



**Avaliação da Geração Eólica como Alternativa ao Descomissionamento
de Plataformas Petrolíferas Fixas nos Mares Brasileiros**
Evaluation of Wind Generation as Alternative to the Decommissioning
of Fixed Petroleum Platforms in the Brazilian Seas

Douglas Vieira Barboza¹; Marcos Alexandre Teixeira²; Marcio Cataldi² & Marcelo Jasmim Meiriño¹

¹Universidade Federal Fluminense, Laboratório de Tecnologia, Gestão de Negócios & Meio Ambiente, Rua Passo da Pátria 156, 24210-240, São Domingos, Niterói, RJ, Brasil

²Universidade Federal Fluminense, Departamento de Engenharia Agrícola e Meio Ambiente, Rua Passo da Pátria 156, 24210-240, São Domingos, Niterói, RJ, Brasil

E-mails: douglasbarboza@id.uff.br; marcos_teixeira@id.uff.br; marcio.cataldi@gmail.com; marcelojm@id.uff.br

Recebido em: 18/06/2020 Aprovado em: 07/08/2020

DOI: http://doi.org/10.11137/2020_3_455_466

Resumo

Este estudo tem como objetivo avaliar a atratividade da instalação de aerogeradores em plataformas fixas de produção de petróleo como uma opção para estender o uso da estrutura de suporte da plataforma e sua contribuição potencial para a matriz energética nacional. Foram realizadas uma análise da climatologia dos ventos das regiões das plataformas e uma análise econômico-financeira para indicar a viabilidade para a geração eólica *offshore* ao longo da costa brasileira. A partir da climatologia foram identificadas as bacias de Sergipe-Alagoas, Ceará e Potiguar, como as detentoras das melhores capacidades de geração de energia eólica, entre as regiões avaliadas, mas que, ainda assim, apresentaram baixa atratividade econômico-financeira em comparação com a geração eólica em terra, não sendo viável a utilização de jaquetas na plataforma continental brasileira como suporte à geração eólica.

Palavras-Chave: *Plataformas de Petróleo; Geração Eólica Offshore; Planejamento Energético*

Abstract

This study aims to evaluate the attractiveness of the installation of aerogenerators over fixed decommissioned oil production platforms as an option to extend the life use of the platform support structure and its potential contribution to the national energy matrix. An analysis of the wind regime at the regions where the platforms operate was carried out and an economic-financial analysis was delivered to indicate the viability to the offshore wind generation along the Brazilian coast. Based on climatology, the Sergipe-Alagoas, Ceará and Potiguar basins were identified as having the best wind power generation capacities among the regions evaluated, but which nevertheless had low economic-financial attractiveness compared to the wind generation onshore, and it is not feasible to use jackets on the Brazilian continental shelf as support for wind generation.

Keywords: *Oil Platforms; Offshore Wind Generation; Energy Planning*

1 Introdução

O descomissionamento é a fase final do ciclo de vida de uma estrutura *offshore* de exploração de óleo e gás, onde todos os poços são tamponados e abandonados (Kaiser & Liu, 2014). Se inicia o descomissionamento quando a produtividade reduziu a ponto dos custos para manter a unidade em produção serem menores que a possibilidade de lucro, com a permanência de suas atividades (Kaiser & Liu, 2014). O processo de descomissionamento de plataformas *offshore* envolve elevados custos financeiros, impactos ambientais à vida marinha e perda de recursos, principalmente nos casos de desmantelamento de estruturas fixas que estão instaladas a um período considerável (ANP, 2002, 2006). De acordo com a legislação, estas unidades instaladas no fundo do mar não podem permanecer sem providências, com o abandono do poço (ANP, 2002, 2006). Logo, ao propor a utilização das estruturas de jaquetas, as chamadas pernas das plataformas fixas, próximas à costa para adaptação e instalação de geradores eólicos é possível almejar uma solução para os problemas enfrentados no processo de descomissionamento e colaborar para uma proposta de diversificação da matriz energética nacional de maneira sustentável.

O descomissionamento de plataformas fixas, de acordo com Mimmi *et al.* (2015), precisa ser amadurecida no Brasil, visto que poucas unidades foram removidas. Nos últimos anos muitos campos petrolíferos têm chegado ao fim de sua vida produtiva ou as estruturas têm alcançado a vida útil de projeto, de 20 à 30 anos, em média (Mimmi *et al.*, 2015). Embora a previsão do descomissionamento de plataformas fixas no Brasil tenha uma quantidade desconhecida, cerca de 70% dessas unidades atingiram ou excederam a maturidade de sua vida útil. A indústria nacional deve se preparar para oferecer soluções eficientes e que reduzam os custos do descomissionamento; por exemplo, promovendo a recuperação de materiais e equipamentos.

Kaiser & Liu (2014) afirmam que os custos de projetos de descomissionamento não são amplamente divulgados. Kaiser & Liu (2014) desenvolveram um modelo para estimar tais valores a partir de estudos das operações no Golfo do México, chegando a um custo médio estimado de US\$ 46 milhões por unidade em águas profundas. Do custo estimado, 80% é relativo à remoção da estrutura e entupimento e abandono de poço, 19% correspondente à remoção de dutos e 1% relativo à remoção de *risers*, linhas de fluxos e umbilicais (Kaiser & Liu, 2014).

A indústria de petróleo e gás busca demonstrar eficiência e eficácia em seus resultados ambientais atendendo de forma sistêmica e integrada aos requisitos legais, às demandas organizacionais e também das partes interessadas (Moni *et al.*, 2011). Porém, o conhecimento

em relação aos impactos ambientais relativos às estratégias de desativação de plataformas ainda é incompleto, sendo necessário que o descomissionamento seja planejado dentro de uma abordagem ecossistêmica (Sommer *et al.*, 2019). Devido à idade da estrutura e ao cenário geográfico, essa se integra ao habitat da vida marinha e a remoção total da estrutura pode significar a perda quase completa da biota associada (Sommer *et al.*, 2019).

Dentro de uma ótica de geração energética no oceano, o principal objetivo deste trabalho é avaliar o modelo de desenvolvimento do potencial eólico para o território brasileiro, que inclua a utilização de plataformas de petróleo *offshore* em processo de descomissionamento como uma alternativa complementar ao desenvolvimento *onshore*.

Assim é proposta a implantação de aerogeradores em plataformas fixas de petróleo ao final da atividade de extração, como uma opção de extensão do uso da estrutura de suporte dessa (como fundação para o aerogerador). A proposta visa aumentar a vida útil da estrutura de fundação da plataforma e gerar adicional de renda além do horizonte de descomissionamento, numa visão estratégica que possa ser incorporada ao modelo de negócios empregado no setor.

2 Metodologia

Para o desenvolvimento deste estudo foram realizados: caracterização do perfil de exploração petrolífera *offshore* no Brasil; avaliação do potencial eólico e de geração de energia eólica nas bacias sedimentares com produção petrolífera (Figura 1). Foi realizado ainda um estudo de caso com base nas etapas anteriores para estimar diferentes cenários de geração.

