

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CAMPUS ARARANGUÁ
CENTRO DE CIÊNCIAS, TECNOLOGIAS E SAÚDE
DEPARTAMENTO DE ENERGIA E SUSTENTABILIDADE
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ENERGIA

Mateus Straub Gomes

**ANÁLISE DA COMPLEMENTARIDADE ENERGÉTICA DE USINAS HÍBRIDAS
EÓLICO-FOTOVOLTAICAS NA REGIÃO NORDESTE DO BRASIL**

Araranguá

2021

Mateus Straub Gomes

**ANÁLISE DA COMPLEMENTARIDADE ENERGÉTICA DE USINAS HÍBRIDAS
EÓLICO-FOTOVOLTAICAS NA REGIÃO NORDESTE DO BRASIL**

Trabalho Conclusão do Curso de Graduação em Engenharia de Energia do Centro de Energia e Sustentabilidade da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Energia
Orientador: Prof. Giuliano Arns Rampinelli, Dr. em Eng. Mecânica.

Araranguá

2021

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor, através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC

Gomes, Mateus Straub
Análise da complementaridade energética de usinas híbridas eólico-fotovoltaicas na região nordeste do Brasil / Mateus Straub Gomes ; orientador, Giuliano Arns Rampinelli, 2021.
55 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) - Universidade Federal de Santa Catarina, Campus Araranguá, Graduação em Engenharia de Energia, Araranguá, 2021.

Inclui referências.

1. Engenharia de Energia. 2. Usinas híbridas eólico fotovoltaicas . 3. Sistemas fotovoltaicos com e sem rastreador. 4. Armazenamento de energia. I. Rampinelli, Giuliano Arns . II. Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia de Energia. III. Título.

Mateus Straub Gomes

**ANÁLISE DA COMPLEMENTARIDADE ENERGÉTICA DE USINAS HÍBRIDAS
EÓLICO-FOTOVOLTAICAS NA REGIÃO NORDESTE DO BRASIL**

O presente Trabalho de Conclusão de Curso, do Curso de Engenharia de Energia, foi avaliado e aprovado pela banca examinadora composta pelos seguintes membros:

Prof. Dr. Giuliano Arns Rampinelli (Orientador)
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Dr. Leonardo Elizeire Bremermann
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Dr. Carla de Abreu D'Aquino
Universidade Federal de Santa Catarina

Certificamos que essa é a versão original e final do trabalho que foi julgado adequado para obtenção do título de Engenheiro/a de Energia.

Prof. Dr. Luciano Lopes Pfitscher
Coordenador do Curso

Prof. Dr. Giuliano Arns Rampinelli
Orientador

Mateus Straub Gomes
Autor

Araranguá, 27 de setembro de 2021

RESUMO

Este trabalho teve como objetivo analisar a complementariedade entre a geração eólica e fotovoltaica na região nordeste do Brasil, inferir sobre os sistemas de geração híbridos e avaliar a necessidade de armazenamento da energia elétrica gerada. Para realizar essas análises foram coletados dados reais de potência de 5 conjuntos eólicos em 5 cidades distintas na Bahia, um no Ceará e um no Rio Grande do Norte. Juntamente coletou-se dados reais de potência de um conjunto fotovoltaico com rastreador em um eixo em cada estado. Para ampliar as avaliações também se empregou o uso do software *System Advisor Model* (SAM) para simular sistemas fotovoltaicos de eixo fixo com a mesma potência nominal dos conjuntos fotovoltaicos reais. As análises são compostas por 3 etapas: (i) avaliar o perfil de geração eólica e fotovoltaica ao longo do período de dados coletados; (ii) avaliar a complementariedade horária entre as fontes através de gráficos e cálculos estatísticos como o coeficiente de correlação de Pearson (CCP); (iii) simular a necessidade de armazenamento nos conjuntos eólico-fotovoltaicos para um limite de escoamento equivalente a capacidade do conjunto eólico. Os resultados obtidos apresentam um perfil de geração eólico e fotovoltaico mensal previsível, semelhante em todos os estados ao longo dos anos analisados. O mês de maior variação para os conjuntos eólicos foi em janeiro para a Bahia, e em março para o Ceará e Rio Grande do Norte. O perfil fotovoltaico não apresentou muita variação, mantendo um fator de capacidade semelhante em todos os meses. Para a análise de complementariedade horária, os gráficos indicam um perfil de geração fotovoltaica máximo em horários próximos ao meio dia e maior geração eólica a noite nos estados da Bahia e Ceará. Entretanto, no Rio Grande do Norte os gráficos apresentaram um perfil de geração eólico e fotovoltaico crescente nos mesmos horários. O valor do CCP anual médio calculado foi da ordem de -0,43 no pior caso e de aproximadamente -0,72 no melhor caso para o estado da Bahia. O estado do Ceará resultou em uma complementariedade superior alcançando valores de -0,75 e -0,68. No Rio Grande do Norte, porém, os resultados indicaram um CCP positivo com valores de 0,48 e 0,45. Em todos os casos, a combinação com sistemas fotovoltaicos com rastreador em um eixo apresentaram um valor de CCP superior aos de eixo fixo. Para as simulações de armazenamento, os sistemas híbridos com participação fotovoltaica dominante obtiveram maiores necessidades de armazenamento de energia. Os sistemas fotovoltaicos com rastreador em um eixo também exerceram maior necessidade de armazenamento, com uma diferença média de 1,27%, com relação aos sistemas fotovoltaicos de eixo fixo.

Palavras-chave: Sistema eólico, Sistema fotovoltaico, Usinas híbridas, Complementariedade, Armazenamento de energia.

ABSTRACT

This work aims to analyze the complementarity between wind and photovoltaic generation in northeastern Brazil, infer about hybrid generation systems and assess the need for storage of generated electricity. To perform these analyses, real power data from 5 wind farms in 5 different cities in Bahia, one in Ceará and one in Rio Grande do Norte were collected. Real power data from a photovoltaic array with a tracker on one axis in each state were collected too. To expand the assessments, the System Advisor Model (SAM) software was also used to simulate fixed axis photovoltaic systems with the same nominal power as real photovoltaic sets. The analyzes consist of 3 steps: (i) evaluate the profile of wind and photovoltaic generation over the period of collected data; (ii) evaluate the hourly complementarity between sources through graphs and statistical calculations such as the Pearson correlation coefficient (CCP); (iii) simulate the need for storage in the wind-photovoltaic clusters for a flow limit equivalent to the capacity of the wind cluster. The results obtained show a predictable monthly wind and photovoltaic generation profile, similar in all states over the years analyzed. The month with the greatest variation for wind farms was in January for Bahia, and in March for Ceará and Rio Grande do Norte. The photovoltaic profile did not show much variation, maintaining a similar capacity factor every month. For the analysis of hourly complementarity, the graphs indicate a maximum photovoltaic generation profile at times close to midday and greater wind generation at night in the states of Bahia and Ceará. However, in Rio Grande do Norte the graphs showed a profile of wind and photovoltaic generation increasing at the same times. The calculated mean annual CCP value was around -0.43 in the worst case and approximately -0.72 in the best case for the state of Bahia. The state of Ceará resulted in a higher complementarity, reaching values of -0.75 and -0.68. In Rio Grande do Norte, however, the results indicated a positive CCP with values of 0.48 and 0.45. In all cases, the combination with photovoltaic systems with tracker on one axis had a higher CCP value than those with fixed axis. For the storage simulations, hybrid systems with dominant photovoltaic participation had higher energy storage needs. Single-axis tracked photovoltaic systems also had a greater need for storage, with an average difference of 1.27%, in relation to fixed axis photovoltaic systems.

