo para estimar o recurso eólico em outro local. A produção de energia usando os dados medidos nas torres anemométricas próximas ao local da usina em Icapuí é comparada à produção de dados do modelo de mesoescala RAMS.



Figura 1: Localização dos estudos de caso.

Fonte: Google Earth

A Tab. 1 apresenta os pontos de localização das usinas simuladas, todas situadas a 5 km da costa. Observa-se que todas as usinas eólicas possuem baixa profundidade. A profundidade foi definida com base nas cartas náuticas fornecidas pela Autoridade Portuária do Estado do Ceará.

Tabela 1 Municípios selecionados para os estudos de caso

Município	Profundidade
Lagoinha	-10/-12 m
Camocim	-8/-11 m
Icapuí	-8/-10 m
Flecheiras	-10/-12 m

Fonte: Autor

Estudos econômicos publicados indicam fortemente que os consumidores geralmente preferem que os parques eólicos offshore estejam localizados a maiores distâncias da costa e, em alguns casos, completamente fora da visão (Ladenburg & Dubgaard, 2007), (Ladenburg, 2009), (Ladenburg, & Moller, 2011), (Krueger, Parsons, & Firestone, 2011). A localização de parques eólicos offshore distantes da costa pode ter a vantagem de escondê-los da vista, mas afastá-los dos centros de consumo aumenta muito o comprimento dos cabos de conexão de rede, que tendem a aumentar o custo do empreendimento.

A Fig. 2 mostra a metodologia usada para a avaliação em microescala usando o WASP. A topografia do terreno em estudo, as características dos diferentes tipos de aerogeradores a serem testadas, e o layout das usinas são inseridos no WASP para que o potencial eólico da região possa ser obtido.

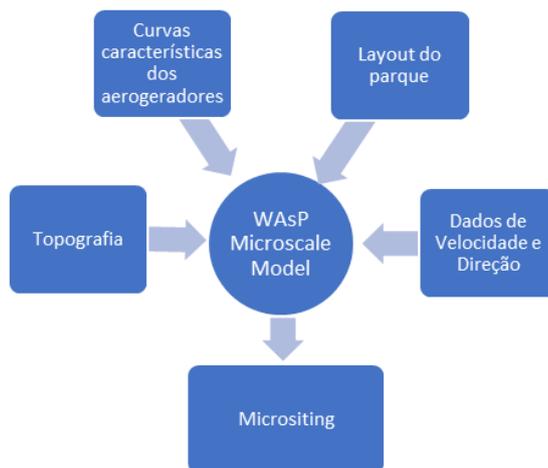


Figura 2: Diagrama da metodologia usada na microescala.

Fonte: Autor.

As informações atmosféricas de alta resolução, com os dados de velocidade e direção do vento obtidos pela simulação de mesoescala do RAMS, foram inseridas no modelo WASP e geraram um micrositing para os estudos de caso mencionados acima. Os resultados estimaram a produção anual dos parques eólicos simulados.

O modelo de microescala foi configurado de acordo com o diagrama esquemático mostrado na Fig. 2, sendo alimentado inicialmente com dados de topografia digital, dados resultantes das simulações do RAMS e ajustes de algumas de seus parâmetros, conforme descrito abaixo.

As alterações feitas por Vieira et al. (2006) e Vieira et al. (2007), que discutem ajustes de vários parâmetros do WASP para melhor representar as condições típicas do estado do Ceará, foram consideradas, com ênfase nos seguintes parâmetros:

- Fluxo de calor deslocado sobre o solo = 60 W.m² (Padrão = -40 W.m²)
- Fluxo de calor RMS sobre o solo = 50 W.m² (Padrão = 100 W.m²)
- Fluxo de calor RMS sobre a água = 5 W / m² (Padrão = 30 W.m²)

A densidade do ar foi calculada no próprio WASP, uma vez que a temperatura média dos últimos 30 anos das localidades estudadas está entre 27°C e 28°C, conforme dados fornecidos em (CLIMATEMPO, 2019). Como a altura da torre é de 100 m, os valores correspondentes da densidade do ar foram de aproximadamente 1.163 kg / m³.