Inicialmente foi realizada uma análise do Banco de Dados de Exploração e Produção da Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (BDEP Webmaps: http://app.anp.gov.br/link_webmaps/). Esse sistema permite averiguar onde estão localizados os campos petrolíferos em produção. Com base nessa informação, foi possível identificar os respectivos perfis climatológicos e avaliar as condições de geração eólica para cada localidade e apresentar a viabilidade de geração eólica a partir do regime dos ventos.

Teve-se como base os resultados provenientes das Reanálises do ERA5, com resolução de 0.25° (<https://www.ecmwf.int/en/forecasts/datasets/reanalysis-datasets/era5>) (Hersbach *et al.*, 2018). O ERA5 é a reanálise atmosférica global mais recente produzida pelo ECMWF, trazendo uma compilação de dados observados e dados provenientes de outras fontes de observação/estimativa, como navios, boias, satélites, radares, etc. Esta reanálise foi lançada em 2018 e é apontada em muitos estudos como o melhor conjunto de dados pós processados para o estudo do regime de ventos,

em diferentes escalas, espaciais e temporais (Laloyaux *et al.* 2018; Hoffmann *et al.*, 2019). Para a realização do trabalho, foram usadas médias mensais da Reanálise, do período entre 1981 e 2010, considerando o vento no nível de 1000 hPa.

O estudo de potencial eólico, restringindo-se às bacias petrolíferas de Santos, Campos, Espírito Santo, Camamu-Almada, Sergipe-Alagoas, Potiguar e Ceará, pois são as bacias onde ocorre extração de petróleo *offshore*. Para avaliação do potencial eólico e viabilidade técnico-econômica foram considerados três cenários, levando em conta as possibilidades de conexões das plataformas e diferentes máquinas aerogeradoras a serem utilizadas no projeto, a saber:

1. Cenário Extensão para o Mar: Plataforma fixa, com rede dutoviária, alto potencial eólico e equipamentos tipicamente utilizados no Brasil

para geração eólica *onshore*. Cenário no qual o projeto se caracteriza como uma extensão “para o mar” da geração já praticada em solo;

2. Cenário Regime Europeu: Plataforma fixa, com rede dutoviária, alto potencial eólico e máquina de perfil *offshore* utilizada na Europa. Cenário no qual se busca uma máquina com perfil *offshore* já consagrado no mercado europeu, mas ainda não encontrado no mercado brasileiro;
3. Cenário Turbina Otimizada: Plataforma fixa, com rede dutoviária, alto potencial eólico e equipamentos otimizados para o perfil de vento local, mesmo necessitando de importações. Cenário no qual se busca maximizar a geração eólica para as condições locais, mesmo que esses modelos de aerogeradores não estejam disponíveis no mercado.

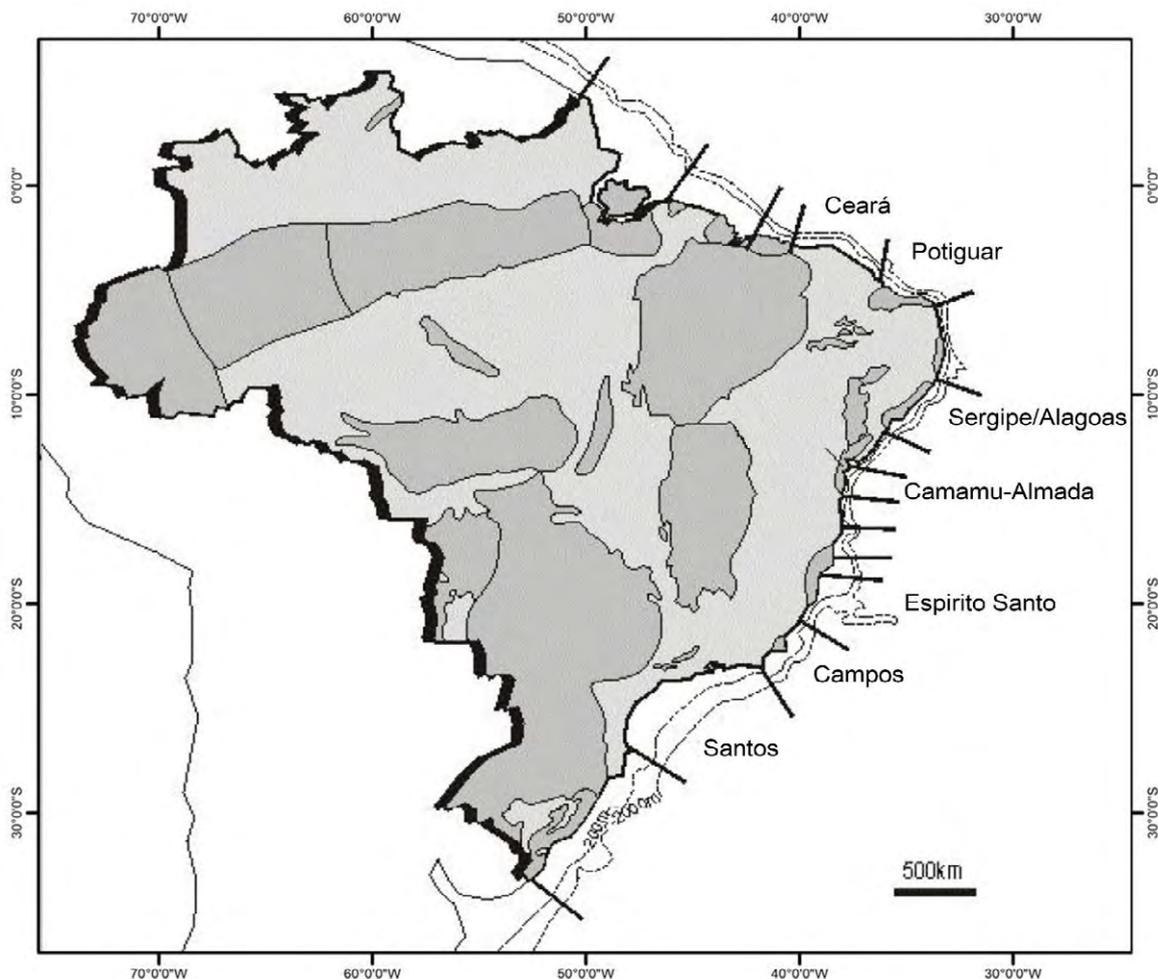


Figura 1 Bacias sedimentares brasileiras com indicação das áreas *offshore* consideradas. Fonte: Adaptado de Milani *et al.* (2000).

A base para a análise da viabilidade econômica considerou, para cada um desses cenários, as seguintes grandezas:

1. *Capital Expendire and Operational Expenditures* (CAPEX / OPEX) – foram considerados os custos para instalação *offshore*, reduzidos do percentual de instalação civil (9,4%) e de 75% no custo de lançamento dos cabos.

Foram ainda consideradas a possibilidade de uso da dutovia já existente com eletroduto e o lançamento dos cabos com uso de Pigs.

Para definição dos valores de custo de instalações, foi consultada o material elaborado pela *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) (Stehly *et al.*, 2016), onde são computados os custos - fixos e variáveis para os a projetos eólicos *offshore*.

Na composição dos custos de instalação não foram considerados os custos relativos ao descomissionamento futuro da plataforma de exploração de petróleo, pois este já se encontra previsto para o fim da vida da própria plataforma.

