

GERAÇÃO EÓLICA E FOTOVOLTAICA

*Dados de entrada para modelos
energéticos: metodologias e premissas*

SETEMBRO DE 2024

Coordenação Geral

Reinaldo da Cruz Garcia

Coordenação Executiva

Bernardo Folly de Aguiar

Renato Haddad Simões Machado

Coordenação Técnica

Gustavo Pires da Ponte

Equipe Técnica

Amanda Vinhoza

Anderson da Costa Moraes

Bruno Faria Cunha

Charles E. Vieira de Mello

Cristiano Saboia Ruschel (2021)

Flávio Alberto Figueredo Rosa (2022)

Josina Saraiva Ximenes (2023)

Leandro Pereira de Andrade

Letícia Sampaio Drummond Valladares (Estagiária 2022)

Nathália Tavares

Paula Monteiro Pereira

Pedro Paulo Rodrigues Grassel (Estagiário 2021)

Rafael Pinho Furtado

Wesley Lucas da Silva Oliveira (Estagiário 2023)

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Ministro de Estado

Alexandre Silveira de Oliveira

Secretária-Executiva

Arthur Cerqueira Valério

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

<http://www.mme.gov.br/>



Presidente

Thiago Guilherme Ferreira Prado

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Thiago Ivanoski Teixeira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Reinaldo da Cruz Garcia

Diretor de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Heloisa Borges Esteves

Diretor de Gestão Corporativa (interino)

Thiago Guilherme Ferreira Prado

<http://www.epe.gov.br>

IDENTIFICAÇÃO DO DOCUMENTO E REVISÕES

		
<i>Área de Estudo</i> Geração de Energia		
<i>Estudo</i> Geração Eólica e Fotovoltaica		
<i>Macro - atividade</i> Dados de entrada para modelos energéticos: metodologias e premissas		
<i>Ref. Interna (se aplicável)</i>		
<i>Revisões</i>	<i>Data de emissão</i>	<i>Descrição sucinta</i>
r0	02/2021	Emissão original
r1	12/2021	Atualizações: - Contabilização do ganho por bifacialidade para usinas fotovoltaicas centralizadas - Melhoria na metodologia para usinas fotovoltaicas flutuantes - Inclusão do ano de 2020 na análise das usinas eólicas <i>onshore</i> - Uso de uma turbina de 12 MW na análise das usinas eólicas <i>offshore</i>
r2	22/11/2022	Atualizações: - Fatores de capacidade de eólicas <i>onshore</i> - Metodologia de estimativa da contribuição das eólicas <i>offshore</i>
r3	29/09/2024	Atualizações: - Reorganização geral da estrutura do documento - Estimativa da geração fotovoltaica (convencional e flutuante), e eólica (<i>onshore</i> e <i>offshore</i>)



VALOR PÚBLICO

A EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE TEM POR FINALIDADE PRESTAR SERVIÇOS AO MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME) NA ÁREA DE ESTUDOS E PESQUISAS DESTINADAS A SUBSIDIAR O PLANEJAMENTO DO SETOR ENERGÉTICO, CORINDO ENERGIA ELÉTRICA, PETRÓLEO E GÁS NATURAL E SEUS DERIVADOS E BIOCOMBUSTÍVEIS. SOMOS UMA EMPRESA PÚBLICA FEDERAL, DEPENDENTE DO ORÇAMENTO GERAL DA UNIÃO.

A EPE FOI CRIADA COM O OBJETIVO DE RESGATAR A RESPONSABILIDADE CONSTITUCIONAL DO ESTADO NACIONAL EM ASSEGURAR AS BASES PARA O DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL DA INFRAESTRUTURA ENERGÉTICA DO PAÍS. A PARTIR DE SUA CRIAÇÃO, A ATUAÇÃO DA EPE CONSOLIDOU-SE COMO PARTE FUNDAMENTAL DE UM CICLO DE ATIVIDADES QUE SE INICIA COM AS DEFINIÇÕES DE POLÍTICAS E DIRETRIZES NO ÂMBITO DO CNPE – CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA E DO MME. A PARTIR DESSAS DEFINIÇÕES MATERIALIZAM-SE OS ESTUDOS E AS PESQUISAS QUE IRÃO EFETIVAMENTE ORIENTAR O DESENVOLVIMENTO DO SETOR ENERGÉTICO BRASILEIRO.

A PRESENTE NOTA TÉCNICA FOI ELABORADA COM OBJETIVO DE APRESENTAR AS METODOLOGIAS E PREMISSAS UTILIZADAS PELA EPE NA GERAÇÃO DE SÉRIES DE LONGO PRAZO DAS FONTES EÓLICA (*ONSHORE* E *OFFSHORE*) E SOLAR FOTOVOLTAICA CENTRALIZADA (CONVENCIONAL E FLUTUANTE), UTILIZADAS NOS ESTUDOS DE PLANEJAMENTO, COM DESTAQUE PARA O PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA (PDE).

DESTE MODO, A EPE TRAZ TRANSPARÊNCIA E DIMINUI A ASSIMETRIA DE INFORMAÇÕES SOBRE O PROCESSO DE CONSIDERAÇÃO DESTAS FONTES NO PLANEJAMENTO, ALÉM DE POSSIBILITAR O DESENVOLVIMENTO DE NOVOS ESTUDOS POR MEIO DAS INFORMAÇÕES TRAZIDAS NO DOCUMENTO, INCLUINDO AS PLANILHAS CONTENDO AS SÉRIES GERADAS.

DESTACA-SE A IMPORTÂNCIA DESTE ASSUNTO PARA A PROMOÇÃO DE UMA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA ADERENTE ÀS POTENCIALIDADES, SEGURANÇA ENERGÉTICA, COMPETITIVIDADE, SUSTENTABILIDADE E VANTAGENS VISLUMBRADAS NO CENÁRIO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.

Sumário

1. INTRODUÇÃO.....	4
2. BASES DE DADOS.....	6
2.1. AMA.....	6
2.2. AEGE.....	8
2.3. BRASIL-SR.....	9
2.4. MERRA 2.....	9
2.5. ERA5.....	10
2.6. Quadro Resumo.....	11
3. SOLAR FOTOVOLTAICA CENTRALIZADA.....	13
3.1. Separação em Regiões	15
3.2. Resultados.....	16
4. SOLAR FOTOVOLTAICA FLUTUANTE.....	18
5. EÓLICA ONSHORE.....	20
5.1. Separação em regiões	23
5.1. Resultados.....	26
6. EÓLICA OFFSHORE.....	28
6.1. Seleção de pontos de interesse	28
6.2. Seleção das curvas de potência.....	32
6.3. Caracterização das Séries.....	34
7. USO DOS DADOS NOS ESTUDOS ENERGÉTICOS	36
8. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	38
9. REFERÊNCIAS	39

1. INTRODUÇÃO

Esta Nota Técnica tem o objetivo de apresentar a metodologia e as premissas para obtenção de dados de geração representativos das usinas eólicas (*onshore* e *offshore*) e fotovoltaicas (centralizadas e flutuantes) para os estudos de planejamento da geração e transmissão realizados pela EPE. Nesta Nota Técnica, não serão abordadas as usinas fotovoltaicas distribuídas.

Nos estudos de planejamento da geração, a representação dessas fontes é feita avaliando sua expectativa de geração mensal e horária. Além disso, existe uma diferenciação entre a representação das usinas existentes e das usinas futuras. Nesta Nota Técnica, serão abordadas apenas as premissas para representação das usinas futuras, que são utilizadas nos modelos como candidatas a entrar no sistema elétrico.

Por se tratar de fontes de geração variável e não controlável, é importante estabelecer uma metodologia aderente às suas contribuições energéticas de acordo com o comportamento nos locais onde os empreendimentos vêm sendo instalados no país. Ademais, a extensão temporal e a granularidade dos dados são fatores fundamentais para garantir a representatividade dos estudos em relação à operação futura. Para cada fonte foram estimadas séries energéticas horárias que representam os parques eólicos e solares.

Além desta normalização dos dados, é importante fazer a agregação dos parques em grupos com características semelhantes. Isso é necessário pois, como o número de parques eólicos e solares é grande, o custo computacional de análises individualizadas é alto. Para cada estudo, existe uma divisão ideal, que vai depender das características dos modelos computacionais utilizados. No planejamento da geração, por exemplo, a divisão é feita por subsistema. Já para os estudos de transmissão, a separação é feita por subestações do SIN. Em outras análises é importante conhecer a divisão dos parques de acordo com suas características energéticas. Dessa forma, são apresentados os atributos utilizados para divisão dos parques em regiões e sub-regiões.

A presente revisão desta Nota Técnica traz a atualização dos fatores de capacidade e séries horárias de geração fotovoltaica (convencional e flutuante), considerando projetos cadastrados para os leilões recentes; mais localidades representativas de usinas convencionais (antes 42 pontos, atualmente 169) e flutuantes (de 4 para 6); tendências de dimensionamento (revisão do FDI); e equipamentos atuais, refletindo a evolução tecnológica.

Também foram atualizadas nesta revisão as séries horárias de geração eólica *onshore* e *offshore*. Para as primeiras, considerou-se um período maior de dados do sistema AMA e atualizou-se a lista de aerogeradores considerados.

Em relação às séries *offshore*, estas foram atualizadas levando em conta um aerogerador de maior potência (15 MW). Além disso, a metodologia de seleção dos vértices do ERA5 foi revisitada.

Conforme detalhado na seção 7, as séries produzidas a partir das metodologias descritas nesta Nota Técnica são utilizados em diversos estudos de planejamento energético. Uma vez que estas metodologias e as premissas estão em constante evolução, é possível que alguns dos estudos utilizem versões anteriores das séries de geração, descritas e disponibilizadas em revisões prévias desta Nota Técnica, a depender da data de publicação. Assim, o presente documento traz as informações mais atuais produzidas pela EPE.

As planilhas com as séries de geração estimadas por meio das metodologias apresentadas neste estudo estão disponíveis no site da EPE.

2. BASES DE DADOS

Sabe-se que o Brasil possui um vasto potencial eólico e solar. Porém, os recursos não são distribuídos igualmente no país, sendo algumas regiões mais favoráveis a cada tipo de recurso. No caso da fonte eólica, as regiões com mais recursos são o Nordeste e o Sul. Já no caso da fonte solar, o recurso é mais homogêneo, embora um pouco superior na região Nordeste e na porção mais central do país. Mesmo com a quantidade de usinas já instaladas nestes locais, ainda existe um enorme potencial nestas regiões. Isto permite que o conhecimento já adquirido sobre o comportamento dos recursos possa ser usado para estimativas futuras.

As informações apresentadas neste estudo são provenientes de diversas bases de dados utilizadas no setor eólico e solar e descritas abaixo:

1. **AMA** – dados meteorológicos medidos pelos proprietários dos parques eólicos e enviados para EPE por força dos contratos de energia.
2. **AEGE** – dados recebidos pela EPE com informações de todos os empreendimentos de geração que participam dos leilões de energia.
3. **BRASIL-SR** – dados de irradiação fornecidos pelo Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia (LABREN) do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE).
4. **MERRA 2** – dados de reanálise disponibilizados pela NASA.
5. **ERA5** – dados de reanálise disponibilizados pelo Centro Europeu de Previsões Meteorológicas de Médio Prazo (ECMWF).

2.1. AMA

A base de dados do Sistema AMA (Sistema de Acompanhamento de Medições Anemométricas) foi concebida a partir da identificação da carência de informações sobre as características energéticas da fonte eólica, necessárias para o planejamento da expansão do sistema elétrico nacional. Com a anuência do MME (Ministério de Minas e Energia), os editais dos leilões de energia do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) possuem uma cláusula de obrigatoriedade de envio de medições anemométricas e climatológicas no local dos parques vencedores do leilão durante todo o período de vigência do contrato. Estes dados são registrados a cada 10 minutos e enviados quinzenalmente à EPE com o objetivo de reunir informações com a frequência, a quantidade e a qualidade necessárias para fundamentar estudos elétricos e energéticos. São registradas medições de pressão, temperatura, umidade relativa, velocidade e direção do vento.

Desde 2012, a EPE vem utilizando esta base para melhoria de seus estudos, como pode ser consultado em: <https://www.epe.gov.br/pt/aceso-restrito/sistema-ama>

Atualmente, são encaminhados ao AMA, dados de 668 estações de medição instaladas no Nordeste e no Sul, como mostrado na Figura 1.