Keywords: Wind system, Photovoltaic system, Hybrid plants, Complementarity, Energy storage.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Consumo final de energia por fonte (PDE 2030).....	15
Figura 2: Evolução da Capacidade Instalada Existente e Contratada do SIN (PDE 2030).....	16
Figura 3: Evolução da capacidade instalada em MW (Aneel/ABEEólica, 2020).	16
Figura 4: Evolução da fonte solar fotovoltaica no Brasil (ANEEL/ABSOLAR, 2021).	17
Figura 5: Comparação entre a energia gerada por um sistema fixo e outro com seguidor solar (VALLDOREIX GREENPOWER, 2015).	19
Figura 6: Painéis com rastreador em 1 e 2 eixos (VALLDOREIX GREENPOWER, 2015)..	20
Figura 7: Média diária anual da irradiação solar global horizontal (INPE, 2017).....	21
Figura 8: Representação dos ventos no território brasileiro (CEPEL, 2001).....	22
Figura 9: Usinas Adjacentes (Nota Técnica nº EPE-DEE-NT-011/2018-r0, de 11/6/2018)...	24
Figura 10: Usinas Associadas (Nota Técnica nº EPE-DEE-NT-011/2018-r0, de 11/6/2018). 25	
Figura 11: Usinas Híbridas (Nota Técnica nº EPE-DEE-NT-011/2018-r0, de 11/6/2018)....	25
Figura 12: Portifólios Comerciais (Nota Técnica nº EPE-DEE-NT-011/2018-r0, de 11/6/2018).	26
Figura 13: Efeito do armazenamento por bombagem num cenário com 11% de produção eólica anual e 11% de produção solar anual (PAUL DENHOLM, 2015).	27
Figura 14: Instalações de armazenamento de energia acumulada em todo o mundo (BNEF, 2020).	28
Figura 15: Localização dos conjuntos eólicos e fotovoltaicos. Adaptado de (IBGE, 2021). ...	32
Figura 16: Potência média mensal eólica dos conjuntos Alvorada, Curva dos Ventos e Licínio de Almeida para o período de 2018 a 2020.....	36
Figura 17: Potência média mensal eólica dos conjuntos Campo Formoso e Pedra Branca para o período de 2018 a 2020.	36
Figura 18: Potência média mensal eólica dos conjuntos Santo Inácio (Ceará) e Alegria I (Rio Grande do Norte) para o período de 2018 a 2020.....	37
Figura 19: Fator de capacidade do conjunto Alvorada para os anos de 2016 a 2020.	38
Figura 20: Fator de capacidade do conjunto Campo Formoso para os anos de 2016 a 2020..	39
Figura 21: Fator de capacidade do conjunto Curva dos Ventos para os anos de 2016 a 2020.	39
Figura 22: Fator de capacidade do conjunto Licínio de Almeida para os anos de 2016 a 2020.	39
Figura 23: Fator de capacidade do conjunto Pedra Branca para os anos de 2016 a 2020.....	40
Figura 24: Fator de capacidade do conjunto Santo Inácio para os anos de 2018 a 2020.	40

Figura 25: Fator de capacidade do conjunto Alegria I para os anos de 2016 a 2020.....	40
Figura 26: Potência média mensal fotovoltaica dos conjuntos fotovoltaicos entre os anos de 2018 e 2020.	41
Figura 27: Fator de capacidade do conjunto Bom Jesus da Lapa para os anos de 2018 a 2020.	42
Figura 28: Fator de capacidade do conjunto Calcário para os anos de 2019 e 2020.	43
Figura 29: Fator de capacidade do conjunto Assú V para os anos de 2018 e 2020.....	43
Figura 30: Comparação de diferentes conjuntos eólicos com sistema fotovoltaico, fixo (simulado) e com rastreador (real), para o ano de 2020.	44
Figura 31: Comparação do conjunto eólico Santo Inácio com sistema fotovoltaico, fixo (simulado) e com rastreador (real), para o ano de 2020.	46
Figura 32: Comparação do conjunto eólico Alegria I com sistema fotovoltaico, fixo (simulado) e com rastreador (real), para o ano de 2020.	48

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Geração de energia elétrica e representatividade da fonte eólica (ABEEólica, 2020).	23
Tabela 2: Médias e desvios padrões da correlação da geração de diferentes células fotovoltaicas e geração eólica (Campos, 2020).....	30
Tabela 3: Lista dos conjuntos eólicos e fotovoltaicos selecionados com suas respectivas cidades e capacidade instalada (MW).	31
Tabela 4: Coeficiente de variação para a potência entre os anos de 2018 a 2020.	38
Tabela 5: Coeficiente de variação para a potência entre os anos de 2018 a 2020.	42
Tabela 6: Coeficiente de correlação de Pearson calculados no ano de 2020. A sigla ‘R’ representa o sistema fotovoltaico com rastreador em 1 eixo e a sigla ‘F’ o sistema fotovoltaico de eixo fixo.	45
Tabela 7: Coeficiente de correlação de Pearson para um dia médio de cada mês calculados no ano de 2020.....	47
Tabela 8: Coeficiente de correlação de Pearson para um dia médio de cada mês calculados no ano de 2020.....	49
Tabela 9: Participação fotovoltaica na combinação com os conjuntos eólicos para o ano de 2020.	49
Tabela 10: Porcentagem de energia armazenada em um dia médio no mês – Comparativo utilizando o sistema fotovoltaico com rastreador em 1 eixo.....	50
Tabela 11: Porcentagem de energia armazenada em um dia médio no mês – Comparativo utilizando o sistema fotovoltaico fixo.....	51