Foram desconsiderados investimentos em subestrutura e fundação a serem reutilizadas da plataforma pois estas também já estão presentes no sítio proveniente das explorações de petróleo;

2. Máxima Potência instalada (MW) – considerando a instalação de uma única turbina eólica, variando para cada cenário, como segue:

- a. Cenário extensão para o Mar – com base em consulta ao Banco de Informações de Geração da ANEEL (2016), foram identificadas as últimas turbinas eólicas instaladas no Brasil.

A partir da comparação entre essas, através de suas características de geração, selecionou-se o modelo que melhor representa a tendência nacional, escolhendo-se, para exemplificar, a análise com a turbina Gamesa modelo 114-2.0 MW;

- b. Cenário Regime Europeu – com base no anuário estatístico e das principais tendências para a Indústria Eólica *Offshore* europeia desenvolvido pela *WindEurope* (2016), foi identificado que a Siemens Wind Power foi responsável pela fabricação de 98% das turbinas eólicas conectadas.

Tal constatação requereu que fosse consultado o material de referência emitido pela empresa, no qual se constatou que o modelo mais popular de sua produção é o modelo SWT 4.0-130.

Tal modelo é uma evolução do modelo SWT 3.6, que foi instalada na usina *offshore* de Gemini,

no mar do Norte, considerado o maior projeto de energia eólica financiado na planta, de acordo com a Siemens (2016); e

- c. Cenário Turbina Otimizada – buscou-se uma turbina que estivesse entre as maiores do mundo (em capacidade de geração), em funcionamento.

Ao analisar o anuário estatístico e de principais tendências para a Indústria Eólica *Offshore* europeia desenvolvido pela *WindEurope* (2016), observou-se que o MHI Vestas *Offshore* Wind foi responsável pela fabricação de 7 turbinas.

Os equipamentos apresentaram capacidade nominal de geração total de 56 MW, o que levou a crer que a referida empresa produziu 7 aerogeradores de 8 MW.

Consultando o catálogo da empresa observou-se que a única turbina por ela produzida que atende aos parâmetros identificados é a V164-8.0 MW, utilizada neste cenário.

3. Total de Energia Produzida (MWh/ano) – utilizou-se os resultados da Reanálise, com as médias de vento de cada mês durante os anos de 1981 a 2010, a dez metros de altura.

Esses resultados de vento foram corrigidos para a altura dos cubos de cada gerador considerado, com base em interpolações, alterando as alturas z na Equação 1 (80, 89,5 e 118 metros).

As diferentes alturas que foram tomadas como base para o valor médio da velocidade de atrito na superfície (u_τ) gerado com resultados da Reanálise.

Considerou-se a constante de von Kármán (k) 0,4 e a rugosidade (z_0) de 0,0002 metros, valor típico de rugosidade para mar calmo, de acordo com Picolo *et al.* (2014).

$$\underline{u}(z) = \frac{u_\tau}{k} \ln \left(\frac{z}{z_0} \right) \quad (1)$$

A Equação 1 fornece a velocidade do vento em função da altura, possibilitando o cálculo de vento nas diferentes alturas requeridas para cada mês do ano.

E conseqüentemente se pôde chegar a sua média de acordo com os valores mensais e a confecção do perfil logarítmico do vento nas regiões observadas.

4. Perfil de produção ao longo do ano – com as velocidades médias de ventos nas diferentes alturas mencionadas, foi realizada a distribuição de Weibull para calcular a probabilidade de ocorrência de velocidades de vento nas bacias e calcular a produção potencial de energia para cada mês.

As variações na velocidade do vento empregadas na função da densidade de probabilidade ($f(u)$), visam indicar a frequência de velocidades do vento no tempo, sendo representadas pela Equação 2 (Ko *et al.*, 2015).

Neste caso, u foi caracterizado pela quantidade de vento e sua probabilidade, k o fator de forma, e c o fator de escala.

Considerou-se o fator de forma, k , igual a 4 e o fator de escala c , igual à divisão de cada média anual de vento por 0,89 (ONUDI, 2015). Já o fator de escala foi calculado de acordo com as alturas de 80 m, 89,5 m e 118 m acima do nível do mar.

Dessa maneira, pode-se gerar as distribuições de *Weibull* para cada uma dessas alturas, comparando a relação velocidade por percentual para as três regiões de interesse. Neste trabalho foram considerados 8760 horas como tempo de operação anual.

$$f(u) = \frac{k}{c} \left(\frac{u}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{u}{c}\right)^k} \quad (2)$$

Tais distribuições de probabilidade dos ventos foram tabeladas, em conjunto com os dados da curva de potência de cada um dos três aerogeradores definidos para distintos cenários, que consideram a velocidade do vento e respectiva potência instantânea.

Assim, foram encontradas as potências mensais produzidas pelo aerogerador selecionado na região de bacia escolhida. A energia elétrica consumida mensalmente, em MWh, pôde, então, ser obtida pela multiplicação da potência mensal pelo número de horas contidos em um mês.

Dessa forma, foram calculadas as Produções de Energia Média Anual (E) para cada cenário, de acordo com a Equação 3, em que $P(u)$ é a potência para cada velocidade diagnosticada pelas curvas de potência, $f(u)$ é a distribuição de *Weibull* e t é o tempo de operação (Ko *et al.*, 2015).

$$E = \sum (P(u) \cdot x f(u)) \cdot xt \quad (3)$$

Outro parâmetro importante calculado foi o Fator de Capacidade (Fc – Equação 4), que representa a eficiência de geração para cada gerador, de acordo com as regiões de operação.

O Fator de Capacidade considera a relação entre a Produção de Energia Anual (E) e a Produção de Energia Nominal (En), o que representa a energia gerada pela turbina se ela operasse em 100% do tempo na potência nominal.

$$Fc = \frac{E}{En} \times 100 \quad (4)$$

5. Viabilidade econômica e financeira (TIR e VPL) - foi considerada uma taxa de remuneração do capital de 6% ao ano, vida útil de 20 anos e valores de moeda estrangeira de R\$ 3,50 = US\$ 1,00.

Para o valor de venda da energia elétrica, foi utilizada a média dos resultados dos 19 projetos de eólica contratados no leilão A-3 de energia elétrica para entrega em 2018, realizado no dia 21 de agosto de 2015, que ficou em 181,09 R\$/MWh ou 51,74 US\$/MWh (EPE, 2015).

Para avaliar a atratividade econômica e financeira da proposta deste trabalho foram considerados o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR), com VPL calculado a partir da Equação 5.

Na equação, CAP é o investimento de capital, FEB é o fluxo esperado de benefícios futuros, t o período em anos e i a taxa mínima de atratividade.

Para o cálculo da TIR foi utilizada a mesma equação, igualando o VPL a zero, na qual o i resultante será a TIR, taxa de retorno do investimento em questão.

$$VPL = -CAP \sum \frac{FEB_t}{(1+i)^t} \quad (5)$$

Foi considerada a vida útil da turbina de 20 anos, pois, de acordo com Parizotto *et al.* (2012), trata-se da vida útil média dos sistemas de geração eólica. As entradas no fluxo de caixa foram estimadas com base no valor de venda de energia eólica no leilão A-3 de 2015.