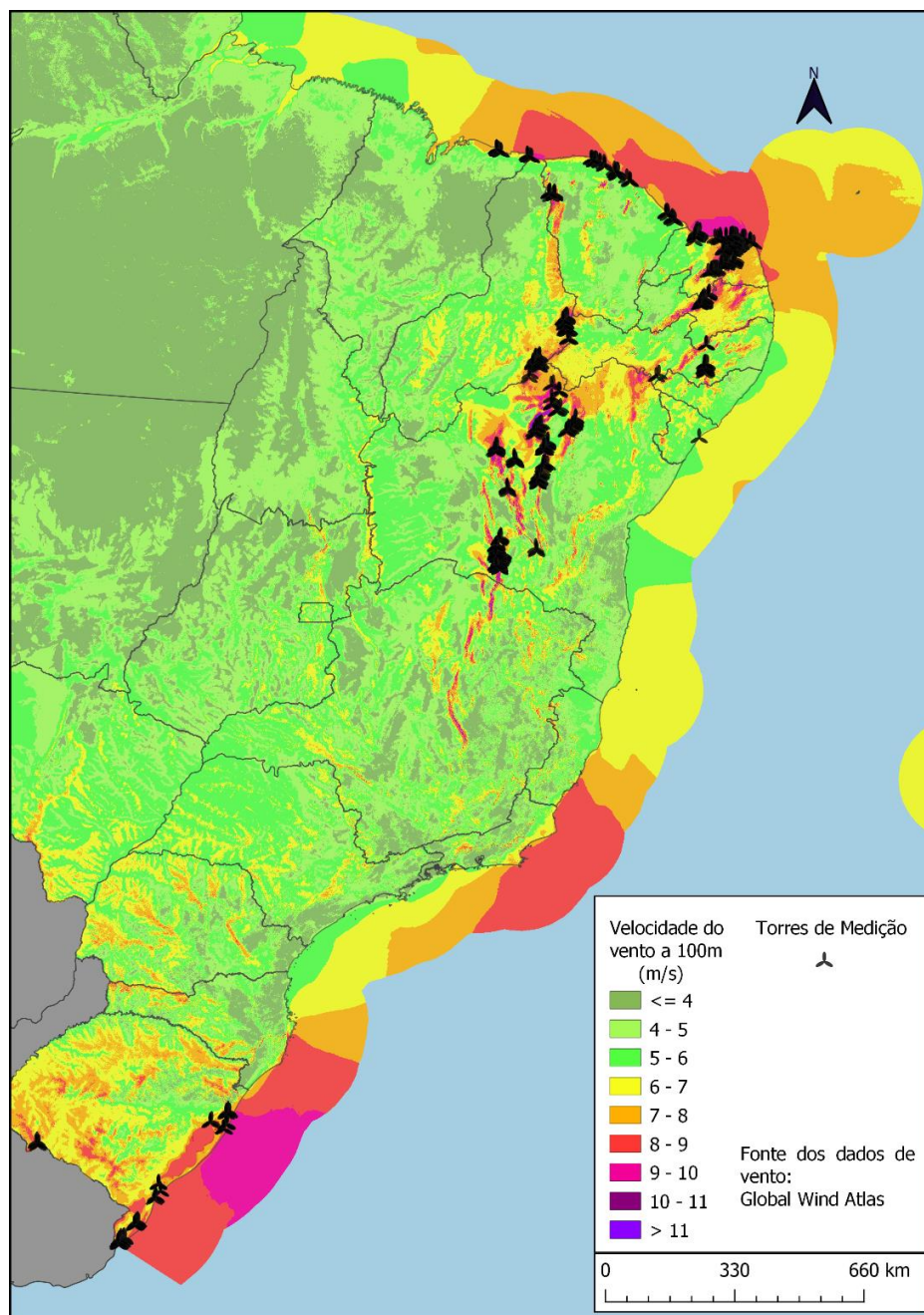


Figura 1 – Torres de Medição - Sistema AMA

Na elaboração deste estudo, foram utilizadas apenas as estações com medições contínuas entre 01/01/2017 e 31/12/2023, o que limita a amostra a 455 estações anemométricas, conforme mostrado na Tabela 1.

Tabela 1 – Desagregação das estações por Estado

Estado	Estações	Potência (MW)	Participação
MA	8	221	2%
PI	51	1.404	12%
CE	60	1.428	13%
RN	106	2.918	26%
PB	3	95	1%
PE	28	755	7%
SE	1	35	0%
BA	126	2.973	26%
RS	72	1.543	14%
TOTAL	455	11.372	100%

É importante ressaltar que a base AMA não possui dados de parques contratados via PROINFA [1]¹. Em relação ao Mercado Livre, atualmente cerca de 30 parques enviam dados para a base AMA, mesmo não havendo obrigatoriedade. Ainda assim, devido à quantidade de torres e localizações destas, a amostra total é considerada representativa dos dados reais de toda a geração eólica do país.

2.2. AEGE

A base de dados do Sistema AEGE [2] (Acompanhamento de Empreendimentos Geradores de Energia) é o principal banco de informações de projetos de geração da EPE. Esta base possui as informações de projeto de todos os empreendimentos que participam dos leilões de energia do ACR, considerando aspectos elétricos, ambientais, energéticos e econômicos. Vários documentos divulgados pela EPE possuem o AEGE como base de dados primária.

Neste estudo, são utilizadas as seguintes informações:

- Fator de Capacidade (FC) das usinas eólicas e fotovoltaicas que foram habilitadas nos leilões mais recentes.
- Modelo de aerogerador em cada parque eólico.
- Fator de dimensionamento, tipo de estrutura e perdas típicas para usinas fotovoltaicas.

¹ PROINFA: Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, responsável pela instalação de 1.283 MW em parques eólicos.

2.3. BRASIL-SR

A base de dados do modelo de transferência radiativa BRASIL-SR foi fornecida pelo LABREN – INPE e contém dados horários de irradiação global horizontal no período entre 2006 e 2022, considerando 175 localidades, sendo 169 em terra (Figura 2), selecionadas com base nas informações das usinas contratadas nos leilões entre 2014 e 2022 e estudos prospectivos. Em alguns casos, localidades próximas foram agregadas em um único município para fins de simplificação.

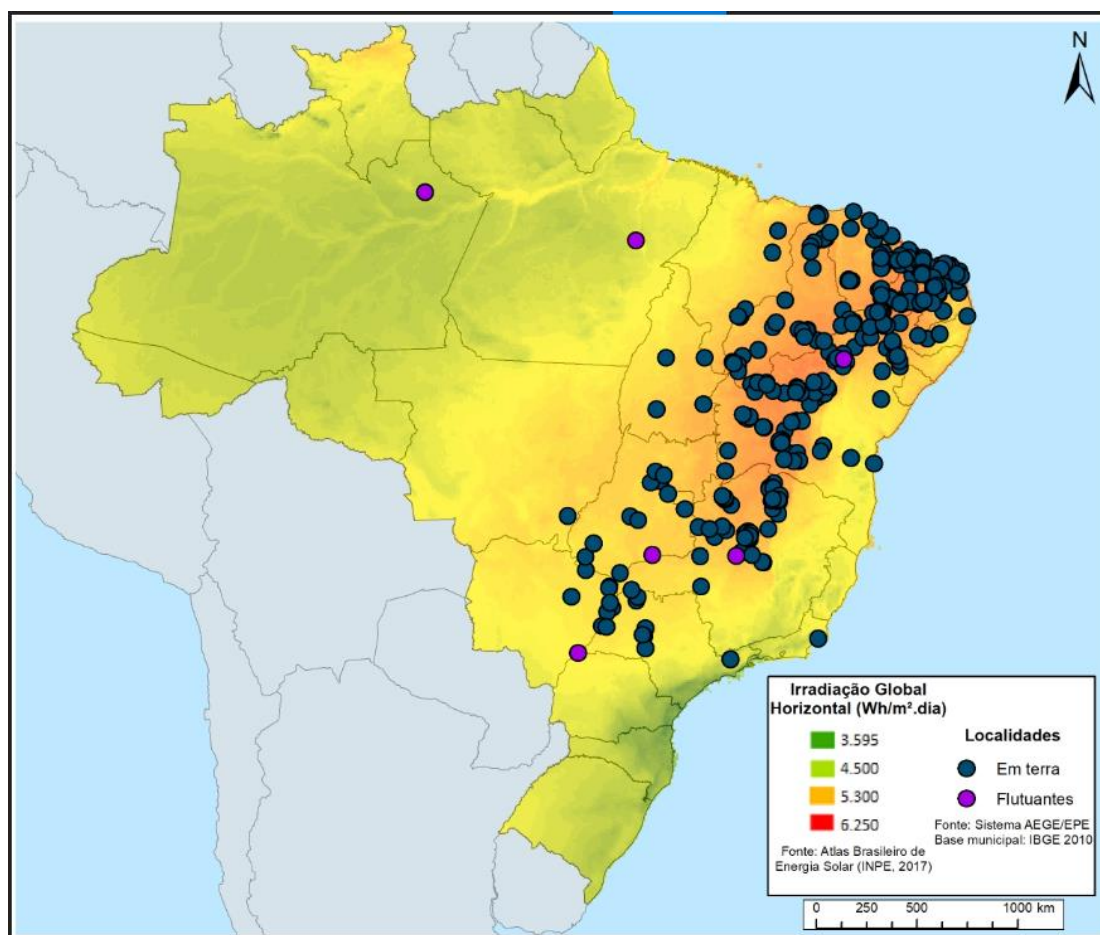


Figura 2 – Base de dados Brasil-SR: pontos utilizados

Esta base de dados é a mesma apresentada no Atlas Brasileiro de Energia Solar – 2ª Edição e os detalhes da modelagem para obtenção dos mesmos podem ser consultados em [3].

2.4. 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 [4]. O MERRA-2 possui uma grade com 576 pontos na direção longitudinal e 361 pontos na latitudinal, correspondendo a uma resolução de $0,625^\circ \times 0,5^\circ$, cobrindo todo o planeta [5]. Cada ponto contém dados climáticos em base horária desde 1981. Neste estudo, foram usados apenas os dados anemométricos correspondentes às Regiões Nordeste e Sul, como

mostrado na Figura 3. Já para temperatura, também foram usados dados da Região Sudeste.

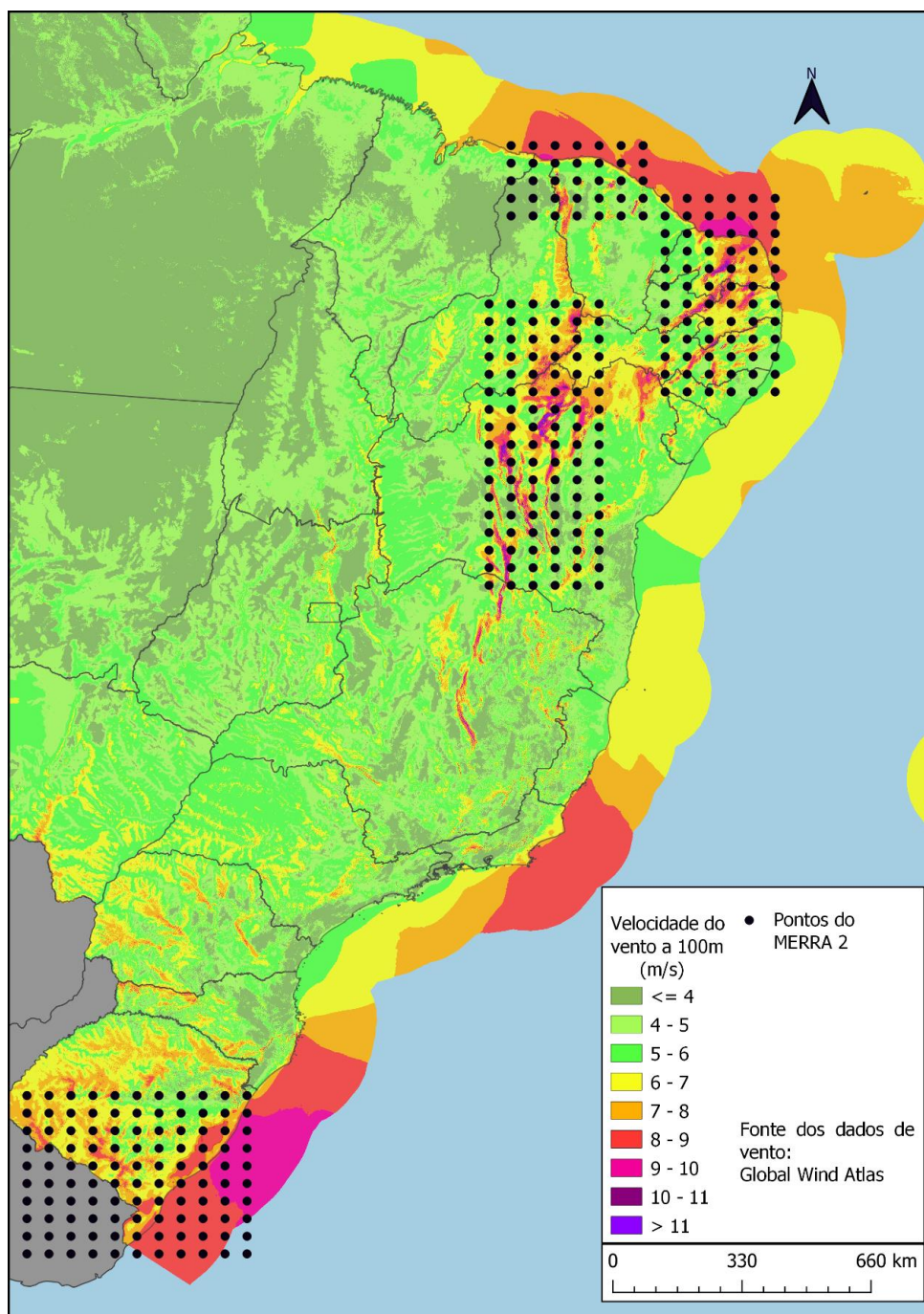


Figura 3 – Base de Dados MERRA 2: pontos utilizados

2.5. ERA5

A base de dados ERA5 é uma base pública disponibilizada pelo European Centre for Medium-Range Weather Forecasts [6]. A base é composta por dados de reanálise, em que dados observacionais históricos são combinados com modelos para gerar séries temporais consistentes de diversas variáveis climáticas, com cobertura global. A base possui resolução

horizontal global de 31 km e resolução temporal até o nível horário, para o período de 1940 até o presente.

