

Eólicas onshore e offshore no planejamento energético: Como estimar a contribuição das fontes

Autores: Paula Monteiro Pereira¹, Gustavo Pires da Ponte², Josina Saraiva Ximenes³, e Anderson da Costa Moraes⁴

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

gustavo.ponte@epe.gov.br, jsaraivaximenes@gmail.com, paula.pereira@epe.gov.br,
anderson.moraes@epe.gov.br

RESUMO

Dado o caráter de geração variável e não controlável da fonte eólica, onshore e offshore, a representação desta no planejamento prescinde de uma metodologia aderente à sua contribuição energética de acordo com o seu comportamento nos locais onde os empreendimentos têm maior potencial de serem instalados no país. Além disso, a extensão temporal e a granularidade dos dados são fatores fundamentais para garantir a representatividade dos estudos em relação à operação futura.

Desta forma, este artigo tem por objetivo, apresentar as metodologias e as premissas utilizadas pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, para obtenção de dados de geração representativos das usinas eólicas onshore e offshore para o longo prazo, além da estimativa de geração de energia, em MWh e em base horária, considerando o histórico de ventos.

Palavras-chaves:

Eólica onshore, eólica offshore, planejamento energético

ABSTRACT

As it is a source of variable and non-controllable generation, representing the wind generation, onshore and offshore, in the energy planning requires a cohesive methodology for its energy contribution according to the wind profile in the places with greater potential for installing these technologies in the country. In addition, the temporal extension and granularity of the data are fundamental factors to guarantee the representativeness of the studies in relation to the future operation.

Thus, this article aims to present the methodologies and assumptions, used by Empresa de Pesquisa Energética-EPE, for obtaining representative generation data from onshore and offshore wind farms for the long term, in addition to estimating energy generation, in MWh and on an hourly basis, considering the wind history data.

Keywords:

Onshore wind, offshore wind, energy planning.

1. INTRODUÇÃO

Assim como para eólica onshore, a geração eólica no mar (offshore) também está sujeita à variabilidade climática. No setor elétrico, essa influência é bastante evidente nas hidroelétricas e, com o aumento da participação de outras fontes renováveis, como eólica e solar, a geração de eletricidade se torna mais dependente do clima.

Buscando diminuir as incertezas das estimativas de geração, é importante contar com séries históricas com período extenso e qualidade confiável. Pela ausência de uma base de dados climatológicos de referência para a simulação do parque gerador eólico brasileiro, diversos estudos vêm sendo realizados por órgãos públicos e privados utilizando fontes de dados distintas para simulação da geração. Este cenário prejudica a reprodutibilidade e a comparação dos resultados e torna-se um obstáculo para o avanço das pesquisas na área. Tal situação se torna ainda mais evidente no caso das eólicas offshore, seja pelo seu ineditismo ou pela ausência de medições de vento no mar brasileiro.

Nos estudos de planejamento da geração, a representação da fonte eólica é feita avaliando sua expectativa de geração mensal e horária de usinas existentes e futuras. Para tanto, é necessário dispor de dados com discretização minimamente horária para a adequada representação das variabilidades do recurso eólico. Assim, neste artigo serão abordadas as premissas para representação destas usinas futuras, que são utilizadas nos estudos de planejamento da expansão da geração e da transmissão no Sistema Elétrico Brasileiro (SEB).

Para estas análises foram consideradas bases de dados de reanálise (MERRA 2 e ERA 5, da NASA e do ECMWF respectivamente), além dos dados meteorológicos medidos nas torres anemométricas dos parques eólicos em operação nas regiões Sul e Nordeste do país. Para as futuras usinas offshore foram consideradas as áreas mais promissoras nas regiões Sul, Sudeste e Nordeste, tomando por base as localizações dos projetos submetidos ao IBAMA. A partir do conhecimento do recurso eólico, foi realizada a sua conversão em geração elétrica, tomando por base as características técnicas dos aerogeradores mais recentes e que representem a tendência tecnológica para as futuras usinas. Para tanto, foram consideradas as informações dos projetos candidatos aos leilões de energia para eólicas onshore e, no caso das offshore, foi considerada uma turbina de 12^oMW, representativa dos parques que estão sendo construídos atualmente no mundo. As bases de dados utilizadas são abaixo descritas.

2. BASES DE DADOS

Sistema AMA - A base de dados do Sistema de Acompanhamento de Medições Anemométricas é implementada desde 2011 com o envio de medições anemométricas e climatológicas no local dos parques vencedores de leilão durante todo o período de vigência do contrato deles.

As medições de pressão, temperatura, umidade relativa, velocidade e direção do vento são registradas a cada 10 minutos e enviadas quinzenalmente à EPE. Atualmente, são enviados dados de mais de 650 estações de medição instaladas no Nordeste e no Sul, como mostrado na Figura 1.

Na elaboração da metodologia apresentada para as eólicas onshore, foram utilizadas apenas estações com medições entre 01/01/2017 e 31/12/2019 (3 anos), o que diminuiu a amostra para 462 torres anemométricas, conforme mostrado na

Tabela 1.