Em todos os casos, a topografia adotada na simulação em microescala veio do projeto Shuttle Radar Topography Mission (SRTM) (SRTM, 2019), com linhas interpoladas em intervalos de 5 metros, com 30 km da torre. Essa representação é considerada suficiente para garantir um desempenho razoável do modelo de fluxo atmosférico em microescala WAsP.

4. ESTUDOS DE CASO

A partir dos dados fornecidos pelo modelo de mesoescala RAMS, são apresentados doze estudos de caso simulando usinas offshore no Ceará.

Os dados corrigidos foram inseridos no software WAsP e geraram um total de doze sites, com três parques eólicos em cada localidade (Icapuí, Camocim, Lagoinha e Flecheiras). Para cada um dos doze locais, um ano de dados de velocidade e direção do vento foram inseridos no WAsP, com intervalos de uma hora para o período (mês / ano) de julho / 2001 a junho / 2002. Os dados referem-se à altura de 100 m e correspondem a um ano considerado neutro, portanto, sem a presença dos fenômenos El Niño e La Niña. Problemas de ordem computacional impossibilitaram a atualização de simulações para anos mais recentes.

Os resultados estimam a densidade média de energia de cada usina projetada e fornecem informações sobre velocidade média, distribuição de frequência e efeito esteira.

Para a análise dos microsítios, foram escolhidos três modelos de aerogeradores: Vestas V90 - 2,0 MW, Siemens SWT-3,6-107 - 3,6 MW e Enercon 4,5 MW. Os três modelos têm características distintas mostradas na Tab. 2, que contribuem para uma análise mais genérica. Suas curvas de potência e as curvas do coeficiente de torque são fornecidas na biblioteca WAsP através de informações disponibilizadas pelos fabricantes. A capacidade nominal das usinas estudadas são de 40 MW, 72 MW e 90 MW, com um número total de 20 turbinas cada.

Tabela 2: Características dos aerogeradores

	Vestas V90 – 2.0 MW	Siemens SWT-3.6-107	Enercon 4.5 MW – E112
Rated power	2,000.0 kW	3,600.0 kW	4,500.0 kW
Cut-in wind speed	4.0 m/s	3.0 – 5.0 m/s	2.5 m/s
Rated wind speed	13.0 m/s	13.0 – 14.0 m/s	13.0 m/s
Cut-out wind speed	25 m/s	25.0 m/s	25.0 m/s
Generator type	doubly-fed	asynchronous	Synchronous
Grid frequency	50/60 Hz	variable	50 Hz
Rotor diameter	90.0 m	107.0 m	114.0 m
Swept area	6,362.0 m ²	9,000.0 m ²	10,207.0 m ²

Fonte: Fabricantes / Biblioteca WAsP

A configuração de um parque eólico deve obedecer a um conjunto de regras destinadas a garantir o bom funcionamento dos aerogeradores, que resulte na maximização do rendimento da produção. As variações de potência produzidas pelos aerogeradores durante a operação contínua são causadas principalmente por variações da velocidade do vento, efeitos de sombreamento da torre, efeitos de cisalhamento do vento e efeitos de esteira (Tan et al., 2013).

O sombreamento da torre em uma turbina eólica é causada pela interação das pás de passagem com o campo de fluxo modificado ao redor da torre. Em uma turbina contra o vento, a perturbação do fluxo é causada por uma redução na velocidade do fluxo que se aproxima, como resultado da presença da torre. Como tal, o sombreamento da torre nas turbinas contra o vento não é muito severa e dá origem a uma resposta aerodinâmica quase constante nas pás (Zahle, Aagaard e Sørensen, 2009).