3 Resultados

3.1 Perfil de Exploração *Offshore*

Ao utilizar o BDEP *Webmaps* para identificar as bacias petrolíferas com exploração *offshore*, foi possível averiguar que a bacia de Sergipe-Alagoas, apresenta um conjunto de campos petrolíferos e blocos exploratórios próximos da costa. Neste sentido, foi feito um aprofundamento do levantamento, provando que o número de plataformas petrolíferas fixas instaladas nessa Bacia é percentualmente superior ao das demais bacias nacionais.

A bacia de Sergipe-Alagoas apresenta um total de 14 plataformas fixas e uma plataforma monocoluna. Tais características tendem a viabilizar um parque eólico *offshore* com a reutilização de subestrutura de plataformas de petróleo fixa. A localização e dimensões da bacia de Sergipe-Alagoas se encontram graficamente representadas na Figura 2.

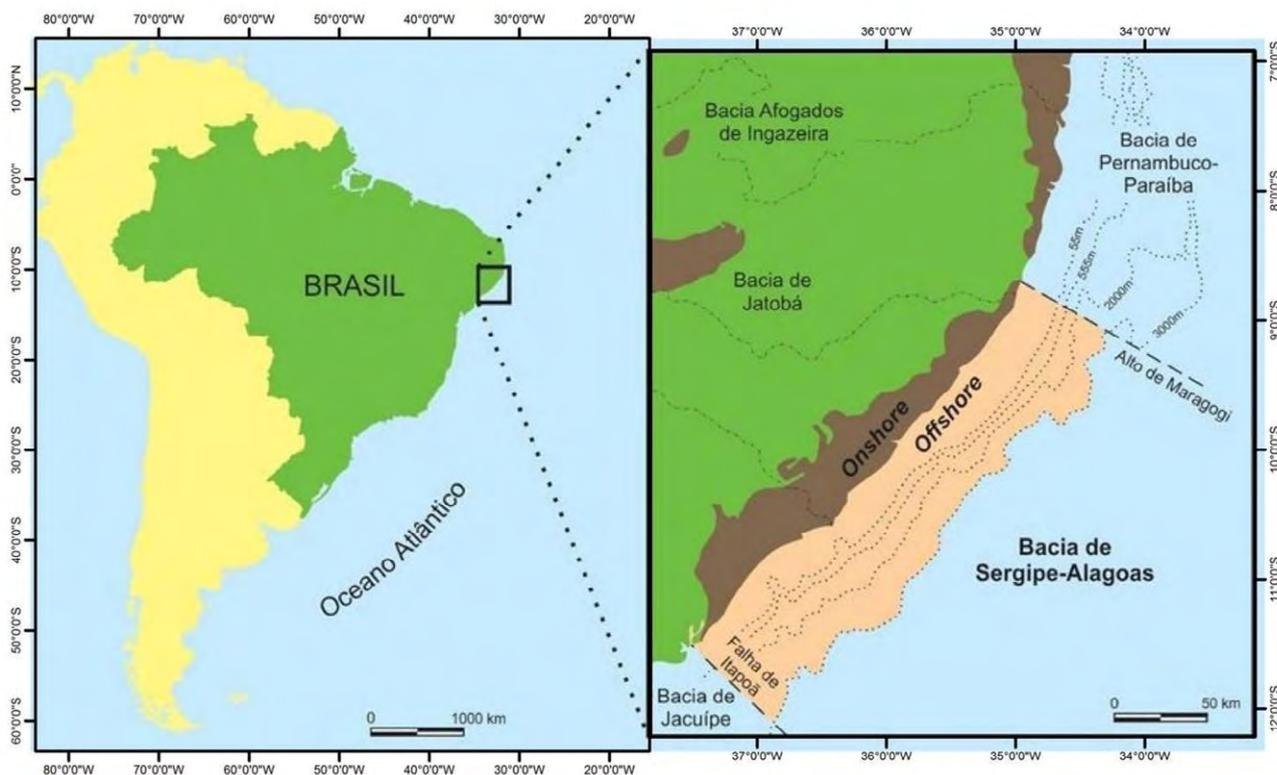


Figura 2 - Baía de Sergipe-Alagoas. Fonte: Antonietto (2015).

Essas plataformas fixas apresentam baixas lâminas d'água (até 400 m), e se encontram próximas à costa, contando com uma conexão permanente com o continente, ou seja, uma dutovia (tubulação de escoamento da produção).

No caso do pré-sal (lâminas de até 2 km), tem-se plataformas tipo FPSO (unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência de petróleo e gás), que realizam a transferência do petróleo com navios aliviadores, ou seja, o petróleo extraído dos campos petrolíferos não utiliza tubulações para chegar ao continente.

Por tratar-se de uma estrutura rígida fixada no fundo do mar por um sistema de estacas cravadas, embora tenha uma instalação simples, com o controle de poços feito na superfície, a desinstalação das chamadas jaquetas acarreta uma série de dificuldades logísticas, financeiras e ambientais. Portanto, manter tais estruturas no local pode ser a solução para o transtorno do descomissionamento.

Embora haja, basicamente, sete tipos de plataformas em uso no Brasil, as fixas se apresentaram como o modelo mais interessante para a instalação de aerogeradores por terem as jaquetas. Apesar de requererem um investimento relevante ao serem descomissionadas, poderão continuar a

suportar os esforços das correntes marítimas e de uma nova sobreestrutura (convés). Ou seja, além de se evitar os custos com parte do descomissionamento, ainda serão evitados os custos com a logística e instalação de estruturas para suportar aerogeradores, como ocorre tradicionalmente no caso da implantação de novos parques eólicos *offshore*.

Outro fator relevante para a indicação das plataformas fixas para este projeto, além da estabilidade propiciada por suas jaquetas estacadas no fundo do mar, é a existência de rede dutoviária ligando-as à costa para o escoamento da produção de óleo e gás. Deste modo, com as devidas adaptações, essa malha pode ser utilizada para a passagem das linhas de transmissão da energia gerada pelos aerogeradores alojados nas unidades *offshore*, levando à significativas reduções de custo e simplificação do processo de licenciamento (rotas já determinadas pela dutovia).

3.2 Avaliação do Potencial Eólico

Com base nos resultados da reanálise ERA5, é apresentada a Figura 3, onde se pode notar que as maiores médias de vento se encontram distribuídas pela região Nordeste, principalmente entre as bacias do Ceará, Potiguar, Sergipe-Alagoas e Camamu-Almada.