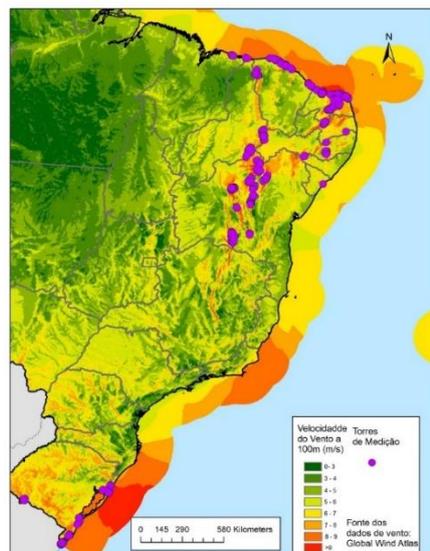


Figura 1 - Estações do Sistema AMA

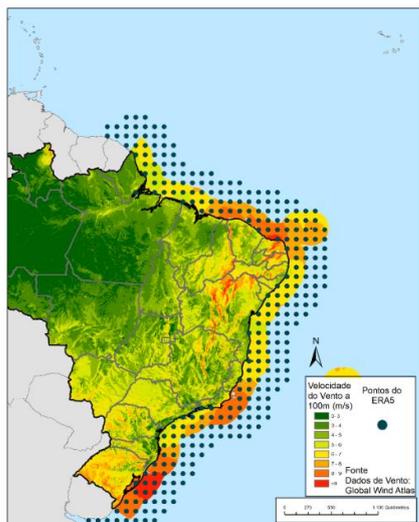
Tabela 1 – Desagregação das Estações por Estado

| Estado | Estações | Potência (MW) | Participação |
|--------------|------------|---------------|--------------|
| MA | 8 | 221 | 2% |
| PI | 52 | 1.412 | 12% |
| CE | 60 | 1.420 | 12% |
| RN | 106 | 2.926 | 26% |
| PB | 3 | 95 | 1% |
| PE | 29 | 757 | 7% |
| SE | 1 | 35 | 0% |
| BA | 126 | 2.960 | 26% |
| RS | 77 | 1.630 | 14% |
| TOTAL | 462 | 11.454 | 100% |

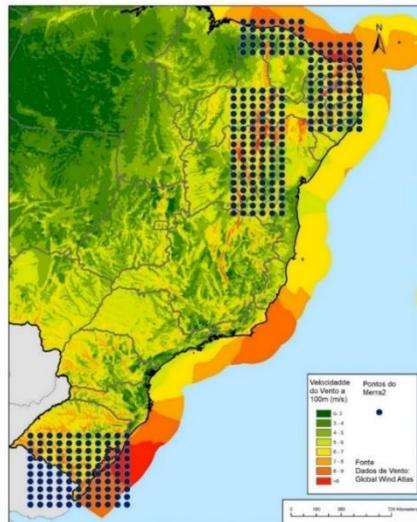
Sistema AEGE - O Sistema de Acompanhamento de Empreendimentos Geradores de Energia é o principal banco de informações de projetos de geração da EPE. Esta base possui informações de todos os empreendimentos cadastrados para participar dos leilões de energia do ACR, considerando aspectos elétricos, ambientais, energéticos e econômicos. Para as simulações foram utilizadas as informações de Fator de Capacidade (FC) das eólicas onshore que foram habilitadas nos leilões e os modelos de aerogerador em cada parque eólico.

MERRA 2 - A base de dados MERRA 2 (*Modern Era Retrospective Analysis for Research and Applications*) é uma base pública disponibilizada pela NASA e muito usada no setor eólico [1]. O MERRA-2 possui uma grade com 576 pontos na direção longitudinal e 361 pontos na latitudinal, correspondendo a uma resolução de 0,625°x0,5°, cobrindo todo o planeta. Cada ponto contém dados climáticos em base horária desde 1981. Nas simulações, foram usados dados anemométricos correspondentes às Regiões Nordeste e Sul (Figura 3).

ERA 5 - A base de dados ERA 5 é uma base pública disponibilizada pelo ECMWF que possui resolução horizontal global de 31 km. Os dados possuem frequência horária, velocidade do vento a 100



metros e período a partir de 2000. Para simulações, a ERA 5 foi nas análises de offshore, conforme apresentado na Figura 2.



partir das bases de dados eólicas na

Figura 3 - Dados ERA 5: pontos utilizados

Figura 2 - MERRA 2: pontos utilizados

O Erro! Fonte de referência não encontrada. Quadro 1 consolida as bases de dados usadas e suas principais características.

Quadro 1 – Resumo dos dados utilizados

| Base de Dados | Variáveis usadas | Altura | Período usado | Quantidade de pontos | Resolução temporal |
|---------------|---|--|----------------------|----------------------|--------------------|
| AMA | Velocidade do vento, Pressão, Temperatura e Umidade | Variável de acordo com o parque eólico | 2017 a 2019 | 462 estações | 10 minutos |
| AEGE | Fator de capacidade, Dados de projetos | Não se aplica | Média de longo prazo | 362 parques eólicos | Mensal |
| MERRA 2 | Velocidade do vento e Temperatura | 50 m | 1981 a 2020 | Resolução de 50 km | Horária |
| ERA 5 | Velocidade do vento, Pressão, Temperatura e Umidade | 100 m | 2000 a 2017 | Resolução 31 km | Horária |

3. METODOLOGIA PARA EÓLICA ONSHORE

Para as eólicas onshore, os dados de geração, em MWh, foram obtidos por simulação da geração dos parques eólicos a partir dos dados do AMA. Aplicando-se as médias de 10 minutos da velocidade de vento e demais parâmetros climáticos nas curvas de potência dos modelos de aerogeradores, estima-se a geração de um único gerador posicionado no local das medições. Admite-se que esta geração calculada pode ser escalonada pelo número de máquinas instaladas no parque e é representativa da geração de todo o parque eólico.

Os modelos de aerogeradores utilizados nas simulações mostrados na Tabela 2, são oriundos da base de dados de projetos do AEGE, considerando apenas os modelos que deverão ser instalados nos próximos anos, de acordo com as tendências de mercado.

Tabela 2 - Aerogeradores considerados na análise

| Fabricante | Modelo | Diâmetro de rotor (m) | Potência (MW) |
|----------------|--------|-----------------------|---------------|
| GE | GE158 | 158 | 5,5 |
| Siemens Gamesa | SG145 | 145 | 4,8 |
| Siemens Gamesa | SG170 | 170 | 6,2 |
| Vestas | V126 | 126 | 3,3 |
| Vestas | V150 | 150 | 4,2 |
| WEG | AGW147 | 147 | 4,0 |

Os valores calculados de energia foram consolidados por hora e subsistema de interesse: Norte, Nordeste e Sul. Desta forma, foram estimadas 3 séries de geração horária entre os anos de 2017 e 2019. Buscando uma análise prospectiva com segurança, é necessário obter uma série de longo prazo que represente com precisão as usinas eólicas futuras. Portanto, as séries horárias foram extrapoladas para um maior período utilizando a base de dados do MERRA 2.