O cisalhamento do vento reconhece que o diâmetro da turbina é tal que o efeito da altura acima do nível do solo não pode ser assumido constante no cálculo da velocidade do vento, e a turbulência varia sobre a área varrida da turbina. Os aerogeradores geram efeitos de ativação. Quando uma pá do rotor passa pelo ar, ela deixa turbulência, é por isso que os aerogeradores são projetadas com ótimas taxas de velocidade de ponta, para que as pás não passem pelo ar turbulento, a fim de extrair tanta energia do vento quanto possível. O efeito wake também resulta das mudanças na velocidade do vento causadas pelo impacto das turbinas umas sobre as outras (diminuição na velocidade do vento) que prejudicam a geração de energia do parque eólico a favor do vento. Posicionar as turbinas corretamente diminuirá a influência do efeito esteira e presumivelmente capturará mais energia eólica. Portanto, é importante observar o espaço adequado entre as turbinas como critério que considera a interferência aerodinâmica que uma turbina eólica possui sobre as turbinas a jusante, o que pode afetar a vida útil das turbinas e a produtividade da usina (Diamond & Crivella, 2011).

A geometria da colocação da turbina e a intensidade da turbulência são parâmetros muito importantes que afetam as perdas de rendimento do parque eólico. Estudos mostraram que para turbinas espaçadas 8 a 10 vezes o diâmetro do rotor as perdas são inferiores a 10% (Lissaman, Gyatt e Zalay, 1982).

Neste trabalho, como foram utilizadas três aerogeradores com especificações diferentes, para que as turbinas permanecessem nas mesmas posições independentemente da máquina utilizada, a distância entre elas foi alterada para cada modelo. As distâncias consideradas no projeto dos parques eólicos são apresentadas na Tab. 3.

Tabela 3: Espaçamento entre turbinas

Fabricante	Distância entre as turbinas
Vestas 80 MW	10D
Siemens 3.6 MW	8D
Enercon 4.5 MW	8D

Fonte: Autor

A direção do vento desempenha um papel importante no posicionamento adequado dos aerogeradores em um parque eólico em um determinado local. Dessa forma, cada uma das doze usinas estudadas possuem uma configuração diferente em relação ao posicionamento dos aerogeradores. Portanto, para maximizar a captura da energia eólica, o layout dos parques eólicos foi projetado em duas fileiras de aerogeradores separados na direção predominante do vento.

A rugosidade assumida para a superfície do mar estava de acordo com a classificação sugerida no Atlas Eólico Europeu (Mortensen et al., 1993). Para a avaliação da orografia do local, foi considerado o Índice de Robustez (RIX), que é uma medida da extensão de declives acentuados em uma área. O RIX de um determinado local é definido como a extensão fracionária do terreno circundante, que é mais íngreme do que uma determinada inclinação crítica (Mortensen et al., 2008), no sentido em que causa o deslocamento do fluxo. É uma medida da extensão da separação do fluxo de vento e, portanto, da extensão em que o tipo de terreno viola os requisitos dos modelos de previsão linear, como os usados pelo WAsP. Se os índices estiverem próximos de zero, o terreno estará claramente dentro dos limites de utilização do WAsP (Mortensen et al., 2008). Os doze sítios avaliados possuem um índice RIX médio nulo e o efeito esteira inferior a 3,00%, conforme mostrado na Tab. 4.

Tabela 4: Efeito esteira dos sítios

Sítio	Wake effect (%)
Icapuí	2.67
Lagoinha	1.90
Camocim	2.11
Flecheiras	2.69

Fonte: Autor

Nas Fig. 3 (a), (b) e Fig. 4 (a), (b) estão as posições das turbinas para cada local e suas respectivas velocidades médias a 100m de altura. Em Lagoinha e Flecheiras a direção predominante é de Leste. Em Icapuí há uma variação média de Nordeste á Sudeste, e Camocim de Nordeste á Leste.