Neste estudo, os dados de reanálise para a variável de velocidade do vento a 100 metros da base ERA5 foram utilizados apenas nas análises de eólicas *offshore*.

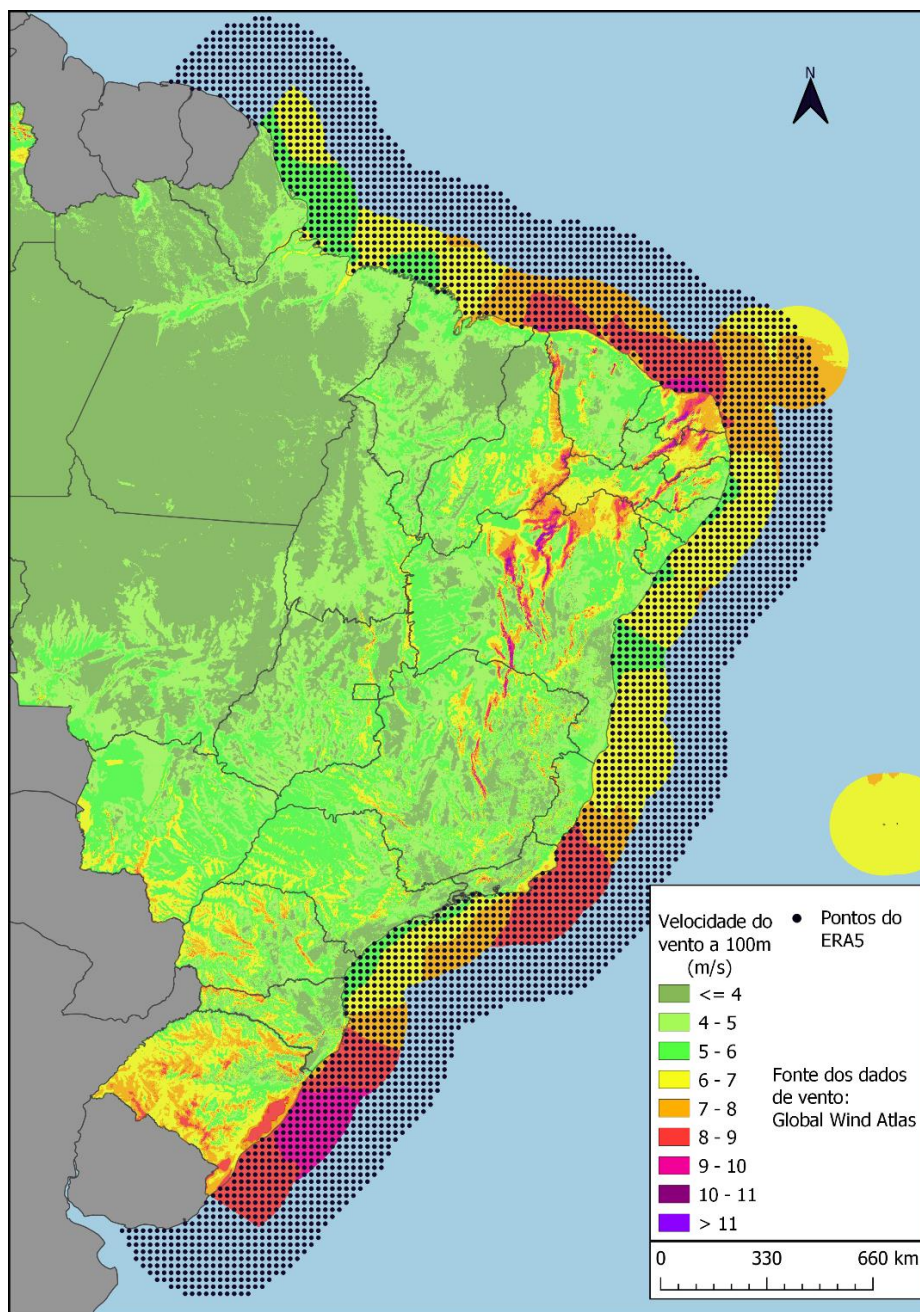


Figura 4 – Pontos da Base de Dados ERA5

2.6. Quadro Resumo

O 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 Umidade	Variável de acordo com o parque eólico	2017 a 2023	455 estações	10 minutos
AEGE	Fator de capacidade Dados de projetos	Não se aplica	Média de longo prazo	536 parques solares e 821 parques eólicos	Mensal
BRASIL-SR	Irradiação (GHI e DNI)	Não se aplica	2006 a 2017	175 locais	Horária
MERRA 2	Velocidade do vento Temperatura	50 m	1984 a 2023	Resolução de 50 km	Horária
ERAS	Velocidade do vento Pressão Temperatura Umidade	100 m	2000 a 2017	Resolução 31 km	Horária

A partir dos dados dos recursos energéticos, seja velocidade do vento ou irradiação, foram feitas simulações para estimativas energéticas. A seguir serão detalhadas as metodologias para simulação da energia fotovoltaica e eólica *onshore* e *offshore*.

3. SOLAR FOTOVOLTAICA CENTRALIZADA

Para a geração fotovoltaica, os dados horários de irradiação global horizontal (BRASIL-SR) e de temperatura (MERRA 2) foram simulados por meio do software *System Advisor Model* (SAM), versão 2021.12.02, desenvolvido pelo NREL [7].

Visto que o SAM é um modelo que possui entrada de dados anual, é necessário realizar os cálculos dos 12 anos (2006 a 2017) de cada localidade separadamente. Após a separação dos dados em arquivos anuais, tratamento das falhas e cálculo da irradiação difusa, simulou-se a produção horária para cada um dos anos de cada localidade. Para os anos bissextos, o dia 29/02 foi excluído, pois o SAM não permite a inserção de anos com 366 dias. A partir da especificação de uma usina padrão, baseada nas práticas de dimensionamento e na tecnologia atual, chega-se ao resultado de séries horárias de 12 anos para cada localidade. Os equipamentos e configurações considerados nas simulações são apresentados na Tabela 2. Os resultados são normalizados para posterior agregação dos subsistemas de acordo com os pesos estabelecidos em cada estudo.

Tabela 2 – Equipamentos e arranjos considerados na usina padrão

Módulos	
Tipo de célula:	Silício monocristalino bifacial
Potência nominal máxima:	660 W
Bifacialidade:	0,70
Inversores	
Potência CA:	3.437 kW
Arranjo (2 subarrays)	
Módulos em série:	30
Séries em paralelo:	99
Potência CC total	1.960 kW
Fator de dimensionamento	0,88
Estrutura	Rastreamento 1 eixo

Alguns fatores de perda são calculados pelo software a partir da simulação de produção horária, tais como perda por temperatura do módulo, ângulo de incidência e eficiência do inversor e o ganho por bifacialidade. Outras são inseridas manualmente e foram definidas a partir de valores típicos encontrados nos projetos atuais, de forma que os fatores de capacidade anuais e mensais resultantes das simulações fossem similares aos encontrados na base de dados do AEGE. A lista de localidades simuladas é apresentada na Tabela 3.

Tabela 3 – Relação de localidades simuladas

SU*	UF	Municípios	SU*	UF	Municípios	SU*	UF	Municípios	SU*	UF	Municípios
NORDESTE	PE	Agrestina	NORDESTE	AL	Delmiro Gouveia	SUDESTE / CENTRO-OESTE	AC	Rio Branco	SUDESTE / CENTRO-OESTE	MS	Cassilândia
		Araripina		Angical	Barro Alto		Dourados				
		Flores		Barreiras	Corumbá de Goiás		Paranaíba				
		Goiana		Bom Jesus da Lapa	Cristalina		Alto Araguaia				
		Ibimirim		Caetité	Firminópolis		Sinop				
		Petrolândia		Casa Nova	Formosa		Torixoréu				
		Riacho das Almas		Guanambi	Itarumã		Burititis				
		São Caitano		Ibititá	Luziânia		RO	Machadinho d'Oeste			
		São José do Belmonte		Itaguaçu da Bahia	Niquelândia		SP	Castilho			
		Serra Talhada		João Dourado	Padre Bernardo			Dracena			
		Serrita		Juazeiro	Palmeiras de Goiás			Guaibê			
		Tacaimbó		Morro do Chapéu	São Simão			Ilha Solteira			
		Tacaratu		Oliveira dos Brejinhos	Serranópolis			Lupércio			
	Terra Nova	Ourolândia		Turvânia	Ouroeste						
	Bom Princípio do Piauí	Paratinga		Vila Propício	Pedranópolis						
	Brasileira	São Gabriel		Araxá	Pereira Barreto						
	Caldeirão Grande do Piauí	Sento Sé		Arinos	TO		Dianópolis				
	Campo Maior	Sobradinho		Baldim			Miracema do Tocantins				
	Cristino Castro	Tabocas do Brejo Velho		Bocaiúva	SU*		UF	Municípios			
	Curral Novo do Piauí	Xique-Xique		Bonito de Minas	NORTE		AM	Manaus			
	Eliseu Martins	Abaíara		Buritizeiro			RR	Boa Vista			
	Florianópolis	Aquiraz		Capitão Enéas							
	Gilbués	Aracati		Chapada Gaúcha							
	João Costa	Caucaia		Coromandel							
	Lagoa do Barro do Piauí	Ibaretama		Francisco Sá							
	Luís Correia	Icó		Guimarânia							
	Parnaguá	Jaguaretama		Jaboticatubas							
	Pio IX	Jaguaruana		Jaíba							
	Piripiri	Limoeiro do Norte		Janaúba							
	Ribeira do Piauí	Mauriti		Januária							
	Ribeiro Gonçalves	Milagres		Jequitinhonha							
	São Gonçalo do Gurguéia	Morada Nova		João Pinheiro							
	São João do Piauí	Quixadá		Lassance							
	São José do Piauí	Quixeré		Matias Cardoso							
	RN	Açu		Russas				Monte Alegre de Minas			
		Areia Branca		São Gonçalo do Amarante				Montes Claros			
		Baraúna		Sobral				Olhos d'Água			
		Carnaubais		Tabuleiro do Norte				Paracatu			
		Ceará-Mirim		Tauá				Pirapora			
		Currais Novos		Tianguá				Ponto Chique			
		Jandaíra		Trairi				Presidente Juscelino			
		João Câmara		Ubajara				Tapira			
		Lagoa Nova		MA	Caxias			Três Marias			
		Lajes		PB	Condado			Urucuaia			
		Mossoró			Coremas			Várzea da Palma			
		Parazinho			Juazeirinho			Verdelândia			
		Pedra Grande			Malta						
		Pedro Avelino			Pombal						
		Santana do Matos			Santa Luzia						
		Serra do Mel			São João do Rio do Peixe						
		Touros			São Mamede						
SE		Canindé de São Francisco									
* SU = Subsistema											

* SU = Subsistema

É importante ressaltar que cada localidade possui diferentes quantidades de parques solares instalados ou contratados. Entre as localidades consideradas, há algumas sem usinas de geração centralizada até a elaboração deste estudo (ex.: Rio Branco – AC, Boa Vista – RR e Manaus – AM), mas ainda assim consideradas de forma a possibilitar a representá-las nas simulações de expansão da geração. Portanto, a depender do estudo que esteja sendo realizado, cada localidade terá pesos diferentes. Por exemplo, nos estudos de geração, utiliza-se o total de usinas instaladas ou contratadas até o momento de sua elaboração como referência de geração fotovoltaica no SIN. Em estudos de transmissão, por outro lado, podem ser utilizados pesos distintos, que representem a expectativa ou o potencial de instalação de usinas fotovoltaicas em determinada região. Assim, as séries horárias simuladas para este conjunto de localidades possuem flexibilidade para a realização de diversos estudos, bastando adaptar às potências instaladas por local à finalidade desejada.

3.1.Separação em Regiões

A variabilidade espacial da geração solar fotovoltaica é relativamente pequena quando comparada a outras fontes. Usinas distantes dezenas de quilômetros tendem a possuir perfis relativamente similares, exceto em regiões de relevo acidentado, que são pouco utilizadas para esta fonte. Por esse motivo, cada conjunto de usinas próximas é representado nos estudos como apenas um ponto, utilizando-se os dados solarimétricos daquele município. Com isso, a tendência nos estudos de geração e transmissão da EPE é de se utilizar o conjunto completo de dados horários simulados apresentados na seção 3.2, ajustando-se os pesos de cada localidade de acordo com o estudo em questão.

Nas versões anteriores desta Nota Técnica foram identificadas algumas diferenças de perfis mensais de geração entre as regiões Oeste de SP, MG/Sul da Bahia, Nordeste 1 (Ceará e Piauí) e Nordeste 2 (demais estados), ainda que esta divisão não tenha sido utilizada nos estudos da EPE, posto que cada localidade é representada individualmente. Na presente edição, ao se considerar mais pontos (175, antes 42), com maior representatividade geográfica, os perfis de irradiância foram se aproximando, não sendo possível caracterizar comportamentos típicos de determinadas regiões. Percebe-se que os municípios incluídos neste estudo estão localizados próximos aos já considerados no estudo anterior e não chegam a caracterizar uma nova região, e sim um aumento de potência da região, caso o estudo considerasse as diferenças potenciais de geração regionais.