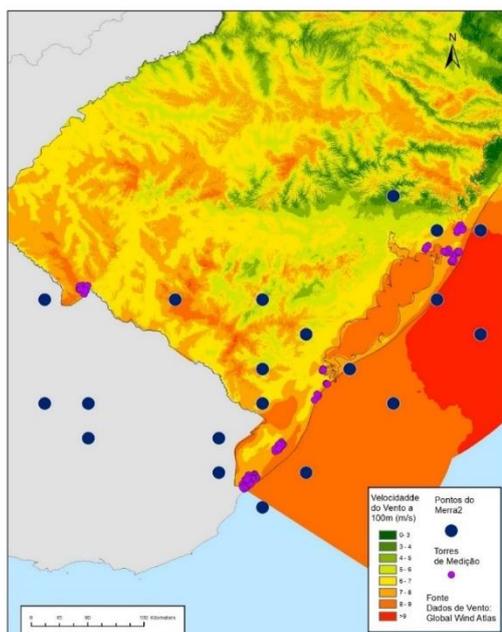


Figura 4 – Subsistema Sul

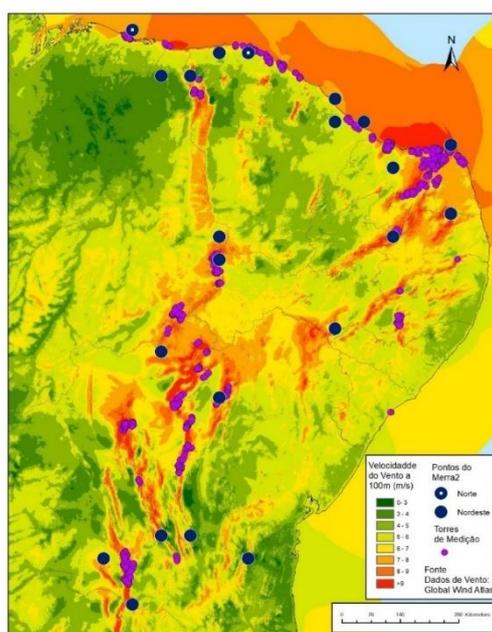


Figura 5 – Nordeste e Norte

Em seguida, os parques eólicos foram separados em regiões conforme sua sazonalidade e cada região foi dividida em sub-regiões, de acordo com suas características horárias no caso do Nordeste e Sul. Para avaliar a similaridade entre os parques, foram calculadas as correlações entre as 462 estações de medição do Sistema AMA. Seguem abaixo os resultados e as características mensais e horárias de cada região.

Na primeira etapa, a Região Nordeste foi dividida em 3 regiões como pode ser visto na Figura 6. A região com pontos verdes, denominada Litoral, compreende os parques desde o Maranhão até a Paraíba. A região em azul corresponde aos parques do Interior e abrange a Bahia, sul do Piauí e oeste de Pernambuco. Já a região em vermelho corresponde a alguns parques de Pernambuco na região de Garanhuns que possuem comportamento muito diferente das outras 2 regiões. Todos os gráficos mostrados estão normalizados pela geração máxima.

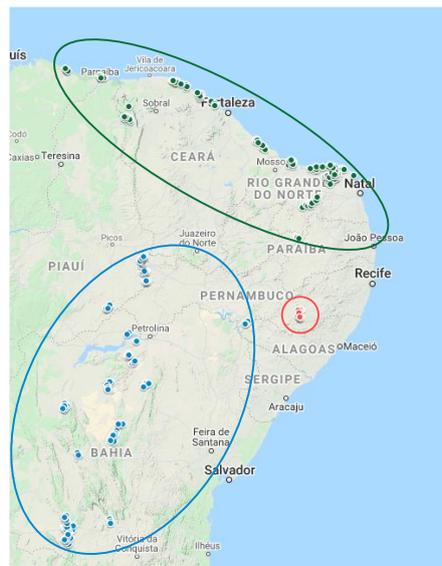


Figura 7 - Divisão do Nordeste em sub-regiões

Figura 6 - Regiões do Nordeste: Comportamento Mensal

Apesar de comportamentos mensais semelhantes, quando se observa o perfil horário, percebem-se que diferenças entre os parques da mesma região. Por isso, as regiões, quando necessário, foram divididas em sub-regiões, conforme mostrado a seguir. O Interior do Nordeste foi dividido em 5 sub-regiões:

Já o Litoral do Nordeste foi dividido em 4 sub-regiões. Note-se neste caso que nem sempre os parques da mesma sub-região estão próximos. A sub-região 2 (verde), por exemplo, é formada por parques do litoral do Maranhão, Ceará e Rio Grande do Norte.

Na região de Garanhuns não há diferença no perfil horário dos parques, mostrado na Figura 9.