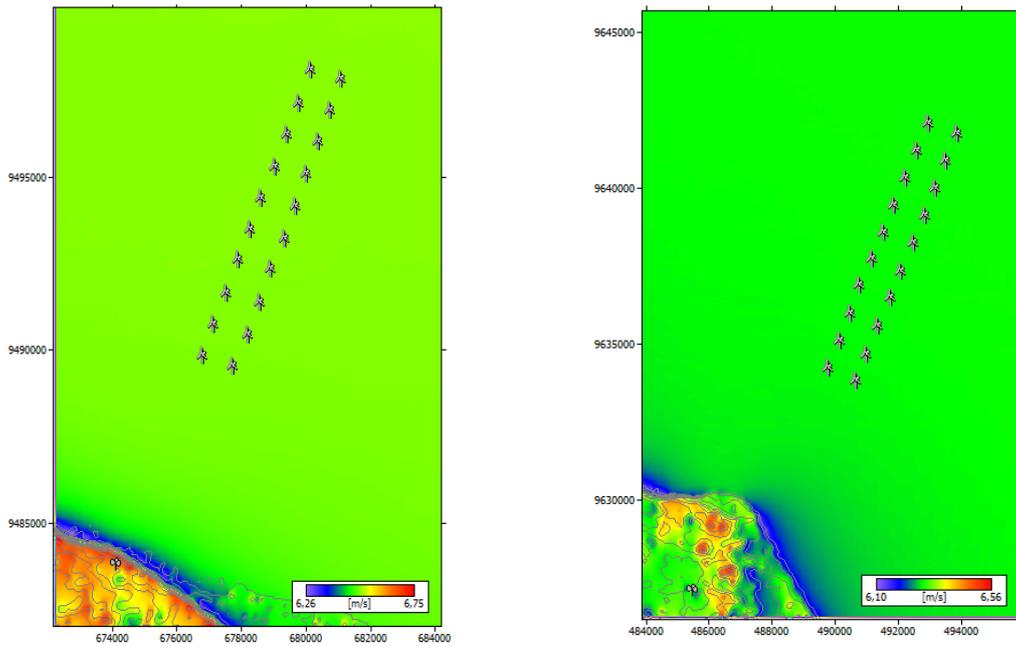


Figura 3: Layout dos parques eólicos offshore de (a) Icapuí e (b) Flecheiras.
Fonte: Autor

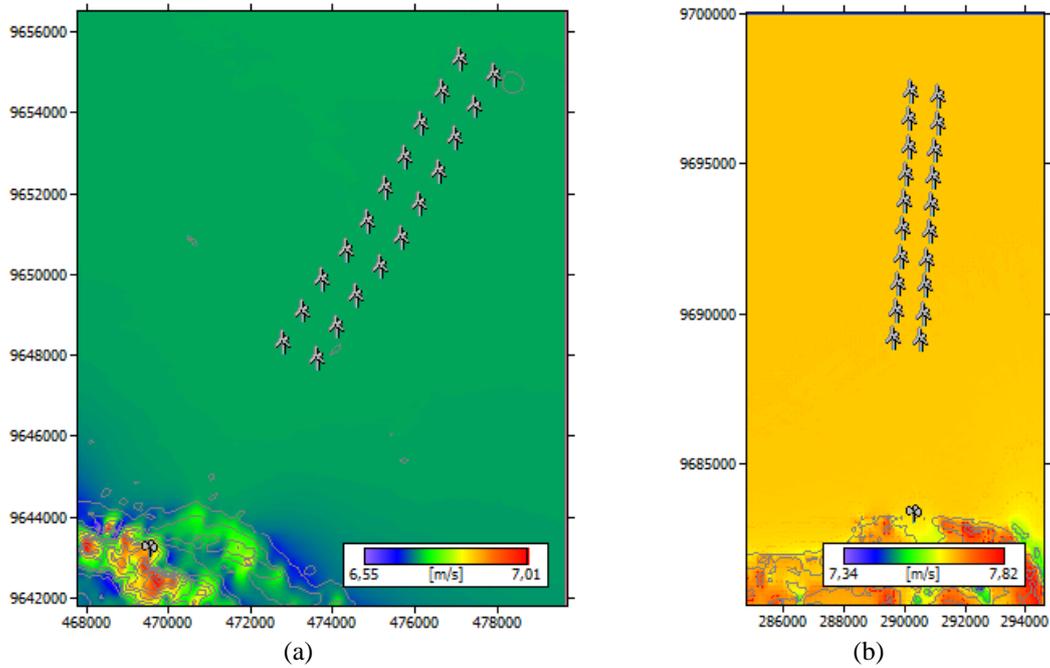


Figura 4: Layout dos parques eólicos offshore de (a) Camocim e (b) Flecheiras.
Fonte: Autor