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica

CCP Coeficiente de Correlação de Pearson

CV Coeficiente de Variação

EPE Empresa de Pesquisa Energética

FC Fator de Capacidade

NREL National Renewable Energy Laboratories

ONS Operador Nacional do Sistema Elétrico

PDE Plano Decenal de Expansão de Energia

SAM System Advisor Model

SF Sistema Fotovoltaico

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	15
1.1	OBJETIVOS	18
1.1.1	Objetivo Geral.....	18
1.1.2	Objetivos Específicos.....	18
2	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	19
2.1	SISTEMAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	19
2.1.1	Sistema Fotovoltaico.....	19
2.1.2	Sistema Eólico.....	21
2.1.3	Sistemas Híbridos.....	23
2.2	ARMAZENAMENTO DE ENERGIA	27
2.3	COEFICIENTE DE CORRELAÇÃO DE PEARSON (CCP).....	29
3	METODOLOGIA	31
3.1	LOCAIS DE ESTUDO.....	31
3.2	SOFTWARE SYSTEM ADVISOR MODEL	33
3.3	ANÁLISE DOS DADOS DE GERAÇÃO EÓLICA E FOTOVOLTAICA.....	33
3.4	COMPLEMENTARIDADE HORÁRIA	34
3.5	ARMAZENAMENTO DE ENERGIA	35
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	36
4.1	ANÁLISE DOS DADOS DE USINAS EÓLICAS	36
4.2	ANÁLISE DOS DADOS de usinas FOTOVOLTAICaS.....	41
4.3	ANÁLISE GRÁFICA E CÁLCULOS DOS CCP'S.....	43
4.3.1	Bahia.....	44
4.3.2	Ceará	46
4.3.3	Rio Grande Do Norte.....	47
4.4	ARMAZENAMENTO	49
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	53

REFERÊNCIAS.....	54
-------------------------	-----------

1 INTRODUÇÃO

O ano de 2020 ficou marcado por incertezas devido à propagação da doença infecciosa Covid 19, causada pelo novo coronavírus SARS-CoV-2, que surgiu em dezembro de 2019 na cidade de Wuhan, China. Esse vírus impactou a economia no mundo inteiro devido à rápida propagação gerando uma pandemia, que por sua vez levou ao encarecimento de produtos e serviços. Embora o impacto causado pelo vírus seja alarmante ao redor do mundo todo, com o desenvolvimento da vacina é esperado que a partir do ano de 2022 haja uma melhor estabilidade (EPE, 2020) e, portanto, uma retomada mais gradual resultando em um crescimento econômico moderado.

Durante a retomada das atividades é importante analisar as tendências futuras para a economia e expansão energética. O plano decenal de energia 2030 (PDE), disponibilizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), mostra que há uma crescente eletrificação do país (figura 1). Com as crescentes preocupações climáticas, geradas, principalmente, pelo aumento do efeito estufa e aquecimento global, atitudes que visem a descarbonização e expansão das energias renováveis precisam ser implementadas.

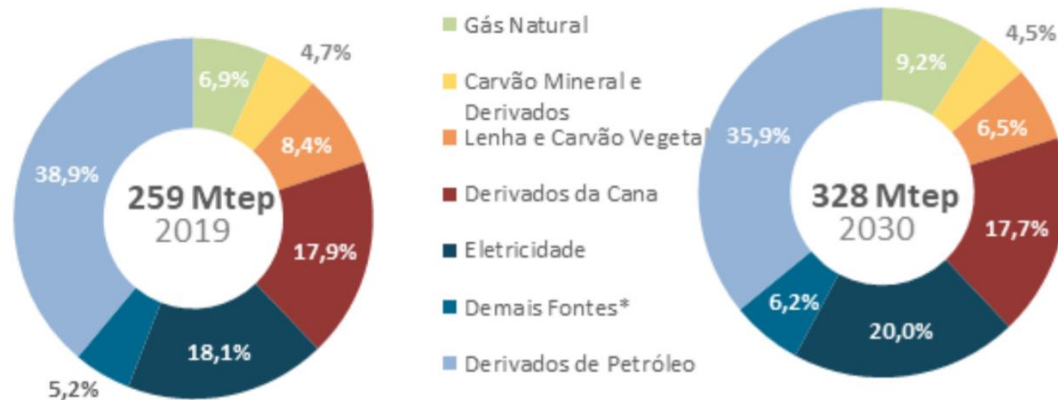


Figura 1: Consumo final de energia por fonte (PDE 2030).

O Brasil é um país com forte utilização de energias renováveis, possuindo uma grande dependência de usinas hidrelétricas. A grande dependência desta fonte de energia pode acarretar algumas desvantagens, pois deixa o país à mercê das características intermitentes das hidrelétricas, submetendo-se a riscos e problemas relacionados aos reservatórios. O PDE 2030 prevê um aumento significativo na contratação e demanda de energia elétrica por fontes eólicas e fotovoltaicas, principalmente na região nordeste, enquanto que as grandes usinas hidrelétricas permanecem estagnadas (figura 2).

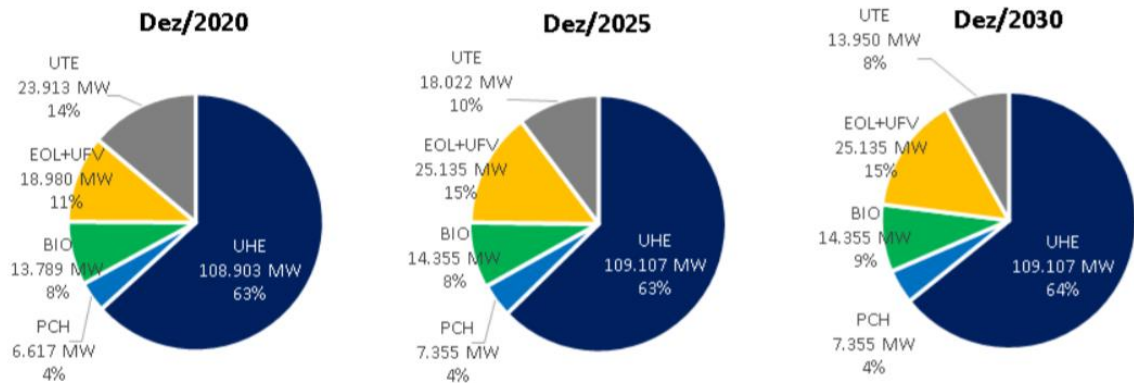


Figura 2: Evolução da Capacidade Instalada Existente e Contratada do SIN (PDE 2030).

Analisando os anos anteriores, segundo o boletim anual de geração eólica (ABEEÓLICA, 2020), em 2020 houve a instalação de 66 novos parques eólicos, sendo 23 na Bahia, 18 no Rio Grande do Norte, 15 no Piauí e 10 no Ceará. Em comparação ao ano anterior, 2019, houve um aumento em 1,8% na energia eólica produzida. A figura 3 apresenta o crescimento da energia eólica entre 2012 e 2020.