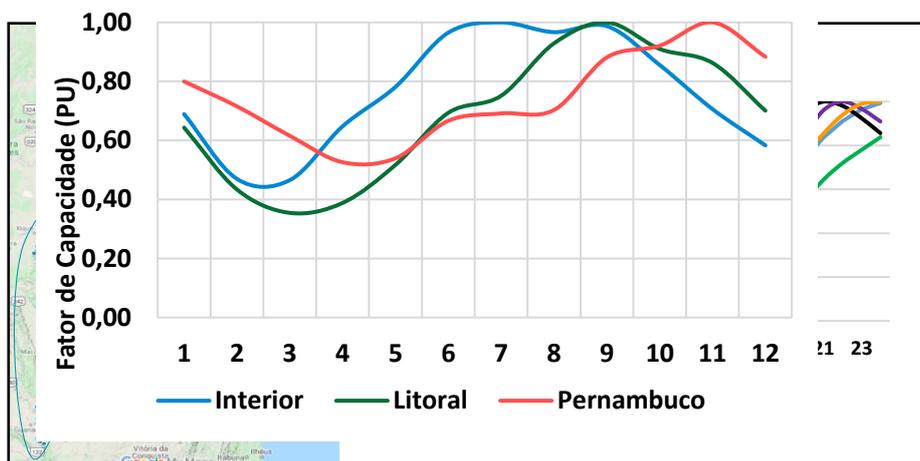


Figura 8 - Sub-regiões do Interior do Nordeste

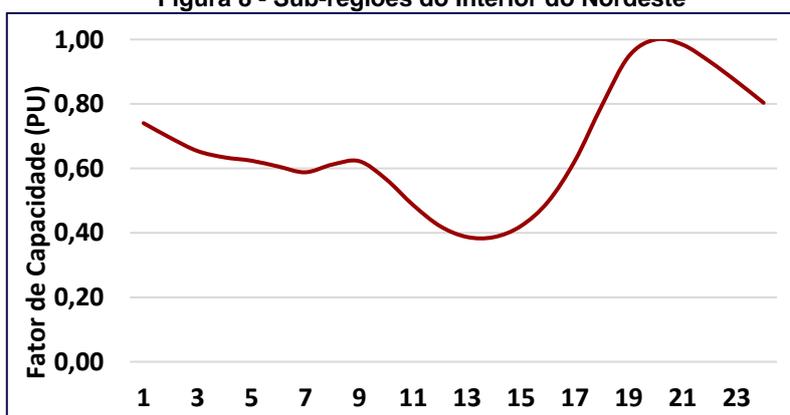


Figura 9 - Garanhuns/PE: Comportamento Horário

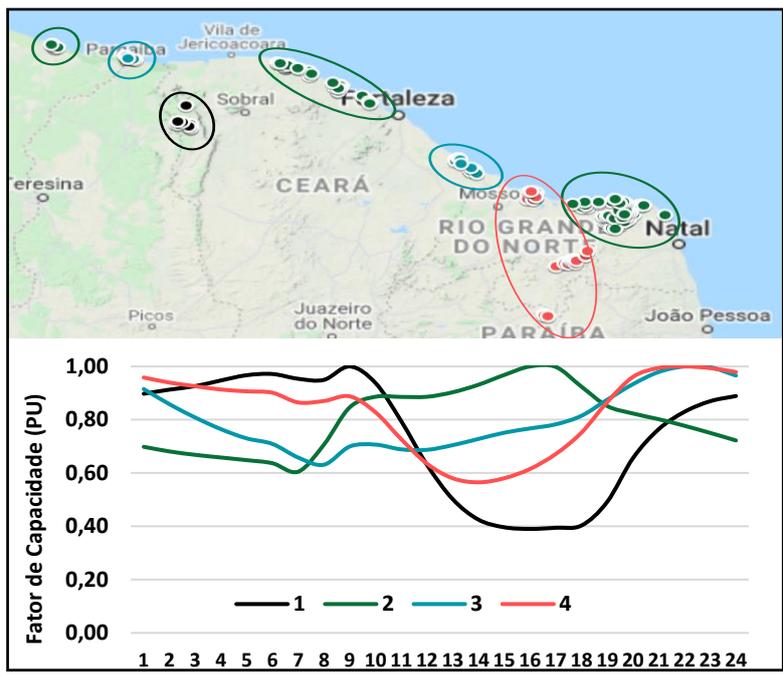


Figura 10 - Sub-regiões do Litoral do Nordeste

Os parques da Região Sul também foram divididos em três regiões: A região em vermelho corresponde aos parques do Interior do Rio Grande do Sul. Já o litoral foi dividido em duas regiões diferentes.

Na Região Sul, o vento não possui um comportamento parecido durante dias diferentes. Desta forma, não existe um perfil horário típico como ocorre com os ventos do

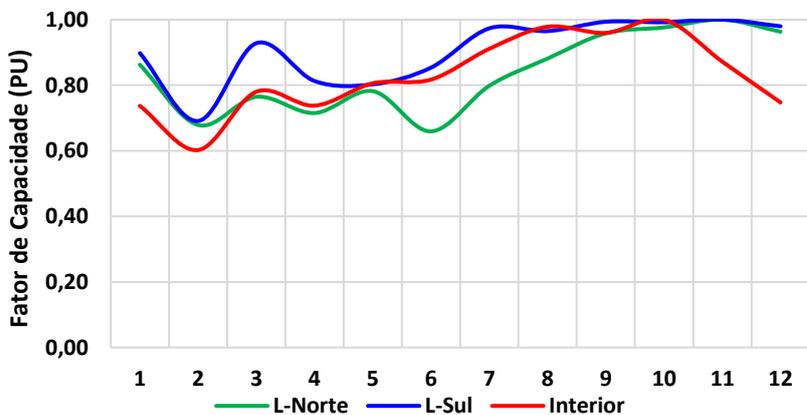
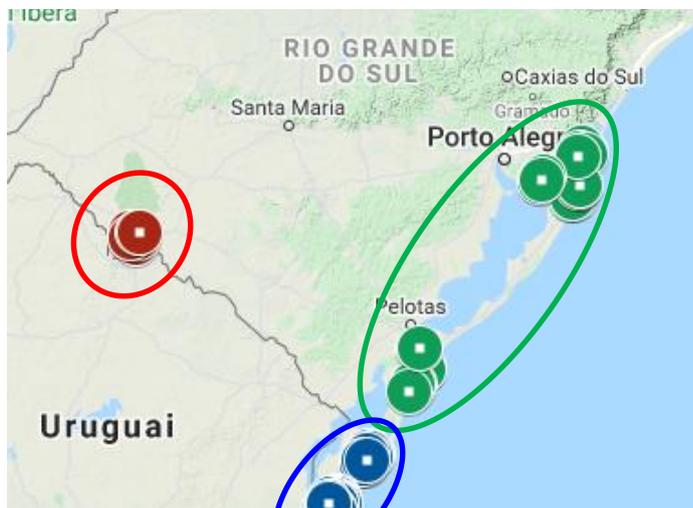


Figura 11 - Regiões do Sul: Comportamento Mensal

Nordeste. Por isso, não há necessidade de dividir as regiões em sub-regiões.