5. RESULTADOS DA SIMULAÇÃO

A Tab. 5 mostra para os 12 cenários avaliados usando WASP as estimativas de produção líquida de energia e os fatores de capacidade encontrados para cada local, com os dados de velocidade e direção do vento fornecidos pela simulação de mesoescala RAMS. Todos os cenários apresentaram um fator de capacidade (a razão entre a potência média e a potência nominal) superior a 40%, exceto a usina de Icapuí, com capacidade de 72 MW, que apresentou um fator de capacidade de 39,70%.

Tabela 5: Perfil de produção dos 12 cenários

Cenário	Turbina	Localização	Potência (MW)	Produção Anual de Energia (MWh)	Fator de Capacidade (%)
1	Vestas V90 2 MW	Camocim	40	201.428	57,49
2	Siemens 3.6 MW	Camocim	72	309.221	49,03
3	Enercon 4.5 MW	Camocim	90	400.649	50,82
4	Vestas V90 2 MW	Icapuí	40	166.858	47,62
5	Siemens 3.6 MW	Icapuí	72	250.382	39,70
6	Enercon 4.5 MW	Icapuí	90	327.074	41,49
7	Vestas V90 2 MW	Lagoinha	40	183.669	52,42
8	Siemens 3.6 MW	Lagoinha	72	271.140	42,99
9	Enercon 4.5 MW	Lagoinha	90	353.385	44,82
10	Vestas V90 2 MW	Flecheiras	40	189.577	54,10
11	Siemens 3.6 MW	Flecheiras	72	278.648	44,18
12	Enercon 4.5 MW	Flecheiras	90	363.006	46,04

Fonte: Autor

A turbina com melhor resultado em todos os locais avaliados foi a Vestas V90 - 2 MW, atingindo 57,49% do fator de capacidade, em Camocim. Flecheiras apresenta o segundo melhor resultado (54,10%), seguido por Lagoinha (52,42%) e Camocim (50,82%), o último com a turbina Enercon - 4,5 MW. O vento predominante estava mais próximo da potência nominal da turbina V90 - 2 MW e, portanto, a maioria dos cenários que a utilizavam apresentou melhores resultados.

A Tab. 6 descreve alguns parâmetros estimados pelo WASP, como fator de escala, fator de forma, velocidade média, densidade de potência média e efeito esteira médio para cada usina projetada. Os cenários de produção mais favoráveis e mais altos foram aqueles com o menor efeito esteira.

A Tab. 7 mostra a análise realizada no WASP, utilizando os dados medidos de uma torre anemométrica a uma altura de 60 m no município de Icapuí. O mesmo procedimento foi feito com os dados resultantes do RAMS a 60 m de altura, também para os meses de setembro e outubro de 2007. Os aerogeradores testados foram V90 - 2 MW, Siemens 3,6 MW e Enercon 4,5 MW.

O mesmo procedimento de resultados de comparação com dados da torre e RAMS não foi realizado para os outros locais no ano neutro devido à indisponibilidade dos dados medidos para este período.