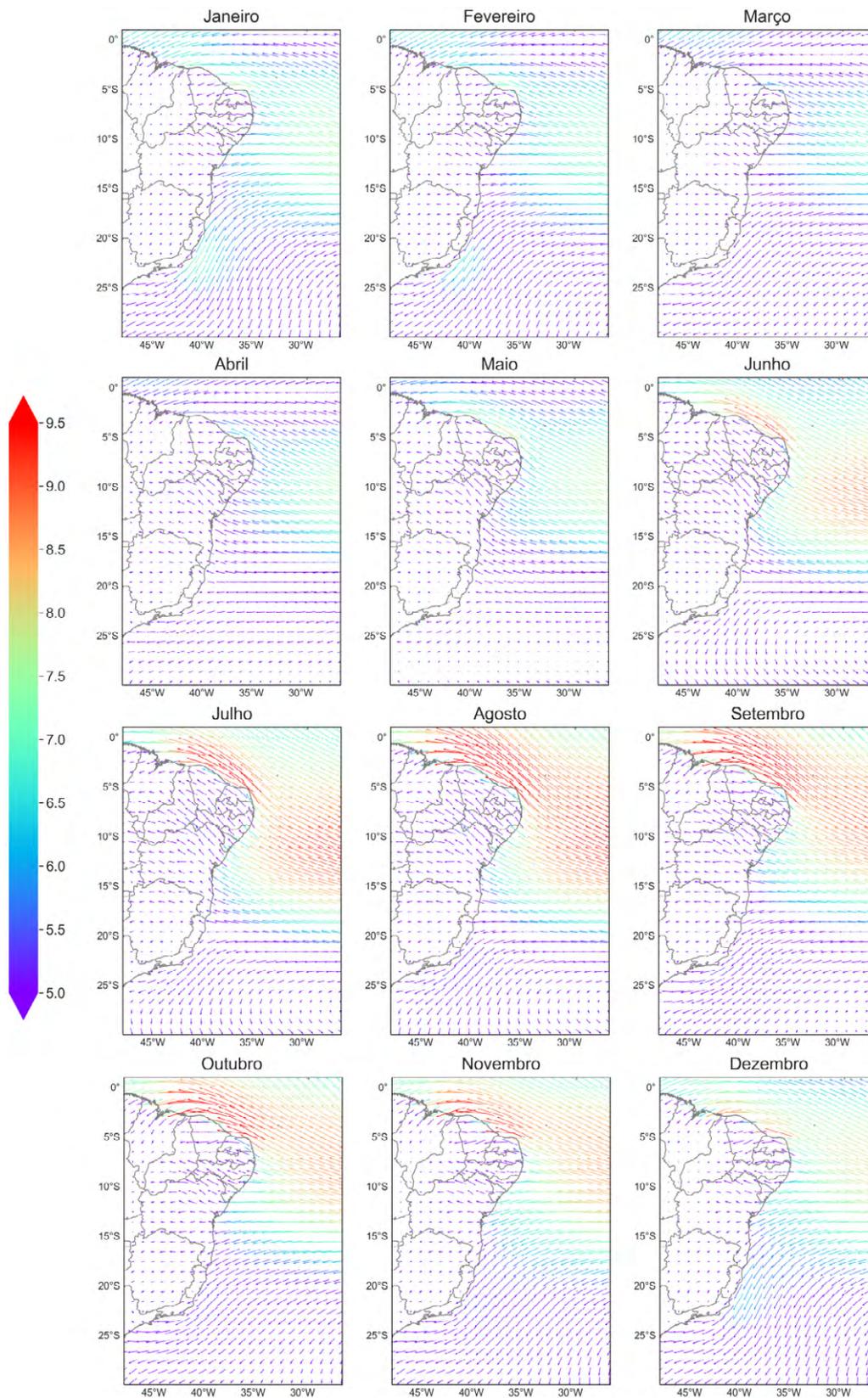


Figura 3 Médias de vento em m/s no nível de 1000 hPa por mês de 1981 a 2010 com base nas saídas do ERA5.

É importante ressaltar que a Equação 1 utilizada considera uma camada de superfície sob condições neutras, não levando em consideração a influência da condição de estabilidade da atmosfera na camada limite atmosférica das bacias sedimentares. Tal fator pode representar erros na estimativa da velocidade de fricção e, conseqüentemente, na estimativa da intensidade do vento em outras alturas, como as utilizadas neste estudo de acordo com as alturas de cubo dos aerogeradores selecionados (80, 89,5 e 118 metros). Outra limitação se encontra na rugosidade, tomada de um valor padrão, o qual pode afetar a estimativa da velocidade de fricção e da intensidade do vento, influenciando os resultados do potencial eólico nas Bacias. Devido a isso, este estudo pode apresentar limitações em relação à realidade da utilização das plataformas de petróleo em processo de descomissionamento, como suporte para a geração de energia eólica *offshore*.

Com base na metodologia proposta, os gráficos da Figura 4 apresentam os ciclos anuais das velocidades do vento nas diferentes alturas (para cada cenário) mencionadas.

Ao demonstrar que a frequência de ventos é mantida de acordo com a interpolação para as diferentes alturas visualizadas, as bacias identificadas como de maior potencial eólico são as do Ceará, Potiguar, Sergipe-Alagoas e Camamu-Almada. Dentre as Bacias observadas, a que apresenta os maiores potenciais é a do Ceará. A que apresenta os menores potenciais é a de Santos e dentre as

que apresentam os maiores potenciais, a que apresenta a maior constância de ventos é a de Sergipe-Alagoas.

3.3 Avaliação Técnica

Como proposto na metodologia, tem-se a comparação entre modelos de aerogeradores - predominantes no Brasil em terra, predominantes no mar na Europa, e um modelo de alta geração - como base para uma avaliação do potencial de geração eólica *offshore* nas áreas de bacias sedimentares de interesse.

Ao se avaliar a aplicabilidade de aerogeradores à estrutura da plataforma, entre outras questões de relevância ao estudo, foi possível avaliar os possíveis benefícios da incorporação de unidade de geração eólica como elemento do descomissionamento de plataformas de petróleo no Brasil. Pôde-se apreciar aspectos de cunho ambiental com possíveis impactos nos custos para o desenvolvimento do projeto. As curvas de potência dos aerogeradores considerados neste estudo podem ser vistas na Figura 5.

Como pode ser observado, são máquinas eólicas com diferentes características – em especial no tocante à potência máxima, crescente do cenário a para o c. Os aerogeradores são próximos em termos de velocidade limite para geração, que não ultrapassam de 12 m/s; no caso do cenário a (Cenário extensão para o Mar), esta é ainda mais baixa não passando de 11 m/s.