A contribuição energética mensal da eólica onshore pode ser estimada a partir dos fatores de capacidade típicos dessa fonte nos diferentes subsistemas, obtidos a partir dos dados dos projetos habilitados nos leilões de energia do ambiente regulado.

A primeira etapa deste processo foi a definição da amostra a ser utilizada. Como a tecnologia utilizada para geração de energia eólica vem se desenvolvendo muito nos últimos anos, foram usados apenas projetos habilitados cujos aerogeradores se enquadram no grupo de modelos mais recentes, de acordo com a Tabela 3. A amostra utilizada considerou 664 parques do Nordeste, 100 do Sul, 54 do Sudeste/Centro-Oeste e 3 do Norte.

Após a definição da amostra, a segunda etapa tratou do cálculo do Fator de Capacidade mensal de cada empreendimento. A partir dos dados disponibilizados do AEGE, garantia física anual em base P90 e produções certificadas mensais em base P50, foram ajustados o P90 de acordo com os valores de P50 mensais, obtendo-se valores de P90 mensais de cada empreendimento. A partir destes dados, foram calculados os fatores de capacidade mensais (Figura 13).

Tabela 3 - Aerogeradores considerados para os fatores de capacidade mensais

| Fabricante | Modelo | Diâmetro de rotor (m) | Potência (MW) |
|-------------------|---------------|------------------------------|----------------------|
| GE | GE158 | 158 | 5,5 |
| GE | GE158 | 158 | 5,3 |
| GE | GE158 | 158 | 4,8 |
| Nordex | N149 | 149 | 5,5 |
| Nordex | N163 | 163 | 5,5 |
| Nordex | N163 | 163 | 5,7 |
| Siemens Gamesa | SG145 | 145 | 4,8 |
| Siemens Gamesa | SG170 | 170 | 6,0 |
| Siemens Gamesa | SG170 | 170 | 6,2 |
| Vestas | V136 | 136 | 4,2 |
| Vestas | V150 | 150 | 4,2 |
| Vestas | V150 | 150 | 4,0 |
| Vestas | V150 | 150 | 4,5 |
| WEG | AGW147 | 147 | 4,2 |
| WEG | AGW147 | 147 | 4,0 |

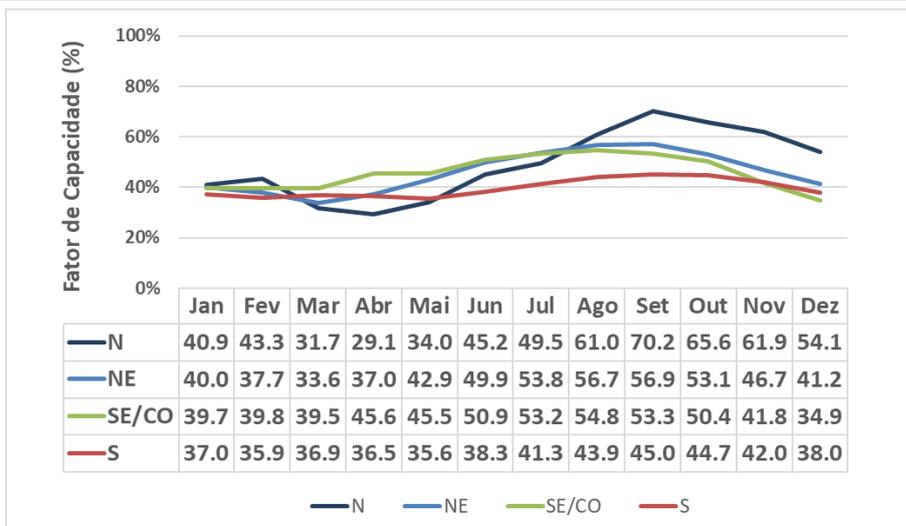


Figura 13 - Eólica *onshore*: Fator de capacidade mensal por subsistema

Nota-se que os resultados relativos aos subsistemas SE/CO e N possuem uma amostra limitada. Desta forma, estes dados são coerentes apenas com os locais específicos cadastrados no Sistema AEGE. Já os resultados dos subsistemas NE e S são representativos do comportamento médio destas regiões.

4. METODOLOGIA PARA EÓLICA OFFSHORE

Dada a ausência de medições de vento no mar, nas simulações deste estudo foram utilizados apenas dados de reanálises, a partir da base ERA 5 por já conter séries de dados a 100 metros de altura, o que confere maior precisão às estimativas.

A produção de energia foi estimada a partir dos dados de velocidade de vento (para cada ponto azul mostrado nos mapas adiante) e da curva de potência de uma turbina de 12 MW de potência nominal.

Foi considerada a lista de projetos submetidos ao IBAMA [3] para o processo de licenciamento ambiental (versão de junho de 2022), sendo simulada a geração para áreas selecionadas, mostradas na Figura 14, Figura 15 e Figura 16.