Tabela 6: Resultados de WAsP para os 12 cenários

Turbina	Localização	Potência (MW)	Fator Escala (A)	Fator Forma (k)	Velocidad e Média (m/s)	Densidade de Potência Média (W/m²)	Efeito Esteira médio (%)
Vestas V90 2 MW	Camocim	40	10,1	3,1	9,03	592,00	1,47
Siemens 3.6MW	Camocim	72	9	2,76	8,04	447,00	2,96
Enercon 4.5 MW	Camocim	90	10,5	3,03	9,42	681,00	2,37
Vestas V90 2 MW	Icapuí	40	9,1	2,85	8,10	449,00	1,91
Siemens 3.6MW	Icapuí	72	9,1	2,85	8,09	448,00	3,27
Enercon 4.5 MW	Icapuí	90	9,5	2,78	8,45	517,00	2,90
Vestas V90 2 MW	Lagoinha	40	9,3	3,79	8,40	436,00	1,53
Siemens 3.6MW	Lagoinha	72	9,3	3,79	8,40	435,00	2,57
Enercon 4.5 MW	Lagoinha	90	9,7	3,66	8,76	501,00	2,32
Vestas V90 2 MW	Flecheiras	40	9,4	4,07	8,52	443,00	1,83
Siemens 3.6MW	Flecheiras	72	9,4	4,07	8,52	443,00	3,16
Enercon 4.5 MW	Flecheiras	90	9,8	3,92	8,88	509,00	2,90

Fonte: Autor

Tabela 7: AEP e fator de capacidade para Icapuí.

Turbina	Local/Dado	Potência (MW)	Produção Anual de Energia (MWh)	Fator de Capacidade (%)
Vestas V90-2 MW	Icapuí/Torre	40	197.367	56,33
Siemens 3.6 MW	Icapuí/Tower	72	288.112	45,68
Enercon 4.5 MW	Icapuí/Tower	90	373.205	47,34
Vestas V90-2 MW	Icapuí/RAMS	40	186.261	53,16
Siemens 3.6 MW	Icapuí/RAMS	72	268.585	42,58
Enercon 4.5 MW	Icapuí/RAMS	90	348.470	44,20

Fonte: Autor

6. CONCLUSÃO

Para a avaliação do potencial eólico *offshore* do Ceará, foi utilizado o modelo de mesoescala RAMS, com resolução de 2 km, para identificar as velocidades máximas e médias do vento no litoral do Estado. O modelo de microescala WAsP foi usado para projetar doze parques eólicos usando três fabricantes diferentes de aerogeradores em quatro locais diferentes ao longo da costa. Nos estudos de caso realizados, todos os parques eólicos projetados apresentaram um fator de capacidade maiores do que a média dos parques eólicos *offshore* da Europa. A turbina eólica que se mostrou mais adequada para a classe eólica do litoral cearense foi a Vestas V90 - 2MW.

O melhor cenário em termos de fator de capacidade foi encontrado em Camocim, com um parque eólico de 40 MW, um fator de capacidade de 57,49% e uma produção estimada de 201.428 MWh. O pior dos analisados foi em

Icapuí, com um parque eólico de 72 MW, um fator de capacidade de 39,70% e uma produção anual estimada de 250.382 MWh, vale ressaltar que a média de fator de capacidade dos parques eólicos da Europa são de aproximadamente 37%.

Para o município de Icapuí, foi possível comparar a produção anual de energia e o fator de capacidade fornecido pelo WASP para os dados de entrada medidos em relação ao estimado pelo modelo RAMS. O RAMS subestimou os dados reais em aproximadamente 6%, mas foi capaz de indicar um bom potencial. Em geral, o modelo de mesoescala RAMS foi capaz de fornecer uma boa estimativa a baixo custo do recurso eólico offshore do litoral do Ceará, e o desenvolvimento de parques eólicos *offshore* mostrou-se atraente em termos de geração de energia e fator de capacidade. Embora o foco no setor de energia eólica no Brasil seja *onshore*, devido ao menor custo e disponibilidade de terra, o caminho foi traçado para a exploração eólica *offshore*, que identifica oportunidades de negócios no setor.

Os estudos sobre parques eólicos *offshore* devem ser aprimorados no Brasil, não só com relação as estimativas dos recursos *offshore*, mas também sobre a questão ambiental, a regulação e os impactos sociais e econômicos decorrentes deste tipo de empreendimento.