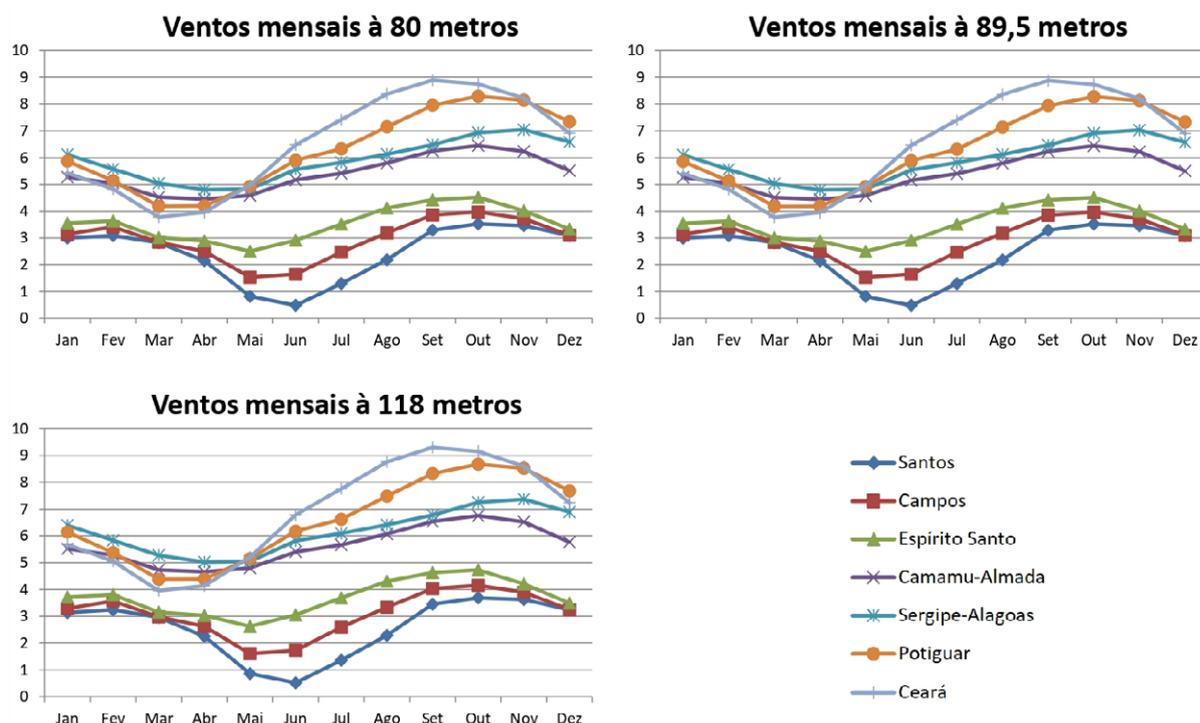


Figura 4 Média de velocidades dos ventos (m/s) ao longo do ano a 80, 89,5 e 118 metros de altura, para todas as bacias utilizadas neste trabalho com base nos resultados do ERA5 de 1981 à 2010.

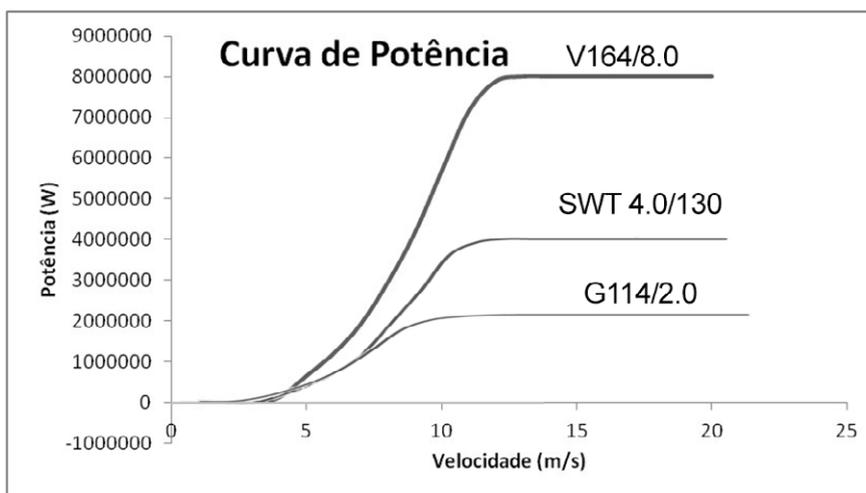


Figura 5 Curva de potência dos aerogeradores utilizados no estudo (W x m/s). Fonte: adaptado de Gamesa (2012), Figueiredo (2014) e MHI Vestas Offshore (2018).

3.3.1 Cenário Extensão para o Mar

Considerou-se o uso de aerogerador Gamesa modelo G114/2000 (instalado à altura de 80 m), CAPEX (investimento em bens de capital) de US\$ 9.610.350, com gastos fixos de 5.925 US\$/kW e desconto de 19%, por não ser necessário investir em fundações, subestruturas e eletrodutos para passagem das linhas de transmissão. Não foi considerado o valor de OPEX.

Foi avaliada a possibilidade de mais de uma turbina em cada plataforma, considerando-se uma distância segura da ordem de 10 vezes o diâmetro do rotor, e 5 vezes se instalada ao lado (em relação ao vento predominante) (Amarante *et al.*, 2001). Com um diâmetro de 114 m nos rotores, a distância entre turbinas seria superior a 570 metros, o que torna inviável a instalação de mais de 1 turbina por plataforma.

Utilizou-se a curva de potência disponibilizada pela Gamesa, apresentada na Figura 5, tendo sido estimadas: a energia gerada no ano, as potências médias e máximas nas regiões das três bacias sedimentares identificadas com maior potencial eólico, e que possuem quantidade relevante de plataformas de petróleo que serão futuramente descomissionadas. Nesse cenário, os valores de Fator de Capacidade ficaram próximos dos valores considerados satisfatórios para o mercado (mínimo de 40%), o que indica, provavelmente, um bom ajuste da turbina ao regime de vento brasileiro.

Com a análise econômico financeira, foi identificado que os VPLs mostraram valores negativos, de forma que nenhum desses projetos viria a ser aprovado para instalação dos aerogeradores como oportunidade viável para o uso das estruturas. Com relação às TIRs, nas Bacias do Ceará e

Potiguar foi calculado um retorno de 0,141%, e na Bacia de Sergipe-Alagoas uma taxa de retorno negativa, de -1,657%, ou seja, da mesma forma que para o VPL, os projetos não apresentam atratividade econômica.

3.3.2 Cenário Regime Europeu

Indicação da turbina SWT 4.0-130 da Siemens (instalada à altura de 89,5 m). Em consulta ao relatório da *WindEurope* (2016) e documento do próprio fabricante, observa-se que essa foi instalada em 2016 a um CAPEX de US\$19.220.700, e custo fixo de despesas de capital de US\$/kW 5.925, desconsiderando 18,9% relacionados aos custos com fundações, subestruturas e parte da infraestrutura elétrica. Sua curva de potência está representada na Figura 5, com potência nominal da turbina de 4 MW. Nesse cenário, os valores de Fator de Capacidade ficaram abaixo dos valores considerados satisfatórios, o que nos leva a crer na necessidade de desenvolvimento de unidades geradoras que se adaptem ao regime eólico nacional.

Considerando as entradas no fluxo de caixa de 454.916 US\$/ano para a Bacia de Sergipe-Alagoas, 548.859 US\$/ano para a Bacia Potiguar e 605.173 US\$/ano para a Bacia do Ceará, conforme Tabela 1. Os VPLs em todas as bacias apresentaram valores negativos, indicando baixa atratividade econômica, assim como no caso das TIRs, que também apresentaram retorno negativo.

3.3.3 Cenário Turbina Otimizada

Para o cenário com o aerogerador V164-8.0 MW (instalado a 118 m), produzido pela MHI Vestas *Offshore* (uma das maiores turbinas comercialmente instaladas no

mundo, com representativa expressão nas instalações europeias em 2016), foi considerado CAPEX de US\$ 38.441.400, de acordo com o valor do custo fixo de despesas de capital de 5.925 US\$/kW, desconsiderando 18,9% relacionados aos custos com fundações, subestruturas, parte da infraestrutura elétrica e valores de OPEX. A potência instalada é de 8 MW e curva de potência do aerogerador disponibilizada pela empresa, conforme Figura 5. Embora este cenário seja o que apresenta os maiores valores de geração, não é economicamente atrativo devido ao elevado investimento, pois, tanto os VPLs quanto as TIR de todos os projetos neste cenário foram negativos (TIRs inferiores a -6%).