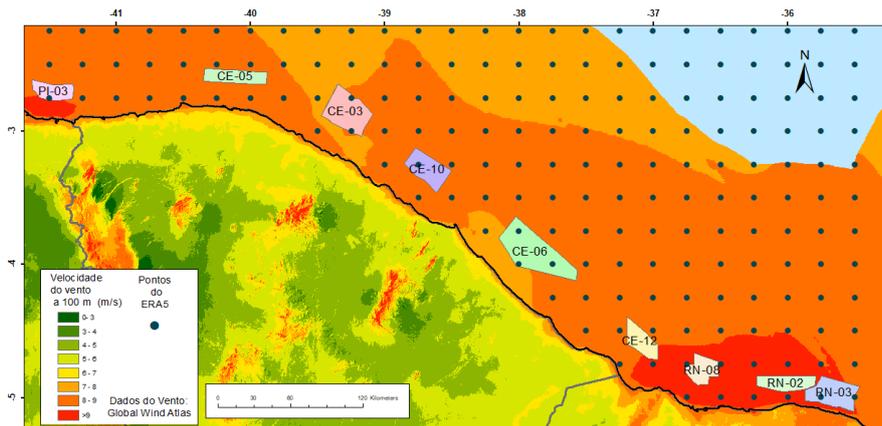


Figura 14 - Eólica Offshore – Pontos representativos no Nordeste

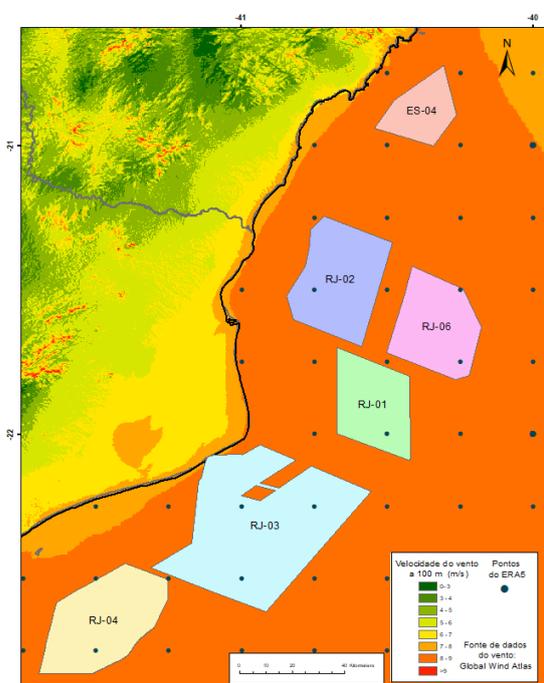


Figura 15 - Eólica Offshore – Pontos representativos no Sudeste

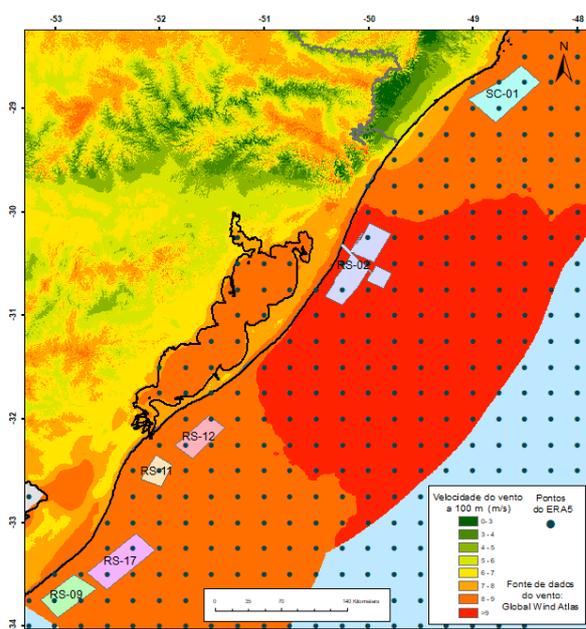


Figura 16 - Eólica Offshore – Pontos representativos no Sul

A Figura 17 exemplifica os perfis mensais para cada região, considerando as médias dos parques considerados em cada uma. Verificam-se variações significativas, sendo a sazonalidade mais marcada no Nordeste. Nas três regiões, o segundo semestre é o período de maior geração.

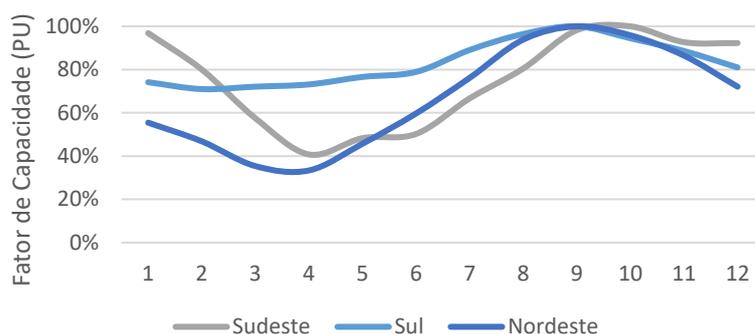


Figura 17 - Eólica Offshore: Comportamento Mensal – Médias regionais

É interessante apresentar as diferenças de recurso entre as áreas avaliadas. Nota-se que, em todos os pontos, o segundo semestre é o período com mais geração de energia, sendo este efeito mais pronunciado no Nordeste, como se observa nos gráficos da Figura 18, Figura 19 e Figura 20.

Para uso nos modelos energéticos, foram selecionados os candidatos de maior fator de capacidade em cada região (RN-08, RJ-01 e RS-02), destacados em vermelho nos gráficos. Ressalta-se, no entanto, que as diferenças são mínimas em alguns casos.