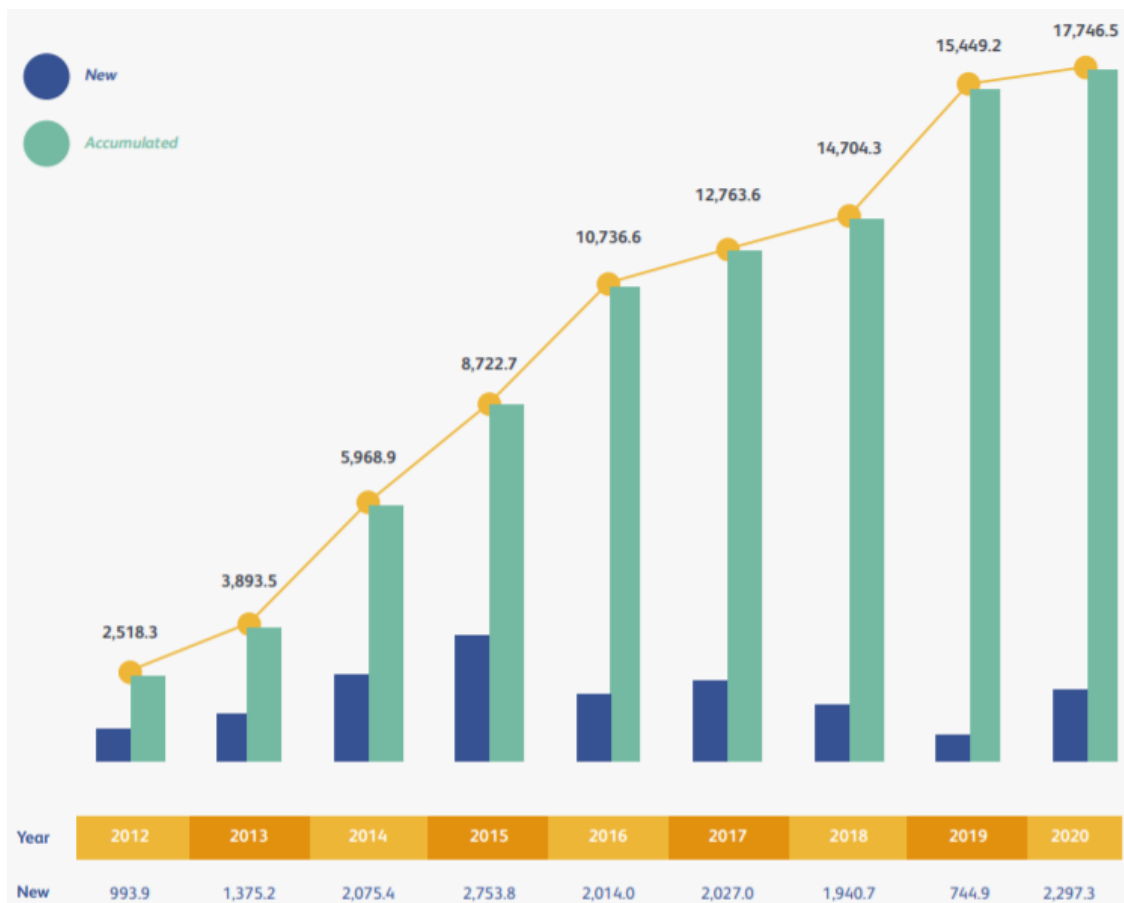


Figura 3: Evolução da capacidade instalada em MW (Aneel/ABEEólica, 2020).

Para a energia solar fotovoltaica também houve um grande crescimento na geração, tanto na forma distribuída como centralizada, apresentadas na figura 4.

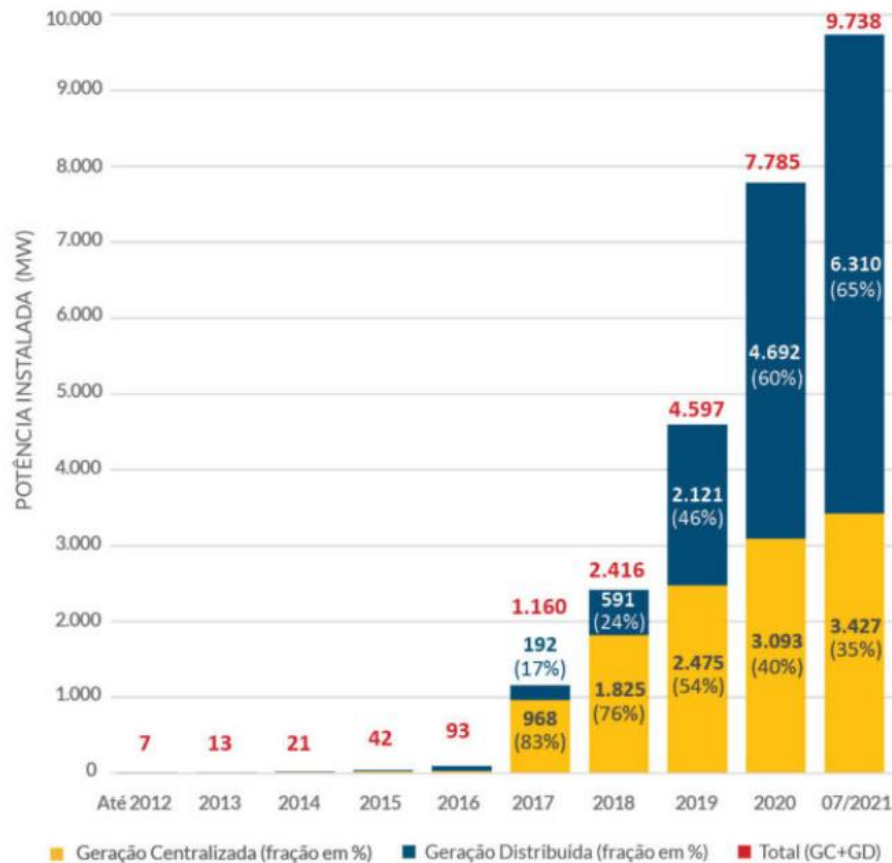


Figura 4: Evolução da fonte solar fotovoltaica no Brasil (ANEEL/ABSOLAR, 2021).

Com relação a geração centralizada, Minas Gerais é o estado que mais possui geração total por fonte solar, porém grande parte das usinas ainda não teve sua construção iniciada. Sendo Bahia e Piauí os estados que apresentam maiores quantidade de usinas em operação.

Um dos problemas que deve ser considerado na utilização de energias renováveis está relacionado a suas características intermitentes, já que os recursos naturais não são disponibilizados continuamente, sendo geradores de energia apenas quando as condições ambientais se encontram favoráveis. Uma forma de contornar esse problema é a combinação de várias fontes de energias renováveis, conhecido como a hibridização das fontes de energia. O objetivo dessa técnica é fazer com que distintas fontes se complementem na geração, ou seja, quando uma das fontes está em um período não favorável à geração, a outra se encontra em

pleno funcionamento mantendo uma geração constante. Para que isso ocorra com boa eficiência torna-se necessário a análise de diferentes fontes a fim de obter os sistemas que melhor se complementam.