Um resumo dos valores utilizados para as bacias do Ceará, Potiguar e Sergipe-Alagoas para os cenários considerados podem ser vistos na Tabela 1.

3.4 Discussão

De acordo com os cenários propostos nas três regiões identificadas como de maior interesse devido

ao potencial eólico, não foi possível provar que algum deles apresente atratividade econômico-financeira para justificar o investimento. Os custos para a produção de energia permanecem elevados, mesmo desconsiderando o investimento em fundações, subestruturas e tubulações provenientes da indústria de petróleo. Para viabilizar tais projetos o valor de venda do MWh teria que ser superior ao praticado atualmente para a geração eólica *onshore*, o que deverá se refletir em eventual leilão que considere projetos *offshore*. Vale lembrar que ainda existe vasto território para exploração em terra e, por isso, é improvável o investimento em geração eólica *offshore* no Brasil em médio ou longo prazo.

De acordo com Esteban *et al.* (2011), os custos para geração de energia em ambiente *offshore* podem ser reduzidos, mas dependem de desenvolvimento tecnológico, ganho de escala e amadurecimento da fonte, necessitando de incentivos governamentais (visto os altos custos das operações marítimas), uma vez que o custo de instalação pode ser até 52% menor do que *onshore*.

Bacia	Para o Cenário extensão para o Mar			Cenário Regime Europeu			Cenário Turbina Otimizada		
	Ceará	Potiguar	Sergipe-Alagoas	Ceará	Potiguar	Sergipe-Alagoas	Ceará	Potiguar	Sergipe-Alagoas
Velocidade Média Anual (m/s)	6,49	6,27	5,9	6,54	6,32	5,94	6,68	6,46	6,07
Fator de Capacidade médio anual (%)	53,80%	50,40%	44,30%	33,40%	30,30%	25,10%	26,90%	24,30%	20,00%
Energia Gerada (MWh/ano)	9425	8835	7757	11696	10608	8792	18851	17009	14004
Potência máxima (MW)	0,28	0,26	0,25	0,35	0,32	0,26	0,52	0,49	0,42
Potência Média obtida (MW)	1,08	1,01	0,89	1,34	1,21	1	2,15	1,94	1,6
Renda por MWh por ano (US\$)	487 670	457.112	401.345	605 173	548 859	454 916	975 384	880 046	724.592
VPL (US\$)	-4.004.961	-4.355.460	-4.995.103	-12.255.704	-12.901.625	-13.979.141	-27.205.418	-28.298.939	-30.081.983
TIR (%)	0,14%	-0,47%	-1,66%	-4,05%	-4,83%	-6,26%	-5,74%	-6,51%	-7,91%

Tabela 1 Resumo dos valores para cenários com diferentes tipos de turbina

4 Conclusões

Com a metodologia empregada, foi possível a avaliação do potencial eólico nas áreas de exploração de petróleo *offshore* no Brasil. Um aspecto importante a ser levado em consideração é a fragilidade dos dados para as condições *offshore*, quando comparados aos da condição *onshore*. Sugere-se que, caso haja interesse político no desenvolvimento futuro desse mercado, seja feito um

esforço no sentido de obtenção de melhores dados dos regimes de vento.

O vento médio calculado no estudo foi da ordem de 6,48, 6,27 e 5,89 m/s (a 80 m de altura) para as três principais áreas de interesse, bacias de Ceará, Potiguar e Sergipe-Alagoas, respectivamente. Tendo sido avaliado o regime de vento frente à diferentes opções de aerogeradores, o equipamento que apresentou melhor performance foi o similar ao utilizado nas instalações *onshore*, sugerindo um

regime similar de ventos e uma possível sinergia entre os dois mercados, diferente do que se observa para outras regiões, tais como na Europa.

Em outros lugares do mundo, o desenvolvimento do potencial *offshore* levou à busca de locais com regimes de ventos e combinação de máquinas com maior porte, de forma a maximizar a geração elétrica. Para as regiões de exploração de petróleo *offshore* consideradas, foi identificado que o uso de máquinas de geração eólica já existentes no mercado nacional parece ser a opção mais atrativa.

Finalmente, a atratividade econômica financeira foi considerada insuficiente para justificar o investimento, mesmo com a redução no custo de instalação no uso da estrutura da plataforma já existente (da ordem de 20%). Para viabilizar o empreendimento, há necessidade de incentivos à geração eólica como opção de descomissionamento de plataformas de petróleo no Brasil, caso seja de interesse do poder público fomentar essa forma de geração renovável.

Como estudo futuro, é sugerido que sejam realizadas avaliações da sazonalidade do regime de vento nas áreas das bacias sedimentares identificadas aqui como de interesse se especificando os pontos de instalação de plataformas. Esta é uma fragilidade do presente estudo, que requer aprofundamento para auxiliar na proposta de meios efetivos para a viabilização da geração eólica como alternativa ao descomissionamento.

5 Agradecimentos

Os autores agradecem aos mestrandos Eric Miguel Ribeiro e Diego Ramos Inácio por sua colaboração no tratamento de imagens, a CAPES e ao CNPq - Chamada Universal 01-2016, Process Number: 430119/2016-0..