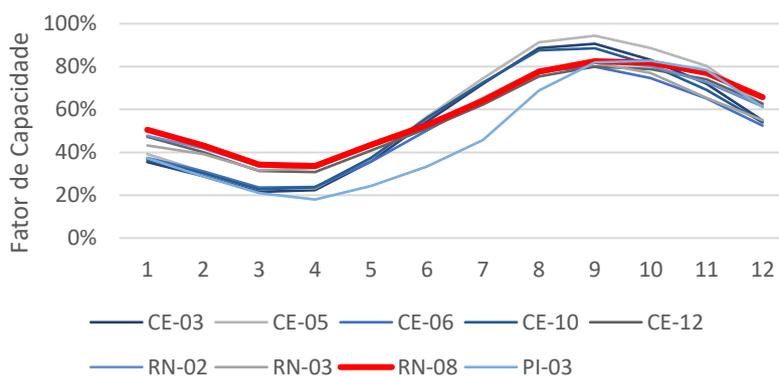


Figura 18 - Eólica Offshore: Comportamento Mensal - Nordeste

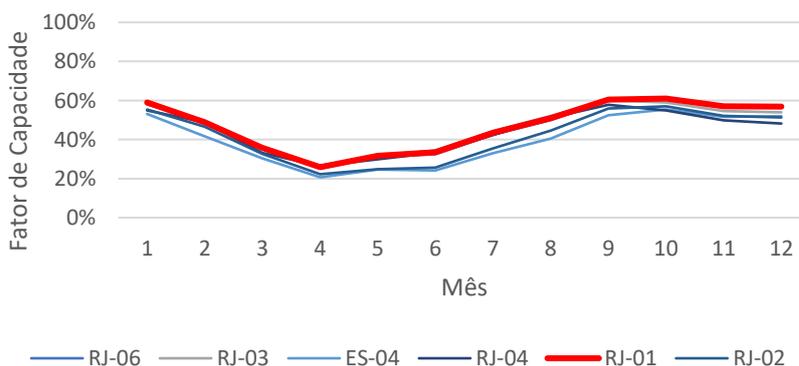


Figura 19 - Eólica Offshore: Comportamento Mensal – Sudeste

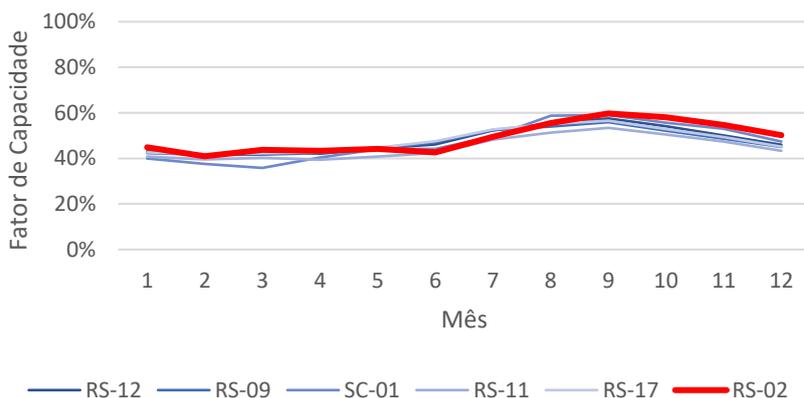


Figura 20 - Eólica Offshore: Comportamento Mensal – Sul

Também é possível avaliar os comportamentos horários dos parques e regiões. No Nordeste nota-se uma predominância de ventos noturnos em alguns parques, enquanto no Sudeste e no Sul há uma maior constância ao longo do dia.

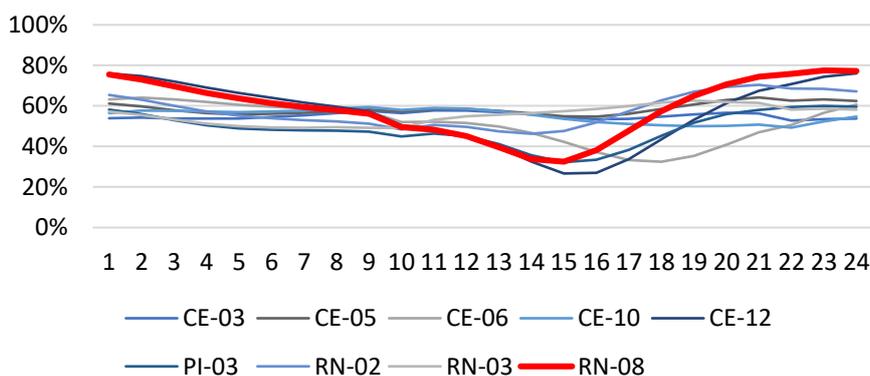


Figura 21 - Eólica Offshore: Comportamento Horário - Nordeste

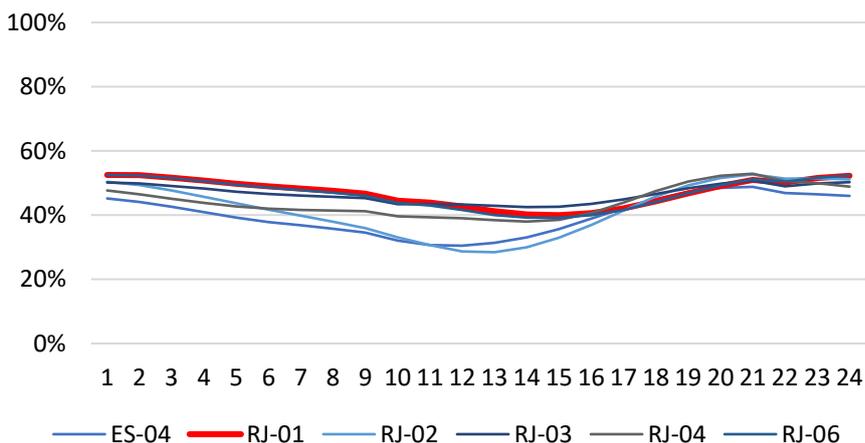


Figura 22 - Eólica Offshore: Comportamento Horário - Sudeste

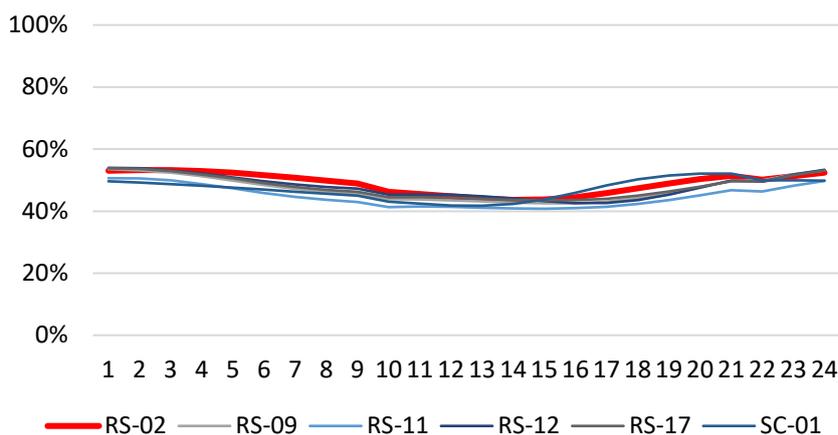


Figura 23 - Eólica Offshore: Comportamento Horário - Sul

A título de comparação, os gráficos a seguir apresentam a geração eólica *onshore* e *offshore* das regiões Nordeste e Sul, com base nos valores médios.