Como as usinas eólicas e fotovoltaicas apresentam uma crescente expansão, este trabalho foca em analisar a complementaridade das usinas eólico-fotovoltaicas. Avaliando se ambas as fontes de energia apresentam características de complementaridade mensal e horária.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo Geral

Este trabalho tem por objetivo analisar a complementaridade energética entre as fontes de geração eólica e fotovoltaica, com e sem rastreador, na região nordeste, focando no estado da Bahia, para inferir sobre o potencial de usinas híbridas na região. Assim serão utilizados dados de potência reais de conjuntos eólicos e fotovoltaicos, além de realizar simulações em software para abranger mais características da complementaridade.

1.1.2 Objetivos Específicos

- Avaliar a previsibilidade do perfil de geração eólica e fotovoltaica ao longo do período de dados coletados.
- Analisar o efeito da complementaridade, através de gráficos e dados estatísticos, de alguns conjuntos eólicos e fotovoltaicos existentes nos estados da Bahia, Ceará e Rio Grande do Norte.
- Analisar como diferentes configurações de sistemas fotovoltaicos, com e sem rastreamento, afetam a complementaridade.
- Analisar a necessidade de armazenamento para melhor distribuir a energia gerada e também evitar perdas de geração.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 SISTEMAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Esse item descreverá brevemente o sistema de geração eólico, fotovoltaico e híbrido (eólico + fotovoltaico).

2.1.1 Sistema Fotovoltaico

Os módulos fotovoltaicos são equipamentos formados por materiais semicondutores, como o silício, que convertem a energia solar em energia elétrica através do efeito fotovoltaico (MONTEIRO, 2012). A geração de energia dependerá da radiação solar incidente, sendo necessário escolher a posição e localização onde serão instalados os módulos fotovoltaicos a fim de deixá-los com maior tempo de exposição à radiação e aumentar sua eficiência.

Com o objetivo de aumentar a energia solar disponível no plano do gerador fotovoltaico, os módulos fotovoltaicos podem apresentar diferentes configurações de instalação. Os sistemas que mantem o eixo fixo têm a vantagem de terem um custo inicial menor por não possuírem a necessidade de usar tecnologias mais complexas, além de terem uma manutenção mais simples. Entretanto, os sistemas que utilizam rastreador solar tem como vantagem a maior exposição aos raios solares, aumentando a geração de eletricidade com o mesmo espaço ocupado por um sistema fixo, sendo ideais para a otimização da área disponível. A geração obtida por ambas as configurações é ilustrada na figura 5.

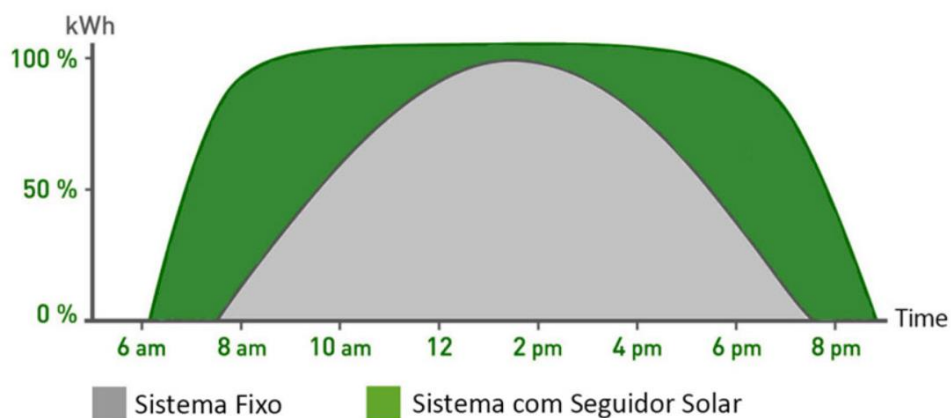


Figura 5: Comparação entre a energia gerada por um sistema fixo e outro com seguidor solar (VALLDOREIX GREENPOWER, 2015).

A figura 5 é uma representação da curva de geração de energia elétrica de um dia típico ensolarado. Nota-se que a energia entregue por uma usina com eixo fixo, representado em cinza, é caracterizada por uma curva gaussiana, indo até um ponto de geração máximo, próximo ao meio dia, e depois diminuindo gradualmente até o pôr do sol. Por outro lado, a curva de geração da usina com sistema com rastreador solar em um eixo possui um aspecto mais retangular, alcançando o máximo de geração já no início da exposição aos raios solares.

Economicamente, as usinas sem rastreamento possuem um custo inicial menor, mas a geração entregue por um sistema fotovoltaico com rastreador em um eixo pode compensar essa diferença resultando em uma quantidade maior de energia, podendo aumentar a receita em 40% em alguns casos (BLASZCZAK, 2017).

Os sistemas com rastreamento ainda podem se caracterizar por serem de rastreamento em um ou dois eixos. Os rastreadores de eixo único mantêm a posição do painel na direção norte-sul fixa, com uma inclinação típica do local, e rotacionam na direção de leste a oeste. Enquanto que os sistemas de rastreamento em dois eixos mesclam a movimentação nas duas direções. Os dois tipos de rastreadores são ilustrados na figura 6.

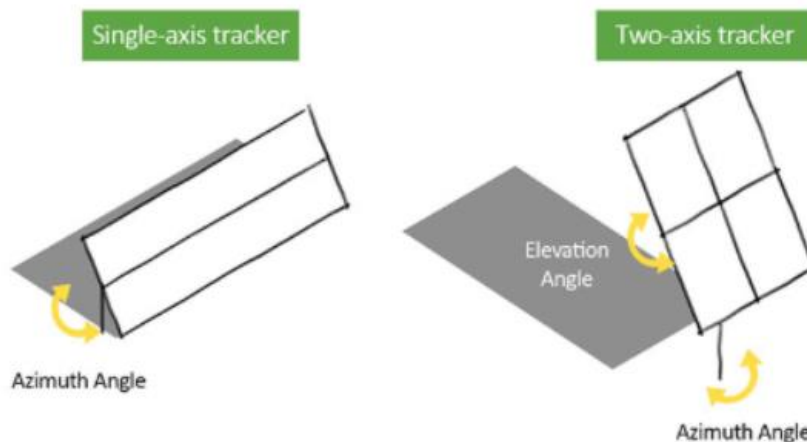


Figura 6: Painéis com rastreador em 1 e 2 eixos (VALLDOREIX GREENPOWER, 2015).

Com relação a localização para instalação de usinas fotovoltaicas o Brasil apresenta um grande potencial. A segunda edição do Atlas Brasileiros de Energia Solar, disponibilizada pelo INPE (2017), representado na figura 7, apresenta os índices de irradiação solar ao longo do território brasileiro em uma média diária anual.

Percebe-se que a maior quantidade de irradiação solar está concentrada na região nordeste, seguidas pela região centro-oeste e sudeste. A radiação solar sobre o território brasileiro é extremamente positiva para a prospecção da energia fotovoltaica. Em comparação

a Alemanha, por exemplo, que é um dos países com maior avanço no setor de energia solar no mundo, o local com menos radiação solar no Brasil ainda recebe 40% mais que o melhor local na Alemanha (CABRAL, 2013).