A Figura 5 exemplifica os perfis mensais para cada região, tomando-se uma localidade representativa para cada um destes. Pode-se destacar que as variações sazonais da fonte são relativamente pequenas para todos os locais, sendo um pouco maiores para o Oeste de São Paulo. Além disso, as diferenças entre cada região, embora existam, não são muito

significativas, e a depender do estudo, pode não haver a necessidade de considerar essa divisão.

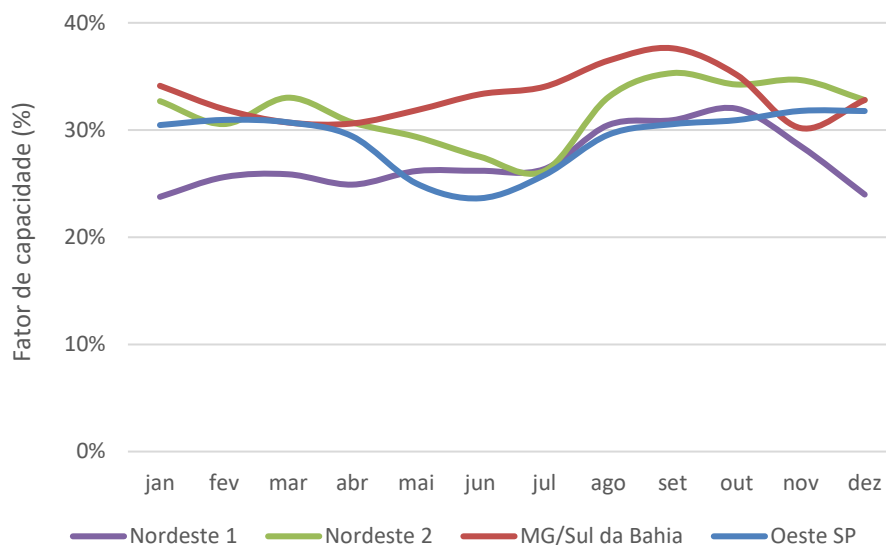


Figura 5 – Exemplo de perfil mensal de geração fotovoltaica por região

3.2. Resultados

A contribuição energética mensal da fonte fotovoltaica 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 (ACR).

A partir do Banco de Dados de Sistema AEGE, definiram-se os Fatores de Capacidade Mensais (valores médios da amostra de projetos) para os subsistemas NE e SE/CO, em base CA, considerando-se somente os projetos habilitados nos leilões de energia nova A-4/2022 e A-5/2022, com rastreamento em 1 eixo, tendo em vista que apenas projetos com esta configuração têm vencido os leilões nos últimos anos [8].

Utiliza-se o fator de capacidade em base CA para correta comparação com outras fontes e consideração da utilização do sistema de transmissão. A amostra compreende 408 projetos no Nordeste e 128 no Sudeste/Centro-Oeste.

Como resultado, obteve-se os fatores apresentados na Figura 6.

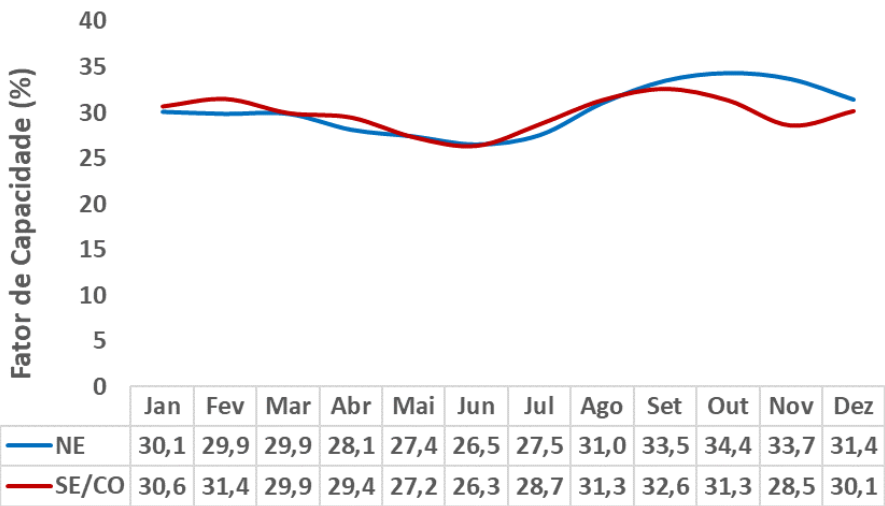


Figura 6 – Fotovoltaica: Fator de capacidade mensal por subsistema

4. SOLAR FOTOVOLTAICA FLUTUANTE

De maneira similar às centralizadas, simulou-se a produção em localidades selecionadas. As principais diferenças foram:

- (i) uso de estruturas fixas, com os módulos virados para o Norte a 10 graus de inclinação;
- (ii) módulos monofaciais; e
- (iii) perda por temperatura reduzida devido ao efeito de resfriamento evaporativo.

Foram consideradas seis localidades para representar projetos existentes de usinas flutuantes: Balbina (dados de Presidente Figueiredo - AM), Itumbiara (GO), Sobradinho (dados de Juazeiro - BA), Porto Primavera (Rosana - SP), Três Marias (MG) e Tucuruí (PA), sendo as duas últimas incluídas na presente revisão desta Nota Técnica. As coordenadas geográficas consideradas são mostradas na Tabela 4 e no mapa da Figura 2.

Tabela 4 - Localização das usinas fotovoltaicas flutuantes

Município	UF	Latitude (°)	Longitude (°)
Itumbiara	GO	-18,30	-49,30
Juazeiro	BA	-9,53	-40,49
Presidente Figueiredo	AM	-2,00	-59,10
Rosana	SP	-22,58	-53,00
Três Marias	MG	-18,4	-45,37
Tucuruí	PA	-4,20	-49,84

Para as usinas fotovoltaicas flutuantes, tendo em vista que utilizam, em geral, estruturas fixas, considerou-se fatores de capacidade mais baixos que aqueles de usinas com rastreamento em um eixo, com um pequeno ganho decorrente da menor temperatura de operação dos módulos [9]. Dada a ausência de usinas desse tipo nos leilões, e consequentemente, no sistema AEGE, os fatores de capacidade foram obtidos a partir das séries horárias simuladas no SAM.

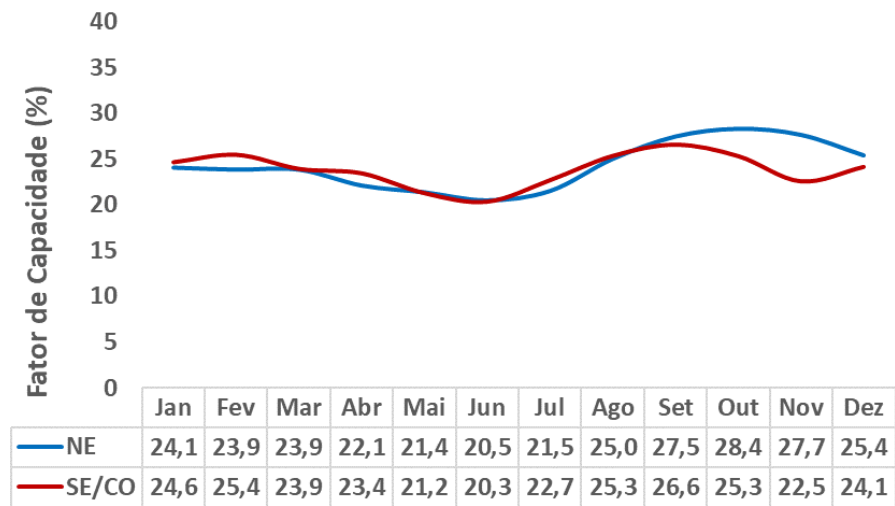


Figura 7 – Fotovoltaica Flutuante: Fator de capacidade mensal por subsistema

5. 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. A metodologia de simulação é extremamente simples, mas conduz a resultados suficientemente precisos para orientar os estudos de planejamento.

Os modelos de aerogeradores utilizados nas simulações e mostrados na Tabela 5 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. Ressalta-se que existem inúmeros outros modelos no mercado e estão listados apenas os que foram usados.

Tabela 5 – Aerogeradores considerados na análise

Fabricante	Modelo	Diâmetro de rotor (m)	Potência (MW)
Siemens Gamesa	SG145	145	4,8
Siemens Gamesa	SG170	170	6,2
Vestas	V150	150	4,2

A partir dos dados do AMA e das curvas de potência das turbinas, foi calculada a energia de cada parque a cada 10 minutos. Estes valores foram consolidados por hora e região de interesse: Norte, Nordeste e Sul.

Baseado na metodologia descrita acima, foram estimadas séries horárias de geração entre os anos de 2017 e 2023 para cada região. Porém, este período é muito pequeno para uma tomada de decisão segura. Corre-se o risco de considerar 7 anos que foram muito superiores à média ou muito inferiores. Buscando uma análise prospectiva com segurança, é necessário obter uma série de longo prazo que represente com precisão as usinas eólicas futuras. Para isto, as séries horárias foram extrapoladas para um maior período utilizando a base de dados do MERRA 2, de acordo com o procedimento descrito a seguir.

A partir dos pontos onde os parques estão localizados foi criado um modelo baseado em regressão multilinear que utiliza as velocidades de vento do MERRA 2 como variáveis explicativas da geração dos 3 subsistemas. Os modelos seguem um formato de " $Y = \beta_0 + \beta_1X_1 + \beta_2X_2 + \dots + \beta_nX_n + \epsilon$ ", sendo Y a geração, $X_1..n$ os dados de velocidade do vento de cada ponto do MERRA-2 utilizado, $\beta_0..n$ os coeficientes que validam a relação entre vento e geração e ϵ o erro ($\mu=0$, σ^2).

Foram criados diferentes modelos para cada subsistema e os coeficientes de determinação – R2 de cada modelo estão listados na Tabela 6. Os regressores encontrados para cada modelo foram aplicados em 40 anos dos dados MERRA-2 (1984 a 2023).

Tabela 6 – Coeficiente de Determinação – R2 para cada regressão

Região	R2
Sul	0,7754
Nordeste	0,8824
Norte	0,6119

Os mapas abaixo mostram os 20 pontos de dados do MERRA-2 utilizados nos modelos relativos às usinas contratadas para o Sul e o Nordeste e os 2 pontos mais representativos das regressões calculadas para o subsistema Norte.