REFERÊNCIAS

- BRAMS (Versão 5.3) (2017). Recuperado em <http://brams.cptec.inpe.br/new-brams-version-released-2/>.
- CEPEL Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (2017). Atlas Eólico Brasileiro: Simulações 2013. / Centro de Pesquisas de Energia Elétrica-CEPEL - Rio de Janeiro (Brasil). Retirado de: <https://novoatlas.cepel.br/>.
- CLIMATEMPO. Institutional page. Available in: <http://www.climatempo.com.br/>, Accessed in: March 2018.
- Cotton, W. R., Pielke, R. A. S., Walko, R. L., Liston, G. E., Tremback, C. J., Jiang H., McAnelly, R. L., Harrington, J. Y., Nicholls, M. E., Carrio, G. G., & McFadden, J. P. (2003). RAMS 2001: Current status and future directions. *Meteorology and Atmospheric Physics*, volume 82, number 1-4, 5–29. doi:10.1007/s00703-001-0584-9.
- DIAMOND, K. E.; CRIVELLA, E. J. Wind Turbine Wakes, Wake Effect Impacts, and Wind Leases: Using Solar Access Laws as the Model for Capitalizing on Wind Rights During the Evolution of Wind Policy Standards. *Duke Environmental Law & Policy Forum*. Vol.22:195. pp. 195-244, 2011.
- González, J. S., Payána, M. B., Santosa, J. M. R., & Longatt, F. G. (2014). A review and recent developments in the optimal wind-turbine micro-siting problem. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, volume 30, 133-144. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.09.027>.
- HANSLIAN, D.; HOŠEK, J. Combining the VAS 3D interpolation method and Wind Atlas methodology to produce a high-resolution wind resource map for the Czech Republic. *Renewable Energy*, vol. 77, p. 291-299, 2015.
- Krueger, A. D., Parsons, G. R., & Firestone, J. (2011). Valuing the Visual Disamenity of Offshore Wind Power Projects at Varying Distances from the Shore: An Application on the Delaware Shoreline. *Land Economics*, volume 87, number 2, 268-283. <https://www.jstor.org/stable/41307213>.
- LADENBURG, J. Visual impact assessment of offshore wind farms and prior experience. *Applied Energy* vol.86, 2009, pp. 380–387.
- LADENBURG, J.; DUBGAARD, A. Willingness to pay for reduced visual disamenities from offshore wind farms in Denmark. *Energy Policy*, vol.35, 2007, pp. 4059-4071.
- LADENBURG, J.; MÖLLER, B. Attitude and acceptance of offshore wind farms – the influence of travel time and wind farm attributes. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol.17, 2011, pp.4223-4235.
- Lange, B., & Højstrup, J. (2001). Evaluation of the wind-resource estimation program WASP for offshore applications. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, volume 89, issues 3–4, 271- 291. [https://doi.org/10.1016/S0167-6105\(00\)00082-9](https://doi.org/10.1016/S0167-6105(00)00082-9).
- LIMA, D. K. S.; LEÃO, R. P. S.; DOS SANTOS, A. C. S.; DE MELO, F. D. C.; COUTO, V. M.; DE NORONHA, A. W. T.; OLIVEIRA, D. S. Estimating the offshore wind resources of the State of Ceará in Brazil. *Renewable Energy*, v. 83, p. 203-221, 2015.
- LISSAMAN, P. B. S.; GYATT, G.W.; ZALAY, A.D. Numeric-modeling sensitivity analysis of the performance of wind turbine arrays. *Pacific Northwest Laboratory*. Richland, Washington. 122p, 1982. DOI10.2172/5281004.
- MORTENSEN, N. G.; LANDBERG, L.; TROEN, I.; PETERSEN, E. L. Wind Atlas Analysis and Application Program (WASP) Vol. 2: User's Guide. *Risø National Laboratory*, 1993.
- MORTENSEN, N. G.; RATHMANN, O.; TINDAL, A.; LANDBERG, L. Field validation of the RIX performance indicator for flow in complex terrain. *European Wind Energy Conference and Exhibition*, Brussels, Belgium. 2008.
- PIMENTA, F.; KEMPTON, W.; GARVINE, R. Combining meteorological stations and satellite data to evaluate the offshore wind power resource of Southeastern Brazil. *Renewable Energy*, v. 33, n. 11, p. 2375-2387, 2008.