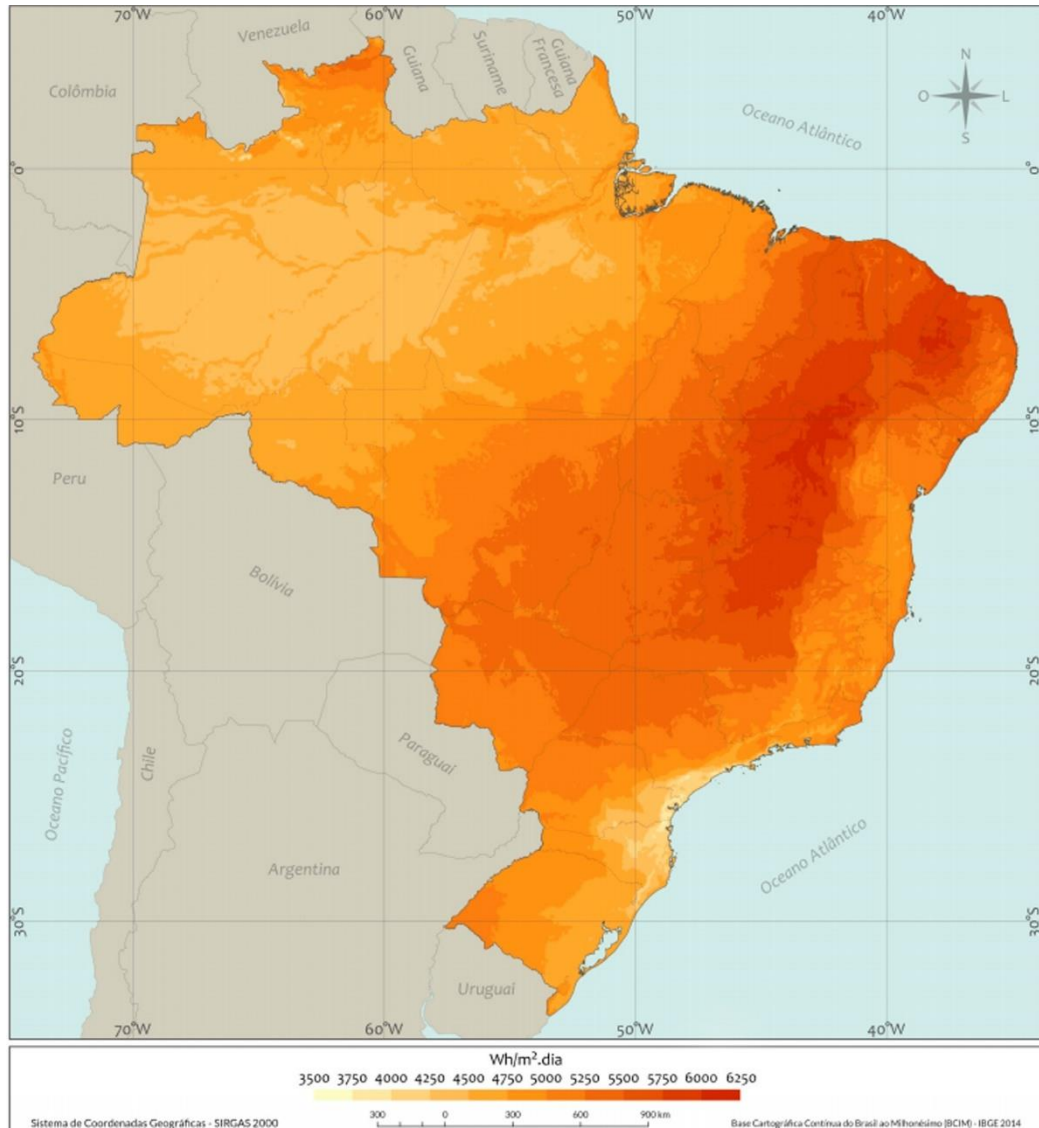


Figura 7: Média diária anual da irradiação solar global horizontal (INPE, 2017).

2.1.2 Sistema Eólico

A geração eólica consiste na utilização de aerogeradores para a conversão da energia cinética dos ventos em energia mecânica de rotação quando estes passam pela área varrida pelo rotor, a energia mecânica de rotação aciona um gerador de energia elétrica que transforma parte

da energia mecânica em energia elétrica. A potência gerada em watts, é expressa pela equação 2.1.

$$P = \frac{1}{2} n * C_p * \gamma * (\pi R^2) * v^3 \quad \text{Eq. (2.1)}$$

Onde ‘n’ é a eficiência do aerogerador, ‘C_p’ representa o coeficiente aerodinâmico de potência do rotor, ‘γ’ representa a massa específica do ar, ‘R’ é o raio do rotor da turbina e ‘v’ é a velocidade dos ventos (RÜNCOS, 2000). A geração eólica é fortemente baseada na velocidade do vento, variando com o cubo da velocidade. Entretanto a velocidade dos ventos não possui uma variação tão gradual como a radiação solar, sendo dependente de diversos fatores como topografia do local, altura e rugosidade do solo. A figura 8 apresenta o Atlas de Potencial Eólico Brasileiro (2001), indica os fluxos de ventos a uma altura de 50 metros.