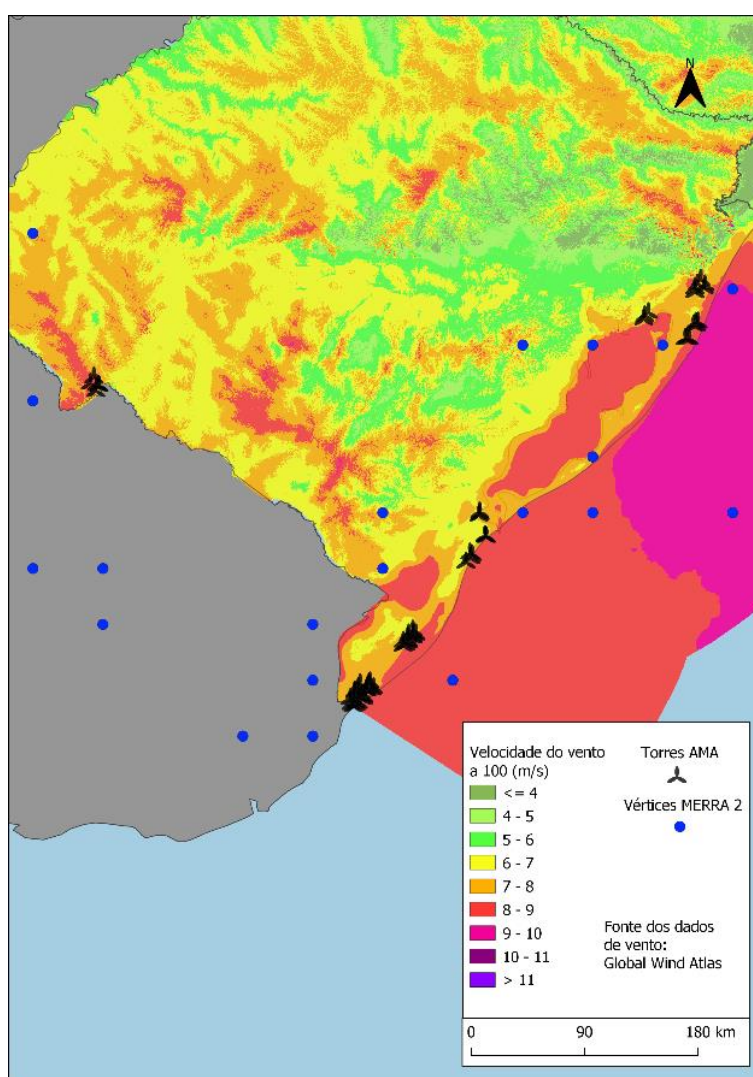


Figura 8 – Subsistema Sul - Pontos representativos

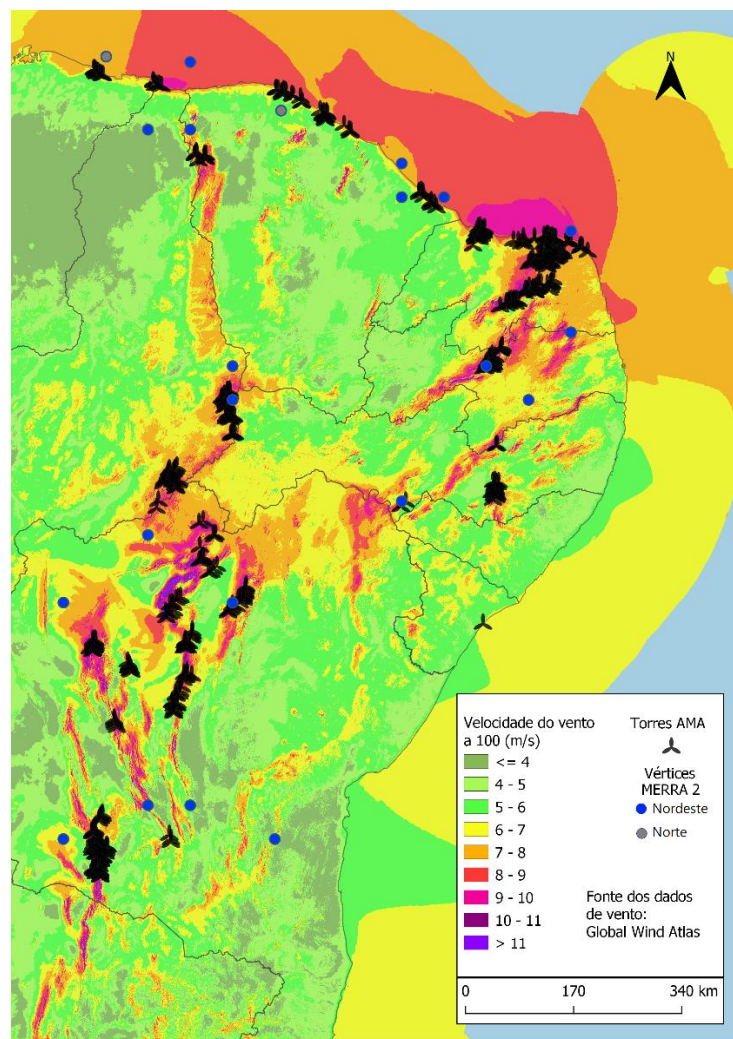


Figura 9 – Subsistemas Nordeste e Norte - Pontos representativos

O fluxograma mostrado na Figura 10 resume a metodologia utilizada para estimativa das séries horárias entre 1984 e 2023. É importante ressaltar que esta metodologia ainda possui muitos pontos de melhoria, que serão abordados em revisões futuras deste documento.

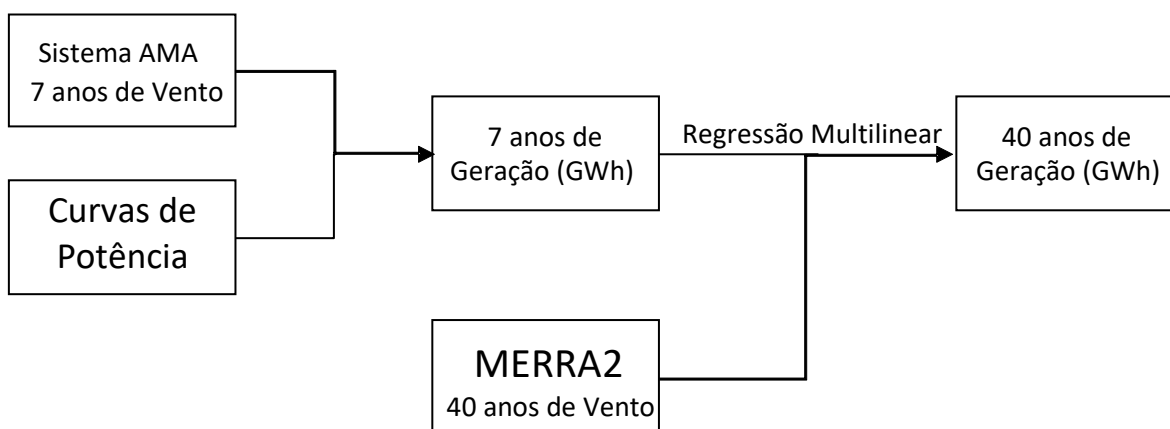


Figura 10 – Eólica *onshore* – Fluxograma

5.1. Separação em regiões

A separação dos parques eólicos em regiões foi realizada em duas etapas. Na primeira etapa foi avaliada a sazonalidade dos parques, ou seja, suas características mensais. Essa análise foi usada para separar os parques em regiões. Na segunda etapa, cada uma das regiões foi dividida em sub-regiões, de acordo com suas características horárias. Estes procedimentos foram feitos para as Regiões Nordeste e Sul.

Para avaliar a similaridade entre os parques, foram calculadas as correlações entre as 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 (Figura 11). 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, como pode ser visto na Figura 12.

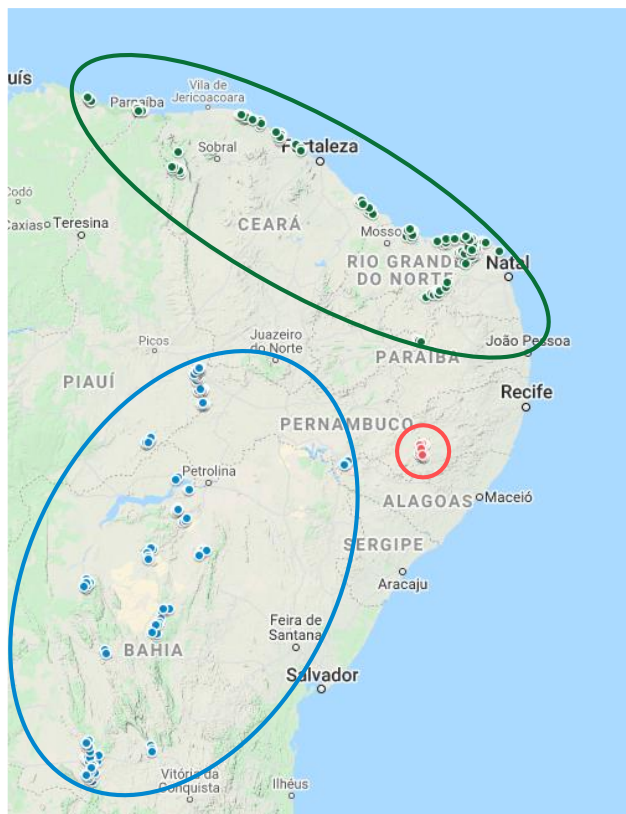


Figura 11 - Divisão do Nordeste em Regiões

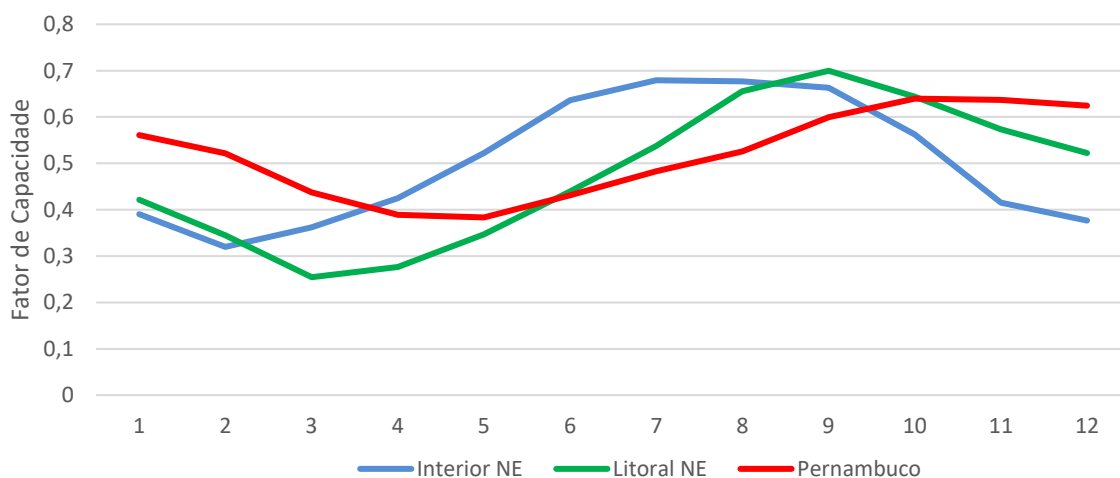


Figura 12 – Regiões do Nordeste: Comportamento Mensal

Apesar de comportamentos mensais semelhantes, quando se observa o perfil horário, percebe-se que existem 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:

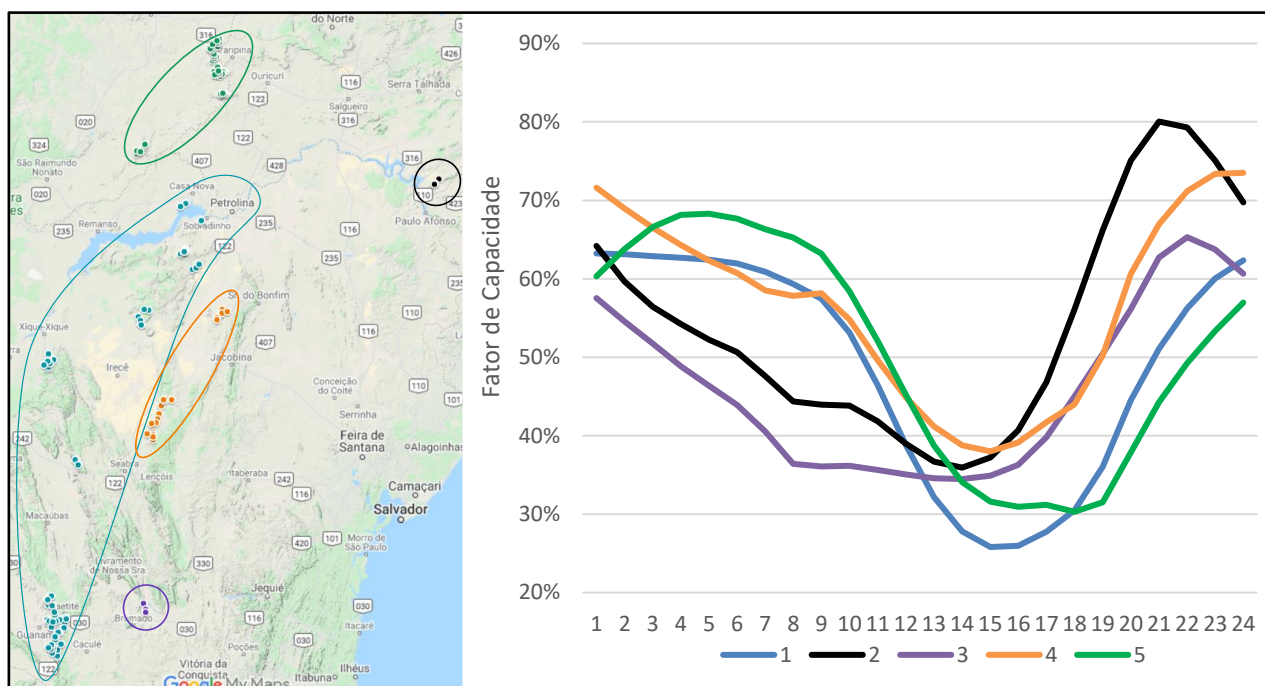


Figura 13 – Sub-regiões do Interior do Nordeste

Já o Litoral do Nordeste foi dividido em 4 sub-regiões. Note que, neste caso, 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.

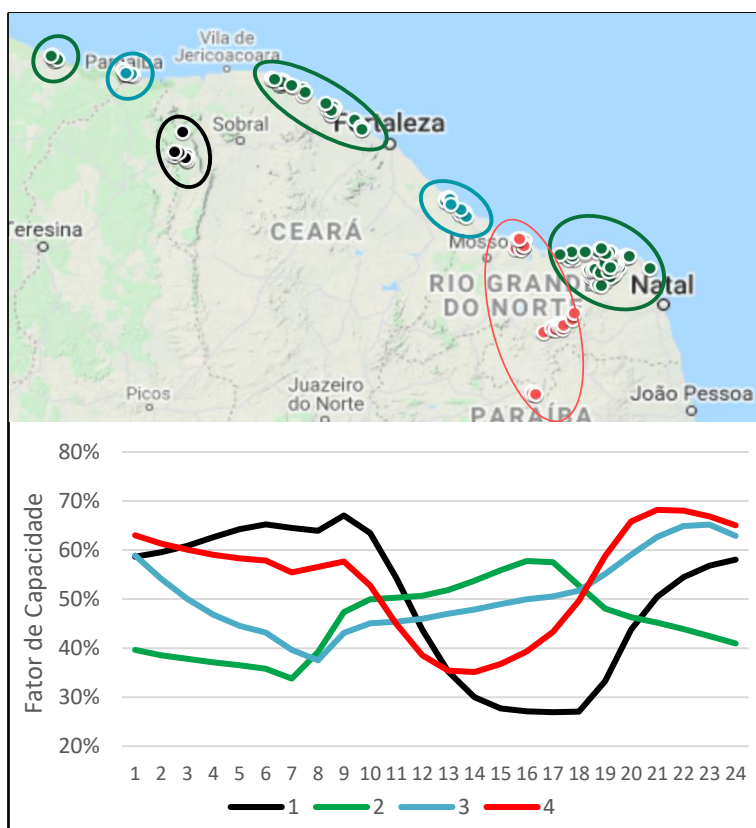


Figura 14 – Sub-regiões do Litoral do Nordeste

Na região de Garanhuns não há diferença no perfil horário dos parques, mostrado na Figura 15.