- RATHMANN, O.; BARTHELMIE, R.; FRANDBSEN, S. Turbine Wake Model for Wind Resource Software. European Wind Energy Conference and Exhibition. Denmark: Risoe National Laboratory. (2006).
- SRTM, Shuttle Radar Topography Mission – The Mission to Map the World. Available in: <<http://www.jpl.nasa.gov/srtm>>, Accessed in: March 2018.
- Tan, J., Hu, W., Wang, X., & Chen, Z. (2013). Effect of Tower Shadow and Wind Shear in a Wind Farm on AC Tie-Line Power Oscillations of Interconnected Power Systems. *Energies*, volume 6, 6352-6372. doi:10.3390/en6126352.
- TREMBACK, C.J.; WALKO, R.L. RAMS Regional Atmospheric Modeling System. Version 6.0. User's Guide – Introduction. 2005. Available in: <<http://www.atmet.com/html/docs/rams/ug60-introduction-1.1.pdf>>. Accessed in: March 2018.
- VIEIRA, C. F. A.; SANTOS, C. C.; LIMA, F. J. L.; MAGALHÃES, R. A.; SILVA, E. M. Analysis of the wind data generated in the NCEP / NCAR Reanalysis Project for future applications in the calculation of the wind potential in regions of the state of Ceará (In Portuguese). *Revista Tecnologia*, v. 27, no.2, p. 190-194, 2006.
- VIEIRA, C. F. A.; SILVA, E. M.; CAVALCANTE, F. S. A.; SILVA, G. R. Analysis of the surface heat flux parameters used by the WAsP model in the survey of the vertical wind profile in the northern state of Ceará (In Portuguese). *V Brazilian Workshop on Micrometeorology*. p. 249-252, 2007.
- WAsP (2013) (Educational Licence, No. 4221). [Wind Atlas Analysis and Application Program]. DTU Wind Energy.
- WindEurope (2019). Offshore Wind in Europe. Key trends and statistics 2018. Retrieved from(<https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-Annual-Offshore-Statistics-2018.pdf>) .
- Zahle, F., Aagaard, H. M., & Sørensen, N. N. (2009). Evaluation of tower shadow effects on various wind turbine concepts. (Risø R-1698(EN)). National Laboratory for Sustainable Energy. Risø DTU.

OFFSHORE WIND RESOURCES - CASE STUDIES IN CEARÁ

Abstract. Brazil has consolidated the wind power generation in its electricity matrix. The wind farms are all onshore, and the offshore wind potential is still being exploited. The Northeastern of Brazil, where it concentrates 80% of the country's wind farms, holds one of the best winds in the world for electricity production, constant, adequately strong without extreme gusts and blow mostly in one direction. Using the atmospheric mesoscale model RAMS (Regional Atmospheric Modeling System) the wind resources off the coast of the State of Ceará, located in the Northeast region of Brazil, were estimated. This article aims to present the evaluation of the offshore wind generation produced in locations on the coast of Ceará using the WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program) microscale model. Four locations with average speeds above 8 m/s and power density above 720 W/m² were selected for estimation of the generated energy and capacity factor. Twelve offshore wind farms with a capacity of 40 MW, 72 MW and 90 MW were designed at the WAsP in each of the four defined locations, each farm with 20 wind turbines, from different manufacturers and individual powers of 2 MW, 3.6 MW and 4.5 MW. All the designed farms had a capacity factor of approximately the national average, especially the 40 MW wind farm, with a 2 MW wind turbine, located in the municipality of Camocim whose capacity factor was estimated at 57.49% and estimated annual production of 201,428 MWh.

Keywords: Wind energy potential, Microscale, Offshore, WAsP.