6 Referências

- Amarante, O.A.C.; Brower, M.; Zack, J. & Sá, A.L. 2001. *Atlas do Potencial Eólico Brasileiro*. Brasília, MME, 44p.
- ANEEL. 2016. Agência Nacional de Energia Elétrica. Banco de Informações de Geração Agência Nacional do Petróleo (ANP). *Procedimentos a Serem Adotados no Abandono de Poços de Petróleo e/ou Gás*. Portaria n. 25, de 6 de março de 2002. Disponível em: <http://www.brasil-rounds.gov.br/round7/arquivos_r7/PERFURACAO_R7/biblio/ANP%20-%20Port%2025-02%20-%20Abandono%20de%20Po%20E7os.pdf>. Acesso em: 12 mai. 2018.
- ANP. 2002. Agência Nacional do Petróleo. *Procedimentos a Serem Adotados no Abandono de Poços de Petróleo e/ou Gás*. Portaria n. 25, de 6 de março de 2002. Disponível em: <http://www.brasil-rounds.gov.br/round7/arquivos_r7/PERFURACAO_R7/biblio/ANP%20-%20Port%2025-02%20-%20Abandono%20de%20Po%20E7os.pdf>. Acesso em: 12 mai. 2018.
- ANP. 2006. Agência Nacional do Petróleo. Desativação de Instalações e Devolução de Áreas de Concessão na Fase de Produção. Portaria n. 27, de 18 de outubro de 2006. Disponível em: <<https://www.diariodasleis.com.br/busca/exibelinck.php?numlink=1-6-34-2006-10-18-27>>. Acesso em: 12 mai. 2018.
- Antonietto, L.S. 2015. *Taxonomia, paleoecologia e bioestratigrafia de ostracodes da formação Riachuelo, bacia de Sergipe-Alagoas, Nordeste do Brasil*. Programa de Pós-Graduação em Geologia, Universidade de Brasília, Tese de Doutorado, 210p.
- EPE. 2015. Empresa de Pesquisa Energética. *22º Leilão De Energia Nova A-3 - (Edital N° 04/2015):Resumo Vendedor*. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%A3o%20de%20Energia%20A-3%202015/Leil%C3%A3o%20A-3%202015%20Resumo%20Vendedor%20CCEE.pdf>>. Acesso em: 22 dez. 2017.
- Esteban, M.D.; Diez, J.J.; López, J.S. & Negro, V. 2011. Why offshore wind energy? *Renewable Energy*, 36: 444-450. doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2010.07.009>.
- Figueiredo, B.F.S.R. 2014. *Offshore Wind Power Economic Appraisal: The Portuguese Case Study*. Programa de mestrado em Engenharia Industrial e Gestão (em inglês: Industrial Engineering and Management), Instituto Superior Técnico-Universidade Técnica de Lisboa, Tese de Mestrado, 73p. Disponível em: <https://fenix.tecnico.ulisboa.pt/downloadFile/563345090413006/Dissertacao_final.pdf>. Acesso em: 15 ago. 2018.
- Gamesa. 2012. Gamesa G114-2.0 MW: Greater Energy Produced Low Wind Sites, Sarriguren. Disponível em: <<http://www.gamesacorp.com/recursos/noticias/2012-marzo-g114-20mw-data-sheet-en.pdf>>. Acesso em: 12 dez. 2017.
- Hersbach, H.; de Rosnay, P.; Bell, B.; Schepers, D.; Simmons, A.; Soci, C.; Abdalla, S.; Alonso-Balmaseda, M.; Balsamo, G.; Bechtold, P.; Berrisford, P.; Bidlot, J.; de Boissésón, E.; Bonavita, M.; Browne, P. Buizza, R.; Dahlgren, P.; Dee, D.; Dragani, R.; Diamantakis, M.; Flemming, J.; Forbes, R.; Geer, A.; Haiden, T.; Hólm, E.; Haimberger, L.; Hogan, R.; Horányi, A.; Janisková, M.; Laloyaux, P.; Lopez, P.; Muñoz-Sabater, J.; Peubey, C.; Radu, R.; Richardson, D.; Thépaut, J. N.; Vitart, F.; Yang, X.; Zsótér, E. & Zuo, H. 2018. Operational global reanalysis: progress, future directions and synergies with NWP, ECMWF. *ERA Report Series*, 27. doi: 10.21957/tkic6g3wm
- Hoffmann, L.; Günther, G; Li, D.; Stein, O.; Wu, X.; Griessbach, S.; Heng, Y.; Konopka, P.; Müller, R.; Vogel, B. & Wright, J.S. 2019. From ERA-Interim to ERA5: The considerable impact of ECMWF's next-generation reanalysis on Lagrangian transport simulations. *Atmospheric Chemistry and Physics*, 19: 3097-3124. doi: 10.5194/acp-19-3097-2019.
- Kaiser, M.J. & Liu, M. 2014. Decommissioning cost estimation in the deepwater U.S. Gulf of Mexico – Fixed platforms and compliant towers. *Marine Structures*, 37: 1-32. doi: <https://doi.org/10.1016/j.marstruc.2014.02.004>.

- Ko, D.H.; Jeong, S.T. & Kim, Y.C. 2015. Assessment of wind energy for small-scale wind power in Chuuk State, Micronesia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 52: 613–622. doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.160>.
- Laloyaux, P.; de Boissezon, E.; Balmaseda, M.; Bidlot, J.; Broennimann, S.; Buizza, R.; Dalhgren, P.; Dee, D.; Haimberger, L.; Hersbach, H.; Kosaka, Y.; Martin, M.; Poli, P.; Rayner, N.; Rustemeier, E. & Schepers, D. 2018. CERA-20C: A Coupled Reanalysis of the Twentieth Century. *Journal of Advances in Modeling Earth Systems*, 10: 1172–1195. doi:10.1029/2018MS001273.
- MHI Vestas Offshore. Leading edge technology: Turbines & Innovations. Disponível em: <<http://www.mhivestasoffshore.com/innovations/>>. Acesso em: 10 fev. 2018
- Milani, E.J.; Brandão, J.A.S.L.; Zalán, P.V. & Gamboa, L.A.P. 2000. Petróleo na margem continental brasileira: geologia, exploração, resultados e perspectivas. *Revista Brasileira de Geofísica*, 18(3): 352-396. doi: <https://doi.org/10.1590/S0102-261X2000000300012>.
- Mimmi, F.; Nunes, R.D.; Silva, M.M. & Souza, G.L. 2015. Offshore Fixed Platforms Decommissioning: Mapping of the Future Demand in the Brazilian Context. In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 2, Rio de Janeiro, 2015. *Papers*, Rio de Janeiro, SPE, p. 1-18 (OTC-26159-MS).
- Moni, R.C.; Quelhas, O.L.G; França, S.L.B & Meiriño, M.J. 2011. O gerenciamento de resíduos na indústria de petróleo e gás: uma proposta de gestão integrada. *Interciência*, 36(11): 808-815.
- ONU. 2015. Organização das Nações Unidas para o Desenvolvimento Industrial. *Energia Mini Eólica*. Programa de Capacitação em Energias Renováveis. Disponível em: <<http://www.renenergyobservatory.org/br/programa-de-capacitacao/energia-mini-eolica.html>>. Acesso em: 15 dez 2017.
- Parizotto, R.R.; Nogueira, C.E.C.; Siqueira, J.A.C. & Petró, E. 2012. Análise e viabilidade técnica de implantação de aerogeradores eólicos de pequeno porte em residências. *Acta Iguazu*, 1(4): 55-64.
- Picolo, A.P.; Rühler, A.J. & Rampinelli, G.A. 2014. Uma abordagem sobre a energia eólica como alternativa de ensino de tópicos de física clássica. *Revista Brasileira de Ensino de Física*, 36(4): 1-13. doi: <https://doi.org/10.1590/S1806-11172014000400007>.
- SIEMENS. 2016. Powered by partnership: Sustainable solutions for your offshore wind power project. Hamburgo: Wind Power and Renewables Division. Disponível em: <<http://www.siemens.com/content/dam/internet/siemens-com/global/market-specific-solutions/wind/brochures/siemens-wind-power-offshore-solutions-brochure-web-doublepages.pdf>> Acesso em: 10 fev. 2018.
- Sommer, B.; Fowler, A.M.; Macreadie, P.I.; Palandro, D.A.; Aziz, A.C. & Booth, D.J. 2019. Decommissioning of offshore oil and gas structures – Environmental opportunities and challenges. *Science of the Total Environment*, 658: 973-981. doi: <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2018.12.193>
- Stehly, T.J.; Heimiller, D.M. & Scott, G.N. 2017. 2016 Cost of Wind Energy Review (No. NREL/NREL/TP-6A20-70363). Golden, CO (United States), National Renewable Energy Lab (NREL), 38p. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/70363.pdf>>. Acesso em: 21 mai. 2018.
- WINDEUROPE. 2016. The European offshore wind industry: Key trends and statistics 2016. Bruxelas. Disponível em: <<https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-Annual-Offshore-Statistics-2016.pdf>>. Acesso em: 10 fev. 2018.