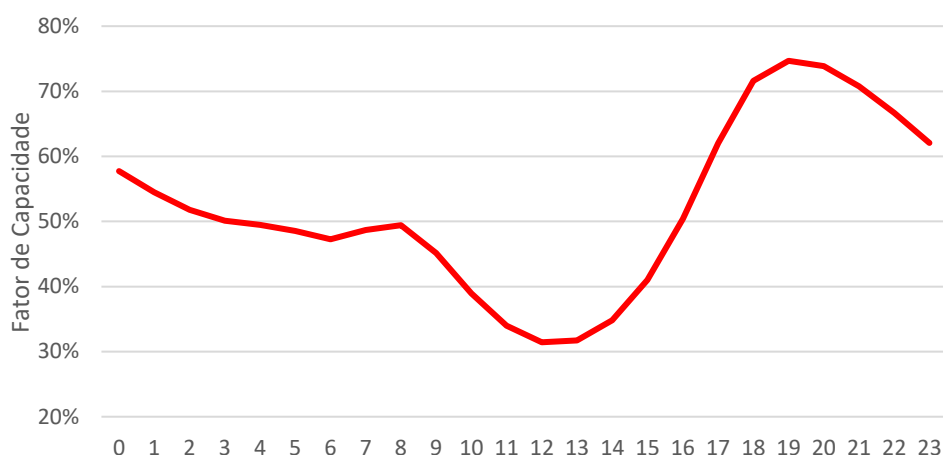


Figura 15 – Garanhuns/PE: Comportamento Horário

Na Região Sul, os parques foram divididos em três regiões, conforme Figura 16.

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. Ou seja, em um dia, a geração máxima pode ser às 13 horas. No dia seguinte pode ser às 2 horas. Desta forma, não existe um perfil horário típico como ocorre com os ventos do Nordeste. Por isso, não há necessidade de dividir as regiões em sub-regiões.

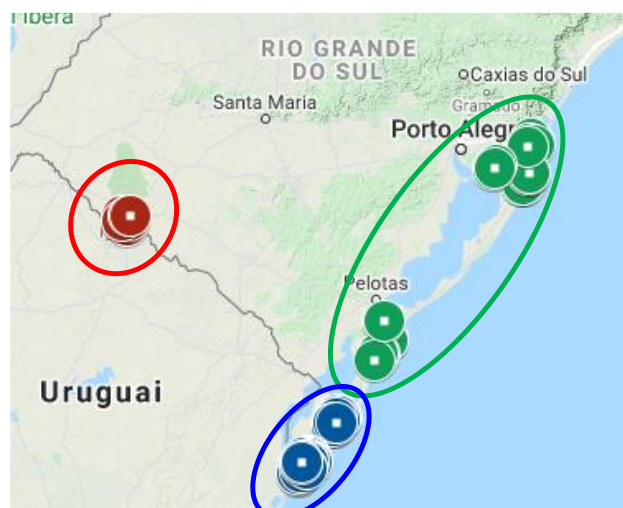


Figura 16 – Divisão do Sul em Regiões

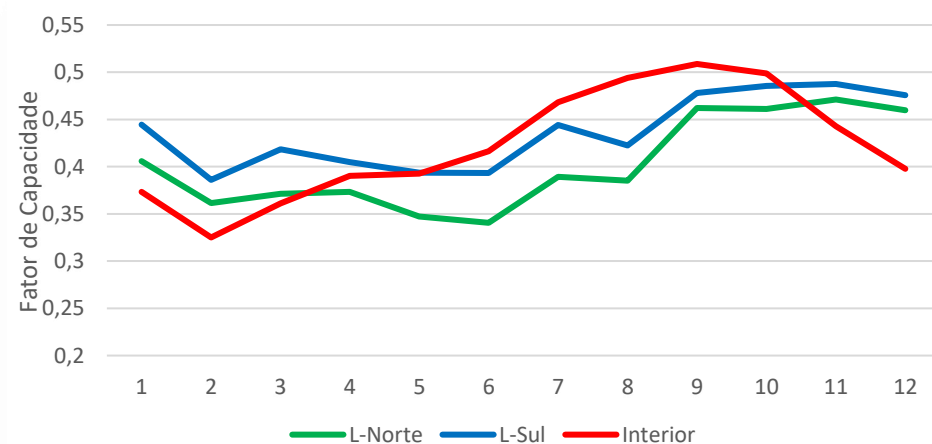


Figura 17 – Regiões do Sul: Comportamento Mensal

5.1. Resultados

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.

Com relação às usinas indicativas (parques da expansão), a partir de dados do sistema AEGE, oriundos de projetos cadastrados para os leilões de energia, foram obtidos os fatores de capacidade mensais (valores médios da amostra de projetos) para cada subsistema.

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 7. De fato, a tendência observada nos últimos anos é de adoção de modelos de aerogeradores com maiores potências e maiores rotores [10]. A amostra final possui 664 parques do Nordeste, 100 do Sul, 54 do Sudeste/Centro-Oeste e 3 do Norte.

Tabela 7 – Aerogeradores Considerados

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

Após a definição da amostra, a segunda etapa tratou do cálculo do Fator de Capacidade mensal para cada empreendimento. O Sistema AEGE tem disponíveis os valores de garantia física anual em base P90 e produções certificadas mensais em base P50. Desta forma, é necessário ajustar o P90 de acordo com os valores de P50 mensais, obtendo-se valores de P90 mensais para cada empreendimento. A partir destes dados, pode-se calcular os fatores de capacidade mensais.

Com base no exposto, foram obtidos os seguintes resultados:

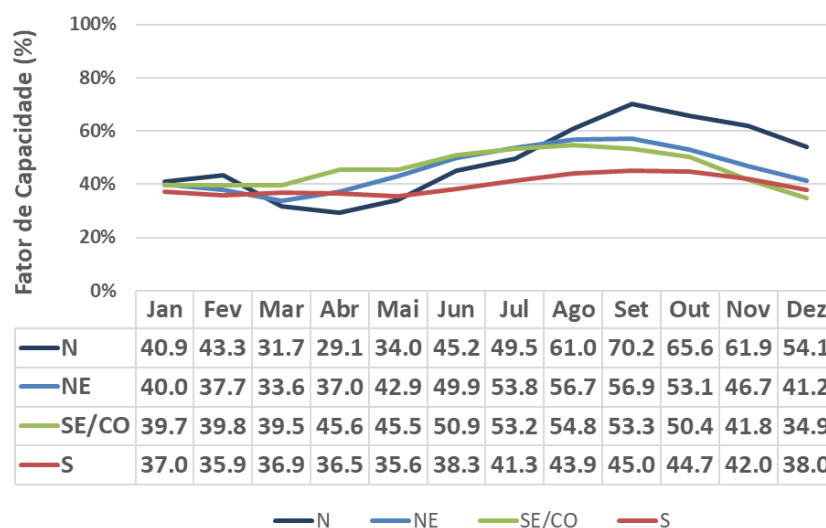


Figura 18 – Eólica *onshore*: Fator de capacidade mensal por subsistema

Note 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.

6. EÓLICA OFFSHORE

A importância da consideração da energia eólica *offshore* como fonte candidata à expansão da matriz elétrica brasileira se dá, dentre outros fatores, devido ao grande potencial eólico *offshore* do país, que se aproxima de 700 GW (para profundidades menores que 50 metros) [11]. Entretanto, ainda não existem dados de medição *in situ* disponíveis para uma análise aprofundada do recurso eólico *offshore* brasileiro.

Diante disso, e com o intuito de aprimorar a representação da fonte nos modelos da EPE, a presente versão desta Nota Técnica traz uma atualização da metodologia de avaliação do recurso eólico *offshore*, que vai desde a seleção da base de dados a ser utilizada e de pontos de interesse na costa, até a definição de aspectos tecnológicos que representem o estado da arte atual, como a escolha da turbina eólica. Essas definições são importantes pois afetam a representação da fonte nos modelos da EPE, os quais têm como principais parâmetros de entrada os custos e o fator de capacidade de cada fonte. A metodologia é apresentada a seguir.

6.1. Seleção de pontos de interesse

Como já ilustrado no *Roadmap Eólica Offshore* da EPE [11], o potencial eólico *offshore* do Brasil está dividido em 3 regiões: Nordeste, Sudeste e Sul. De acordo com o mapeamento, as maiores velocidades médias de vento são encontradas no Nordeste. Entretanto, diversos outros fatores afetam a economicidade de projetos eólicos *offshore* e cada uma das 3 regiões possui peculiaridades e vantagens competitivas de cunho técnico, econômico, político e de infraestrutura que podem atrair os primeiros projetos. Este ponto é corroborado pelo fato de que os projetos com processos de licenciamento ambiental abertos no IBAMA estão divididos nestas 3 regiões [12].

Diante disso, visando a seleção de pontos de interesse para um estudo mais aprofundado do recurso eólico *offshore*, uma avaliação comparativa dos pontos com dados disponíveis foi conduzida, baseada na metodologia de análise de decisão multicritério. O objetivo dessa abordagem foi capturar a interação dos diversos fatores que podem afetar a atratividade de projetos eólicos *offshore* em cada uma das 3 regiões de interesse.

A abordagem de seleção de pontos foca nos parâmetros econômicos pois, pela ótica de otimização pelo menor custo, os projetos economicamente mais viáveis serão construídos primeiro, e a identificação e representação de seu fator de capacidade se faz mais relevante para a modelagem da EPE. É importante ressaltar que a modelagem é indicativa e não impeditiva e que a metodologia aqui aplicada é simplificada e possui diversas limitações, não refletindo uma seleção de projetos que serão instalados no Brasil, mas apenas de

pontos mais representativos para aprofundamento do conhecimento do recurso eólico *offshore*.

Anteriormente à análise multicritério, alguns critérios de exclusão de pontos foram aplicados, sendo:

- pontos muito próximos à costa, em que a instalação de projetos eólicos *offshore* não é aconselhável pela maior sensibilidade ambiental e social;
- pontos com velocidades médias de vento menores que 7,5 m/s (base do ERA5) localizados a grandes distâncias da costa ou em grandes profundidades, fatores que impactam de forma significativa a viabilidade técnico-econômica dos projetos;
- pontos em que não há convergência de valores entre as bases de dados de vento analisadas.

Este último critério é especialmente relevante, pois os dados disponíveis de recurso eólico *offshore* no Brasil são baseados em dados de modelagem atmosférica e reanálises, sem validação com medições *in situ*. Diante disso, 2 bases de recurso eólico *offshore* foram avaliadas e comparadas, sendo elas: a base do modelo ERA5 (vide seção 2.5) e a base do Global Wind Atlas (GWA) [13], que aplica modelos regionais sobre os dados de reanálise do ERA5 para estimar velocidades médias.

Durante este processo, percebeu-se que existem diferenças significativas entre as velocidades médias calculadas a partir das duas bases, principalmente em pontos mais próximos à costa. Este fato evidencia a necessidade de aprimoramento das bases de dados de recurso eólico *offshore* nacionais, que poderiam ter suas modelagens validadas frente à disponibilidade de dados de medições *in situ*, como as que atualmente vêm sendo realizadas no litoral brasileiro por algumas empresas do setor. A Figura 19 ilustra as diferenças de velocidade entre as duas bases para o recurso eólico *offshore* do Brasil.

A comparação entre estas duas bases é útil para selecionar os pontos com menor discrepância de dados, sendo a única forma de validação a ser empregada com os atuais dados disponíveis. Sendo assim, um filtro foi aplicado através da comparação dos dados da base ERA5 e do Global Wind Atlas (GWA) e os pontos em que a diferença entre as velocidades médias é maior que 1 m/s foram desconsiderados.