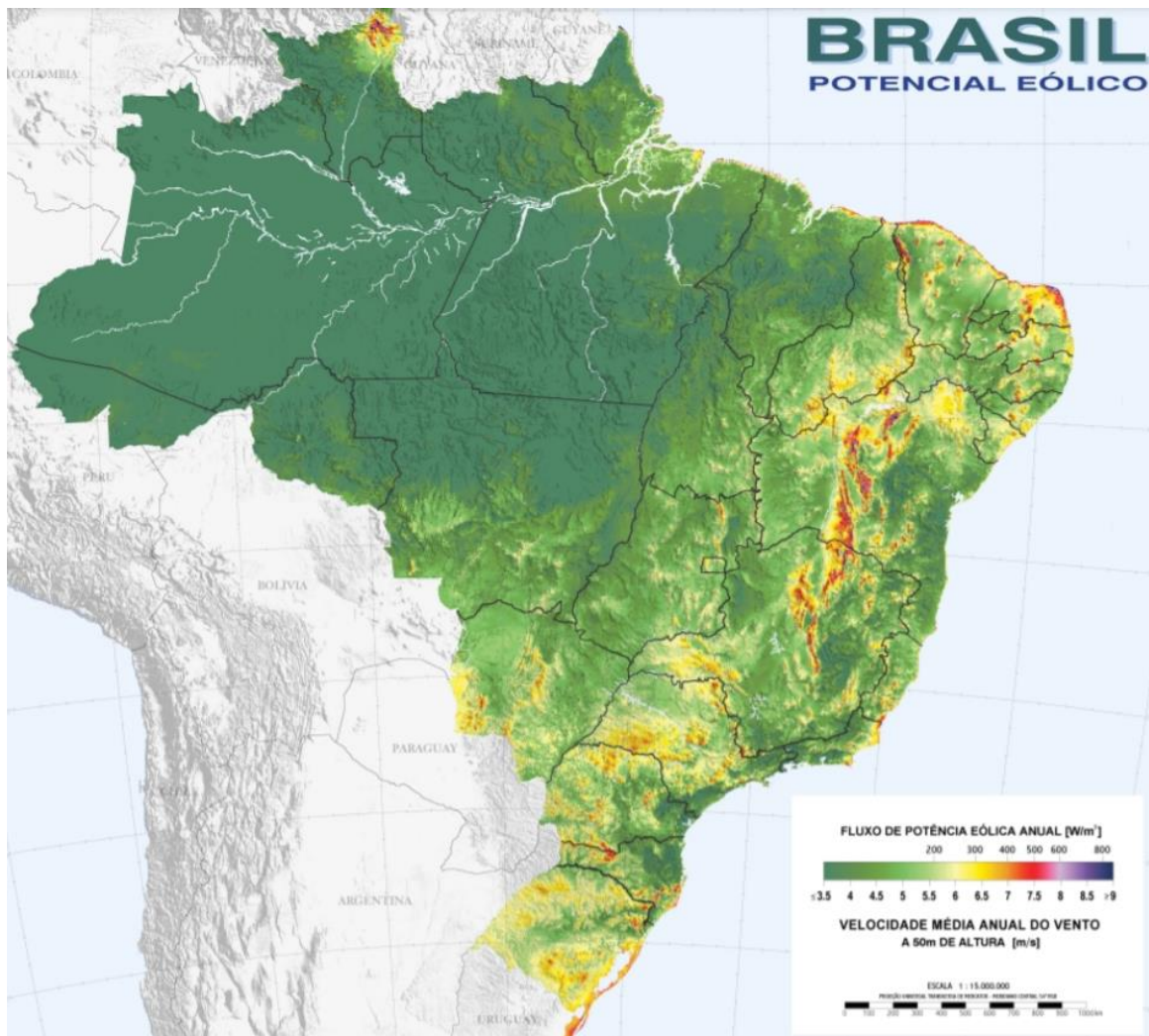


Figura 8: Representação dos ventos no território brasileiro (CEPEL, 2001).

Essas características tornam necessário o amplo estudo do local em que serão instalados os aerogeradores. O Brasil possui regiões onde a velocidade do vento é suficiente para gerar energia eólica em grande escala, representadas pela coloração avermelhada na figura 8. A região com melhores chances de aproveitamento eólico é a região nordeste (CEPEL, 2001), sendo a região Norte a menos favorecida. O litoral do Rio Grande do Sul e litoral norte do Rio de Janeiro também apresentam fluxos de ventos favoráveis ao aproveitamento eólico. O boletim de geração anual de 2020, disponibilizado pela ABEEólica (2020), relaciona a representatividade das fontes eólicas entre as regiões do Brasil, apresentados na tabela 1.

Tabela 1: Geração de energia elétrica e representatividade da fonte eólica (ABEEólica, 2020).

	2019		2020		% de Crescimento
	Geração (TWh)	Representatividade	Geração (TWh)	Representatividade	
Sudeste	0,06	0,1%	0,05	0,1%	-11%
Sul	5,62	10,3%	6,34	11,5%	13%
Nordeste	47,13	86,7%	47,08	85,6%	0%
Norte	1,55	2,9%	1,51	2,7%	-3%
Total	54,37	100%	54,98	100%	1,1%

A tabela 1 indica um crescimento das fontes de energia eólica entre os anos de 2019 e 2020, como também identifica que a região nordeste é, com grande folga, a líder no mercado, tendo uma representatividade acima de 80%.

2.1.3 Sistemas Híbridos

Usinas híbridas constituem a união de duas ou mais usinas de recursos diferentes, como por exemplo eólica e fotovoltaica. O objetivo de unir dois tipos de fontes de energia distintas é fazer melhor proveito da infraestrutura de conexão e transmissão, otimizando a geração ao ponto de reduzir a variabilidade diária e mensal das fontes (EPE, 2018). Embora tenham recebido mais destaque ultimamente, sistemas híbridos já foram estudados antigamente devido a promessa de trazerem maior eficiência que os sistemas baseados em uma única fonte de geração, ganhando certa relevância na crise do petróleo, entre 1973 e 1979, período no qual começou a se questionar a capacidade de gerar energia contínua através de métodos convencionais (SILVA, 2015). A partir do século XXI começou a fazer parte de vários países em planejamentos de expansão energética.

Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (2018), a definição de usinas híbridas não é clara pois existem várias formas de relacionar duas ou mais fontes de energia, sendo necessário fazer uma distinção para melhor avaliar os impactos e benefícios. A combinação de diferentes fontes pode ser enquadrada em algumas tipologias descritas abaixo:

- Usinas adjacentes ou tipo A: Caracterizadas por serem construídas próximas ou até compartilhando do mesmo terreno. Cada uma das usinas contrata uma capacidade da rede de acordo com sua potência instalada, economicamente viabiliza um melhor aproveitamento do espaço do terreno, mas não há compartilhamento de geração. Um exemplo desses arranjos são os parques eólicos associados a complexos fotovoltaicos, essa tipologia permite que seja feita a união dessas usinas tanto como um empreendimento novo como associação a uma usina já existente. Para este tipo de conjunto há a necessidade de cuidados com interferências causadas em uma usina pela outra, como exemplo o sombreamento nos módulos fotovoltaicos causados pelas torres eólicas, ou aumento da rugosidade do terreno causado pelos módulos fotovoltaicos que pode comprometer a velocidade dos ventos. Modelo apresentado na figura 9.

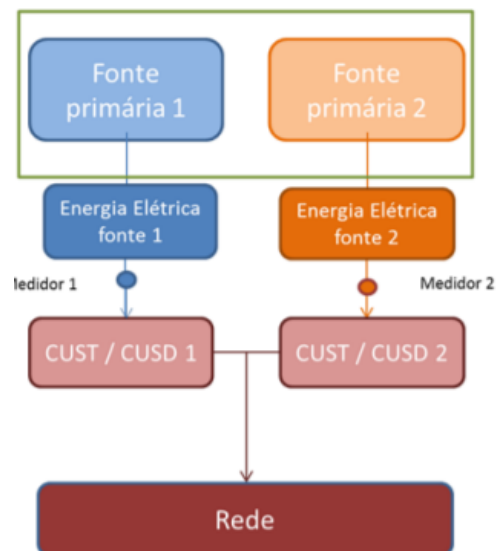


Figura 9: Usinas Adjacentes (Nota Técnica nº EPE-DEE-NT-011/2018-r0, de 11/6/2018).