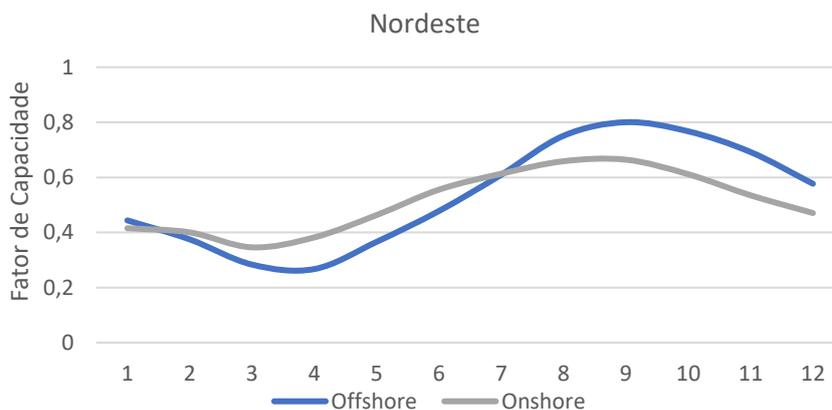


Figura 24 - Eólicas Onshore e Offshore: Comportamento Médio Mensal – Nordeste

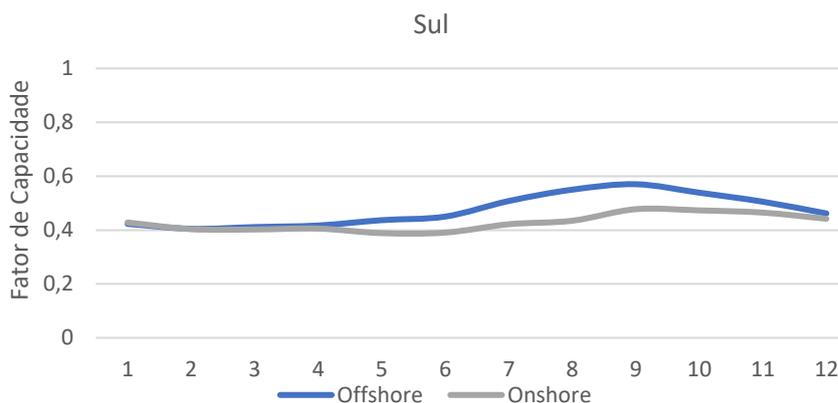


Figura 25 - Eólicas Onshore e Offshore: Comportamento Médio Mensal – Sul

No Nordeste o fator de capacidade médio anual da offshore apresenta-se ligeiramente maior, mas com uma sazonalidade mais pronunciada. Já no Sul a diferença foi mais significativa, embora com fatores de capacidade menores. Como mostrado nos gráficos anteriores, dentro de uma região são encontrados

perfis de geração distintos, tanto para onshore quanto para offshore. Ressalta-se a simplicidade destas comparações, sobretudo por considerarem valores médios regionais, estimados unicamente a partir de dados de reanálise, no caso da offshore, o que reforça a importância de se dispor de medições de vento para validar e melhorar tais estimativas.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS, CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Nos estudos de planejamento energético, frequentemente é necessário estimar a contribuição energética das fontes não controláveis, tanto em estudos elétricos e energéticos realizados anualmente, como o Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE, quanto em estudos especiais relacionados à parques híbridos, modernização do setor elétrico ou outras análises de questões comerciais, regulatórias etc. Para isso, o uso de séries representativas do comportamento das fontes no longo prazo é essencial para avaliar não só efeitos de contribuição média de cada fonte de geração, mas sua variabilidade anual, mensal e horária.

Devido à quantidade de parques eólicos onshore já instalados no Brasil, é conveniente dividir o país em regiões. Com a utilização da base de dados de 462 estações do AMA, foram definidas regiões e sub-regiões a serem utilizadas como referência para os estudos da EPE. No caso das offshore, dada a menor quantidade de áreas analisadas, essa agregação regional não se fez necessária.

As considerações aqui apresentadas são dependentes da tecnologia utilizada nas fontes de geração, dos dados de vento disponíveis e das localidades nas quais as fontes se desenvolvem. Assim, esses estudos podem e devem ser revisados periodicamente, incluindo novas localidades, atualizando a tecnologia mais recente e inserindo dados primários de melhor resolução.

REFERÊNCIAS

- [1] Bastazini, Maria Eduarda Santos. Comparação entre Diferentes Reanálises como Base de Dados para Estimativa da Produção Eólico-Elétrica. TCC UFF 2018. Disponível em: <https://app.uff.br/riuff/handle/1/7730>.
- [2] EPE, 2020. Projetos Eólicos nos Leilões de Energia: Evolução dos Projetos Cadastrados e Suas Características Técnicas. Disponível em: <https://bit.ly/EOL-2020>.
- [3] IBAMA, 2022. Complexos Eólicos Offshore - Projetos com processos de licenciamento ambiental abertos no IBAMA. Disponível em: <https://www.gov.br/ibama/pt-br/assuntos/laf/consultas/mapas-de-projetos-em-licenciamento-complexos-eolicos-offshore>.