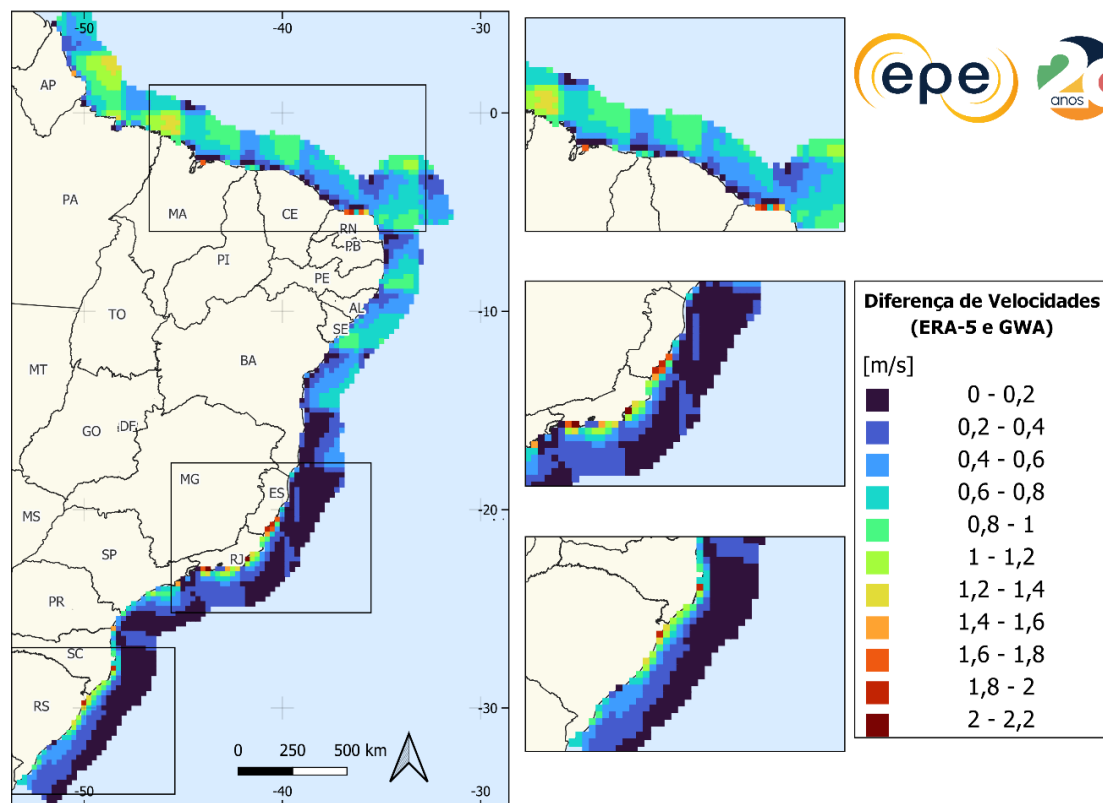


Figura 19 – Diferença entre velocidades médias de vento - GWA e ERA5

Após a aplicação dos critérios de exclusão mencionados, a análise comparativa foi conduzida para as 3 regiões de interesse, analisando os pontos restantes em termos de:

- Velocidade do vento;
- Profundidade do local [14];
- Distância da costa;
- Distância de portos de grande porte [15]

A Figura 20 apresenta o mapeamento destes pontos, juntamente com as informações espaciais relativas aos critérios avaliados. Para a inserção dos dados de vento nos modelos utilizados pela EPE, são necessárias séries temporais e, portanto, a base de dados do ERA5 foi escolhida para a análise do recurso, e a velocidade média foi posteriormente calculada para os pontos de interesse.

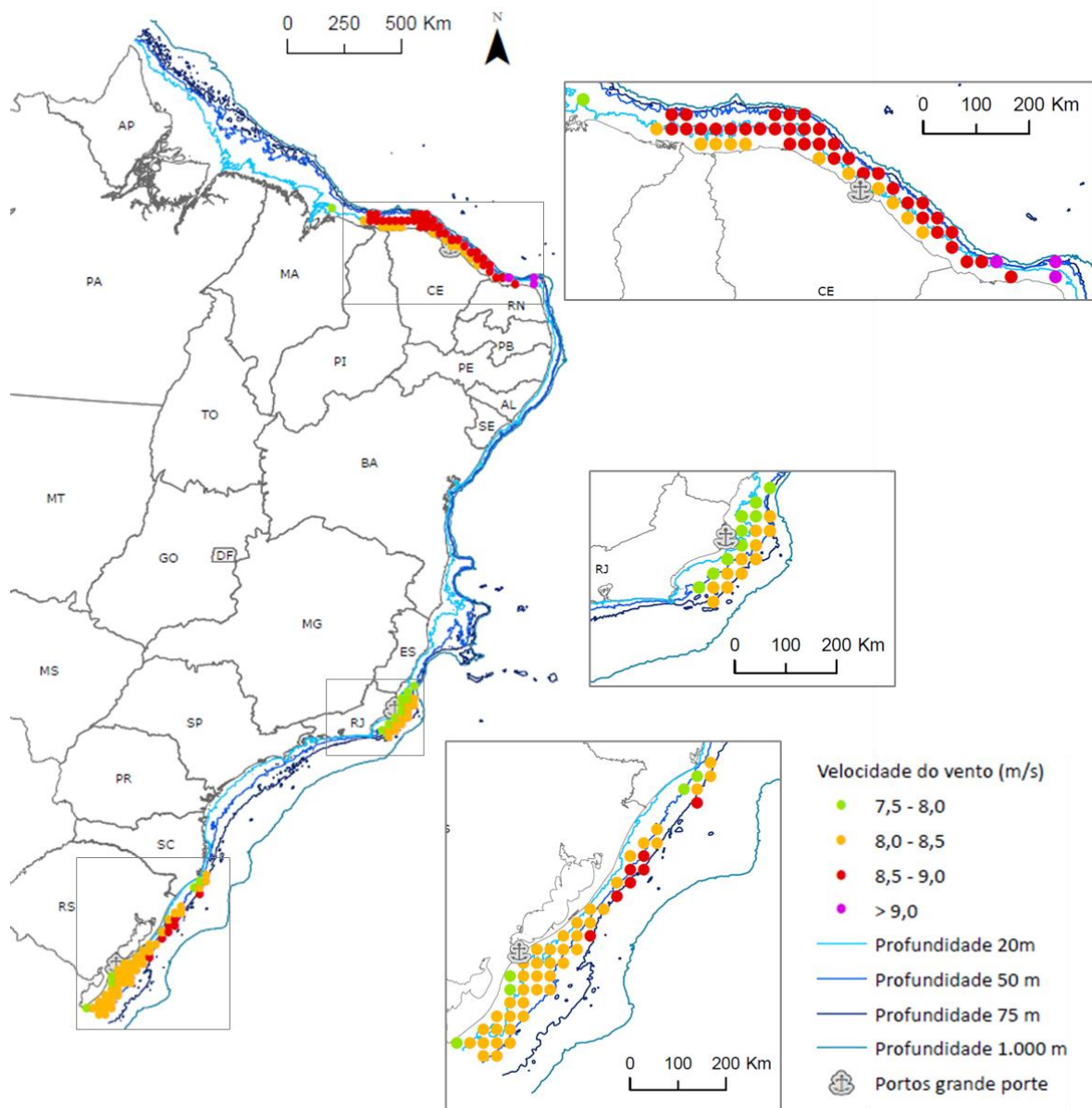


Figura 20 – Pontos disponíveis para análise do recurso eólico *offshore* e demais informações espaciais

No que diz respeito à competitividade econômica dos projetos eólicos *offshore*, a velocidade do vento é o fator de maior peso. Diante disso, os pontos de maior velocidade média são priorizados, desde que atendam também aos demais critérios.

O segundo fator considerado de maior relevância foi a profundidade do local. Preferência foi dada aos projetos em águas mais rasas, até a faixa dos 60 metros de profundidade, em que seria possível instalar fundações fixas, as quais possuem menores custos e maior maturidade tecnológica.

Outra questão considerada foi a distância da costa, sendo preferível projetos mais próximos pela redução dos custos com sistema de infraestrutura elétrica e com transporte. Por fim,

foi analisada também a distância até portos de grande porte² já existentes. Porém, este aspecto não teve um peso grande na decisão devido à alta concentração de projetos propostos em regiões afastadas de portos existentes, superando os 200 km de distância, e à possibilidade de desenvolvimento futuro da infraestrutura portuária necessária.

Diante da aplicação desses critérios, alguns pontos foram selecionados ao longo das 3 regiões de interesse para avaliação do recurso eólico e estimativa da produção de energia. Os resultados de geração, obtidos para um período de 17 anos, foram então tratados e agregados a fim de se obter séries representativas de fatores de capacidade de cada uma das regiões. Essa metodologia e os resultados são apresentados a seguir.

6.2. Seleção das curvas de potência

Considerando as regiões a serem detalhadas para a instalação de projetos, é importante então definir as características dos aerogeradores que serão responsáveis pela transformação do fluxo de energia cinética em energia elétrica.

No Brasil, a partir de uma amostra de projetos propostos para licenciamento ambiental no IBAMA [12], é possível observar que a potência dos aerogeradores está entre 12 e 20 MW, e os diâmetros de rotores entre 170 e 300 m. Entretanto, a maioria dos aerogeradores apresentados não possui curvas de potência públicas.

Diante disso, e objetivando reproduzir cenários para a geração das regiões coerentes com as proposições dos desenvolvedores de projetos para o Brasil, foram analisadas algumas opções de curvas de potência disponíveis na base de dados da EPE para posterior comparação. Entre estas opções estão incluídas curvas públicas, como as curvas de referência disponibilizadas pelo *National Renewable Energy Laboratory (NREL)* dos Estados Unidos [16], e curvas informadas por fabricantes.

A fim de permitir uma comparação equânime entre as curvas disponíveis e com diferentes potências nominais, foram selecionadas as curvas com densidade padrão igual a $1,225\text{kg/m}^3$ e realizada a unitização da potência dos aerogeradores a partir da divisão da curva pela potência nominal da máquina, resultando em uma curva teórica de fator de capacidade. A Figura 21 apresenta a comparação de diferentes aerogeradores de referência apresentados pelo NREL.

² No mapeamento estão destacados: o porto de Pecém, no Ceará; o porto do Açú, no Rio de Janeiro; e o porto de Rio Grande, no Rio Grande do Sul.

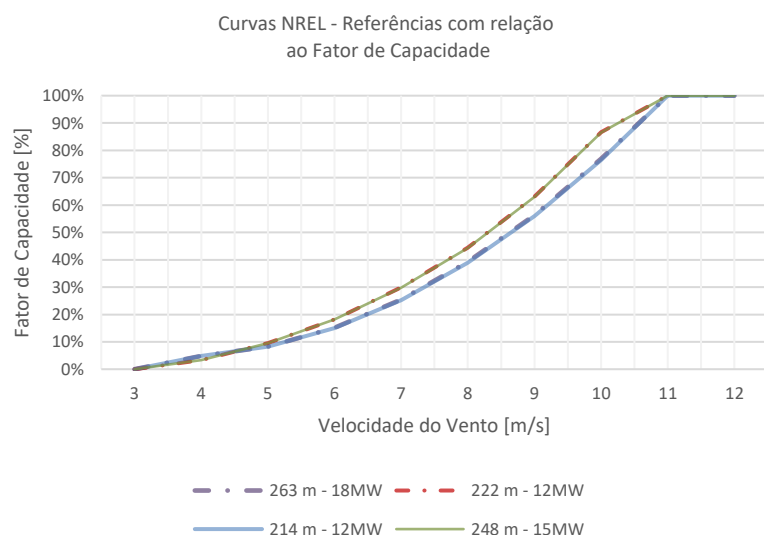


Figura 21 – Curvas de potência de aerogeradores em Fator de Capacidade

A partir das curvas disponibilizadas pelo NREL, é possível perceber que a distribuição do fator de capacidade estimado para cada velocidade de vento é função da razão área potência (A/P), dado que os aerogeradores (214 m – 12 MW e 263 m – 18MW) e (222 m – 12 MW e 248 m – 15 MW) possuem as mesmas estimativas, uma vez que apresentam as mesmas razões A/P.

Foram calculadas as razões A/P também para a amostra dos aerogeradores cadastrados junto ao IBAMA. Observa-se que aproximadamente 87% dos projetos apresentaram valores na faixa entre 2,9 e 3,2; que são razões compatíveis com as das curvas de potência disponíveis na base de dados utilizada pela EPE.

Na Tabela 8 são apresentadas as características de quatro aerogeradores de referência disponibilizados pelo NREL e de quatro aerogeradores cadastrados na amostra selecionada do IBAMA.

Tabela 8 - Razões Área/Potência dos aerogeradores públicos da NREL e aerogeradores considerados nos projetos cadastrados no IBAMA

	Aerogeradores NREL				Aerogeradores considerados nos projetos			
	263m - 18MW	222 - 12MW	214 - 12MW	248 - 15MW	236 - 15 MW	220 - 12MW	260 - 18MW	300 - 20MW
Razão A/P [m ² /kW]	3,0	3,2	3,0	3,2	2,9	3,2	2,9	3,5

Uma vez validada a representatividade de informações das curvas de potência, foram então gerados cenários para múltiplos aerogeradores disponíveis na base da EPE com potência nominal igual a 15 MW, sendo selecionado um destes para composição das séries de geração a serem utilizadas pelo PDE.

6.3.Caracterização das Séries

Uma vez selecionados os pontos de interesse para estudo e obtidas as séries temporais de velocidade do vento, foi possível então obter as séries de geração horária em valores unitários (fator de capacidade) a partir da aplicação da curva de potência selecionada para um aerogerador de 15 MW. Os resultados de cenários individuais para cada uma das regiões do país estão apresentados de forma consolidada a seguir.

Para compor as regiões, foram realizadas as estimativas de geração de cada vértice e então agrupados os vértices próximos a partir da média simples da geração horária, resultando em uma geração média por área representativa. Para as regiões Nordeste e Sul, por apresentarem mais de uma área representativa, após a estimativa de geração de cada área foi também calculada a média das mesmas, resultando em uma série média por região.

A Tabela 9 e a Figura 22 apresentam, respectivamente, a média e a distribuição temporal dos Fatores de Capacidade calculados para cada uma das 3 regiões de interesse para a instalação de projetos eólicos *offshore* no Brasil.

Tabela 9 - Fatores de Capacidade médios obtidos nas simulações e seus desvios por região

Região	Nordeste	SE	Sul
Fator de Capacidade (P50)	58%	48%	49%
Desvio Padrão (P50)	29%	37%	33%

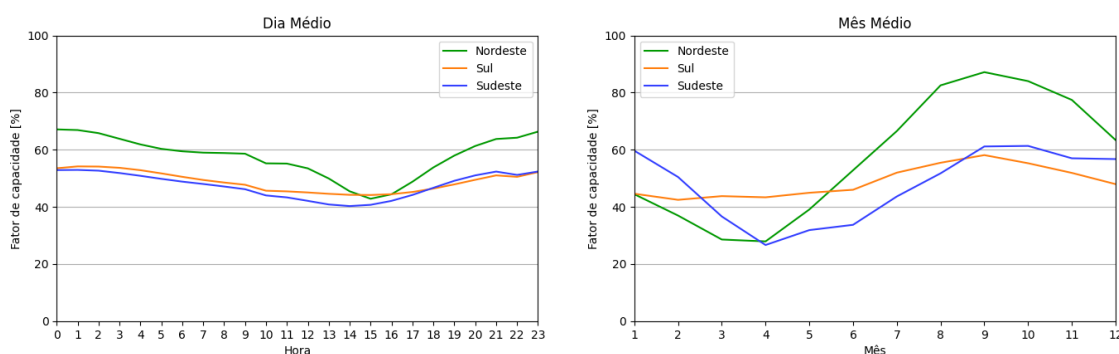


Figura 22 – Distribuições temporal do fator de capacidade médio das regiões

Conforme os resultados obtidos, a região Nordeste apresenta o maior fator de capacidade médio anual, porém também possui uma sazonalidade mais pronunciada. As regiões Sul e Sudeste apresentam fatores de capacidade médios próximos, com uma sazonalidade mais marcante na região Sudeste.

A título de comparação, a Figura 23 a seguir apresenta os dados de entrada utilizados nos modelos para a geração eólica *onshore* e *offshore* das regiões Nordeste e Sul, com base nos valores médios. É importante ressaltar que os processos de obtenção das séries para ambas as fontes utilizam bases de dados e premissas diferentes, de acordo com a disponibilidade de informações. Com isso, é importante a análise crítica ao se fazer

comparações entre as séries apresentadas. A qualidade das comparações é garantida ao se utilizar medições *in situ*, já realizadas para a eólica *onshore*, porém ainda indisponíveis para a eólica *offshore*.

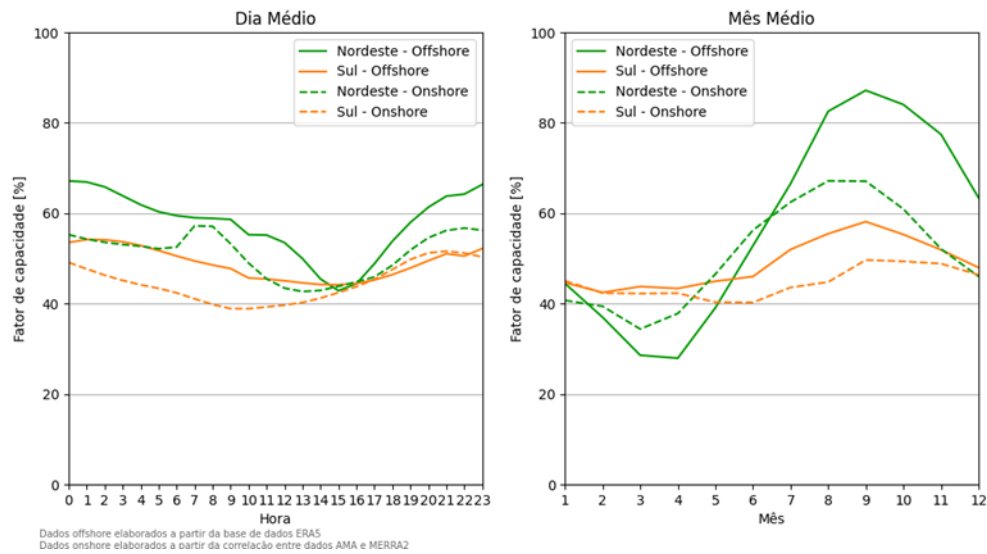


Figura 23 – Eólicas *onshore* e *offshore*: comportamento médio mensal e horário

7. USO DOS DADOS NOS ESTUDOS ENERGÉTICOS

Nos estudos energéticos realizados pela EPE, destacando-se o Plano Decenal de Energia Expansão de Energia (PDE), são utilizados 3 modelos principais (NEWAVE, MDI e Balanço de Potência) em que são avaliadas as condições do sistema elétrico em relação aos critérios de suprimento de energia e de potência [17]. Estes modelos possuem várias entradas de dados relativas a todas as fontes energéticas que são utilizadas no país. Neste item, serão abordadas apenas as entradas de dados relativas à contribuição energética das fontes eólica e solar fotovoltaica.

Para os modelos NEWAVE e MDI, devem ser fornecidos dados de expectativa de geração mensal (fator de capacidade), além da contribuição por patamares de carga (leve, médio, pesado e ponta).

As contribuições para os patamares de carga leve, média e pesada são calculadas considerando como profundidade a média dos valores de geração das fontes para os horários típicos que caracterizam cada patamar. Em seguida, para cada mês, os valores obtidos como profundidade nominal para cada patamar são divididos pela média de geração mensal, visando obter a profundidade em PU. Por exemplo, supondo que os horários típicos do patamar de carga pesada do mês de julho sejam 19h, 20h e 21h, calcula-se a média dos cenários de expectativa de geração horária da fonte para esses horários visando obter a profundidade nominal. Em seguida, o valor resultante é dividido pela média de todos os cenários de expectativa de geração para todas as horas do mês. Esse procedimento é realizado considerando os horários típicos de cada patamar de cada mês do ano determinado como referência para a expectativa de carga. Tal método pode ser aplicado tanto para referências de carga bruta ou líquida, o que se altera são os horários típicos de cada patamar.

Já para o patamar de ponta, também utilizado na metodologia do PDE, a profundidade é determinada considerando a expectativa de geração horária com probabilidade de ocorrência de 95% (P95), determinada considerando toda a distribuição de cenários de expectativa de geração horária de cada mês. Para consideração em PU da média mensal, a profundidade nominal para o patamar de ponta também é dividida pela média de geração mensal. Diferente das profundidades consideradas nos outros patamares de carga, observa-se que a consideração de profundidade de ponta independe dos horários típicos da carga. Esse fato justifica-se por dois principais motivos: a maior incerteza em relação aos horários de realização da carga de ponta ou máxima instantânea; e uma maior aversão ao risco da variabilidade horária dos recursos primários das fontes eólica e fotovoltaica.

O Quadro 2 resume quais são os insumos necessários para elaboração dos dados contidos nos modelos energéticos usados no PDE.

Quadro 2 – PDE – Entrada de Dados nos Modelos Energéticos

Dados	NEWAVE / MDI	Balanco de Potência
Solar Fotovoltaica	- Fator de capacidade mensal (Sistema AEGE) - Contribuição por patamar de carga a partir dos dados de geração horária (item 3)	Geração horária estimada com a metodologia descrita no item 3
Eólica onshore	- Fator de capacidade mensal (Sistema AEGE) - Contribuição por patamar de carga a partir dos dados de geração horária (item 5)	Geração horária estimada com a metodologia descrita item 5
Eólica offshore	- Fator de capacidade mensal e contribuição por patamar de carga a partir dos dados do ERA5 (item 6)	Geração horária estimada com a metodologia descrita no item 6

É importante que todos os dados estejam sincronizados para que possam ser realizadas análises da geração simultânea entre as regiões. Desta forma, é possível, por exemplo, estimar qual a probabilidade de geração em uma região, quando outra região está em 100% de sua potência nominal, por exemplo.

8. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Nos estudos da EPE, como o PDE, frequentemente é necessário estimar a contribuição energética das fontes não controláveis (eólica e solar fotovoltaica). 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. Nesse sentido, é importante que sejam publicados tanto a metodologia utilizada pela EPE quanto as séries, que estão disponibilizadas no site da EPE, com o maior nível de detalhamento possível.

Devido à quantidade de parques eólicos *onshore* instalados no Brasil, é conveniente dividir o país em regiões. Desde 2013, a EPE utilizava as regiões definidas na NT DEA 15/13 [18], que foi publicada quando o Sistema AMA possuía apenas 84 estações anemométricas. A partir deste estudo (desde sua primeira versão), foram utilizadas cerca de 455 estações do Sistema AMA para definição de regiões e sub-regiões, passando a ser a nova referência para os estudos da EPE.

Nas revisões anteriores desta Nota Técnica, já haviam sido atualizadas as séries de geração eólica offshore, os fatores de capacidade das eólicas *onshore* e a metodologia adotada nas séries de geração fotovoltaica. Adicionalmente, dado o rápido avanço tecnológico e comercial da geração fotovoltaica, a atual versão deste documento trouxe uma atualização para essa fonte, representando mais locais de interesse (inclusive para a tipologia flutuante) para aproveitamento do recurso solar e equipamentos mais recentes. Analogamente, foram atualizadas as séries de geração eólica *onshore*, considerando uma base de dados de medições anemométricas de maior extensão e aerogeradores mais atuais. As séries para offshore também foram atualizadas, considerando novos pontos e turbinas de 15 MW, ante 12 MW da versão anterior.

As considerações aqui apresentadas são dependentes da tecnologia utilizada nas fontes de geração, dos dados de vento e irradiação disponíveis e das localidades nas quais as fontes se desenvolvem. Assim, com o avanço das premissas e qualidade dos dados, esses estudos devem ser revisitados periodicamente.

9. REFERÊNCIAS

- [1] Eletrobras, "Plano Anual do PROINFA - PAP2020," 2019.
- [2] EPE, "Sistema de Acompanhamento de Empreendimentos Geradores de Energia Elétrica - AEGE".
- [3] E. B. Pereira, F. R. Martins, A. R. Gonçalves, R. S. Costa, F. L. Lima, R. Rüther, S. L. Abreu, G. M. Tiepolo, S. V. Pereira e J. G. Souza, "Atlas Brasileiro de Energia Solar.," São José dos Campos:, 2017.
- [4] M. E. S. Bastazini, "Comparação entre Diferentes Reanálises como Base de Dados para Estimativa da Produção Eólico-Elétrica.," 2018.
- [5] Global Modeling and Assimilation Office (GMAO), "Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications, Version 2," 2015.
- [6] ECMWF, "ERA5 hourly data on single levels from 1940 to present," [Online]. Available: <https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/dataset/reanalysis-era5-single-levels?tab=overview>. [Acesso em 26 08 2024].
- [7] National Renewable Energy Laboratory (NREL), "System Advisor Model™ Version 2021.12.02 (SAM™ 2021.12.02)".
- [8] EPE, "Projetos Fotovoltaicos nos Leilões De Energia: Análises dos leilões A-4 e A-6 de 2019.," 2020.
- [9] EPE, "Solar Fotovoltaica Flutuante: Aspectos Tecnológicos e Ambientais relevantes ao Planejamento.," 2020.
- [10] EPE, "Projetos Eólicos nos Leilões de Energia: Evolução dos Projetos Cadastrados e Suas Características Técnicas.," 2020.
- [11] EPE, "Roadmap Eólica Offshore Brasil.," 2020.
- [12] IBAMA, "Complexos eólicos offshore: Projetos com processos de licenciamento ambiental abertos no IBAMA. Disponível em: 20240507_Usinas_Eolicas_Offshore.pdf (www.gov.br), " 2024. [Online].
- [13] N. N. Davis et al., "The Global Wind Atlas: A high-resolution dataset of climatologies and associated web-based application.," *Bulletin of the American Meteorological Society*, 2023.
- [14] CPRM, "Batimetria - Visão Geral - Serviço Geológico do Brasil - SGB," NASA EOSDIS Land Processes Distributed Active Archive Center, 2024. [Online]. Available: <https://geoportal.sgb.gov.br/portal/home/item.html?id=8f817db2be6d47609803a553d5a3281c>. [Acesso em 27 08 2024].
- [15] Ministério dos Transportes, "Base Georreferenciada - Portuária," 2024.
- [16] V. Sohoni, S. C. Gupta e R. K. Nema, "A Critical Review on Wind Turbine Power Curve Modelling Techniques and Their Applications in Wind Based Energy Systems," 2016.
- [17] NREL, "NREL Turbine Archive," 2020.
- [18] EPE, "Plano Decenal de Energia Expansão de Energia.," 2020.
- [19] EPE, "Caracterização do Recurso Eólico e Resultados Preliminares de sua Aplicação no Sistema Elétrico," 2013.