- Usinas Associadas ou tipo B: Similares às usinas adjacentes, este tipo de conjunto apresenta, além do potencial compartilhamento de território, a contratação compartilhada da rede de distribuição ou transmissão, possibilitando que seja contratada uma capacidade menor que a soma das potências instaladas nas duas usinas, resultando em uma economia na rede. Entretanto este tipo de arranjo também pode ocasionar o *curtailment* ou corte de energia devido a geração exceder a capacidade da rede de absorve-la. Modelo apresentado na figura 10.

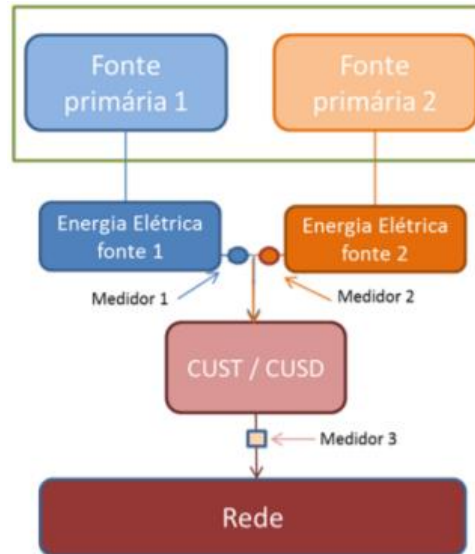


Figura 10: Usinas Associadas (Nota Técnica nº EPE-DEE-NT-011/2018-r0, de 11/6/2018).

- Usinas híbridas (tipo C): Mantem um laço mais forte que as anteriores, não sendo possível identificar qual fonte de geração produziu determinada quantidade de energia elétrica, pois as fontes se combinam no processo de produção. Essa tipologia ainda permite o uso combinado de equipamentos. Modelo apresentado na figura 11.

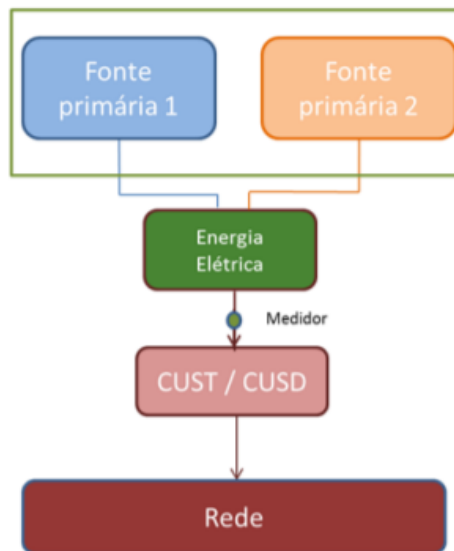


Figura 11: Usinas Híbridas (Nota Técnica nº EPE-DEE-NT-011/2018-r0, de 11/6/2018).

- Portifólios Comerciais ou tipo D: Diferente das tipologias anteriores, os portfólios comerciais não necessitam que as usinas compartilhem o terreno ou equipamento, nem que estejam próximas umas das outras. Essa configuração tem apenas relação comercial-contratual

servindo como diversificação de ativos, sendo que cada usina deve fazer o contrato individualmente com a rede. Modelo apresentado na figura 12.

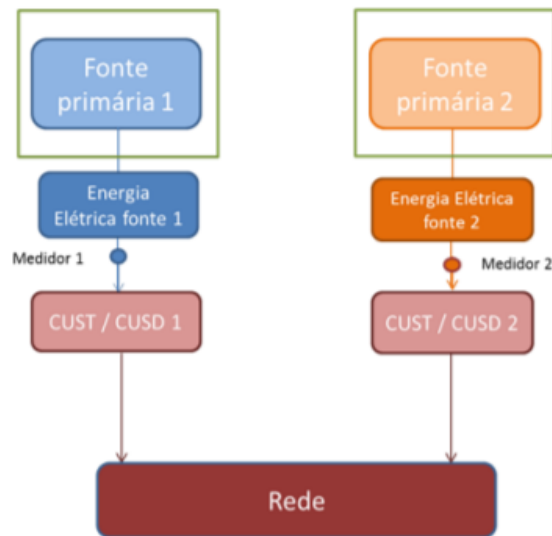


Figura 12: Portifólios Comerciais (Nota Técnica nº EPE-DEE-NT-011/2018-r0, de 11/6/2018).

Segundo a EPE (2018), as usinas híbridas apresentam algumas vantagens resultantes da complementaridade entre as fontes, por isso, torna-se necessário o estudo prévio para analisar a complementaridade entre diferentes fontes de geração a fim abranger maior eficiência. Dentre as vantagens, uma das mais conhecidas é a da otimização das linhas de transmissão e distribuição. Fontes de energias renováveis são conhecidas por terem intervalos de alta e baixa produtividade, energia solar, por exemplo, opera com alta produtividade em horários perto do meio dia, mas não é capaz de gerar energia durante a noite. Assim implementar uma ou mais fontes pode ajudar na complementaridade entre as fontes, diminuindo a ociosidade das linhas de transmissão e garantindo uma geração mais constante.

Outra vantagem que pode se mencionar na integração de duas ou mais usinas é o melhor uso do espaço/terreno de instalação dessas fontes, reduzindo gastos com espaço adicional (EPE, 2018). Essa vantagem não ocorre nos portfólios comerciais, visto que essa tipologia não requer compartilhamento de território pelas fontes. Para as usinas híbridas do tipo C, tem-se a vantagem do compartilhamento de equipamentos como o inversor, no caso de usinas eólicas-fotovoltaicas, possibilitando um maior controle sobre fator de capacidade e entrega de energia em horários específicos.

Existem alguns cuidados quando se projeta algumas combinações de usinas. Um dos problemas mais conhecidos que surge é o *curtailment*, que consiste no desperdício de energia. Isso ocorre quando a produção de energia pela usina ultrapassa a capacidade contratada das linhas de transmissão, ou seja, gera-se uma quantidade grande de energia elétrica que não pode ser comercializada, resultando em perdas para o empreendedor (EPE, 2018). Para o caso das usinas associadas, quanto maior for a diferença entre a soma das potências individuais das usinas e a potência máxima das linhas de transmissão, maior será o *curtailment*. Esse processo, no entanto, pode ser evitado ao se empregar sistemas de armazenamento. É recomendável que as usinas pertençam ao mesmo grupo econômico para ajustar o ponto ótimo de geração e avaliar essas perdas. Para o caso de usinas híbridas (tipo C), devido a combinação das fontes ocorrer antes da etapa da conversão em energia elétrica não é considerado a ocorrência do *curtailment*, e sim um sub aproveitamento dessas fontes, que poderia ser maior caso a capacidade ou potência de instalação não fosse limitante.

2.2 ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Os sistemas de armazenamento constituem métodos e tecnologias com o objetivo armazenar a energia elétrica para, posteriormente, garantir sua integração no sistema. Esse processo flexibiliza a produção e aumenta a segurança e eficiência do sistema elétrico pois ajuda na estabilização de tensões nas linhas de transmissão e distribuição bem como minimiza sobrecargas na rede. A figura 13 apresenta a implementação de um sistema de armazenamento.

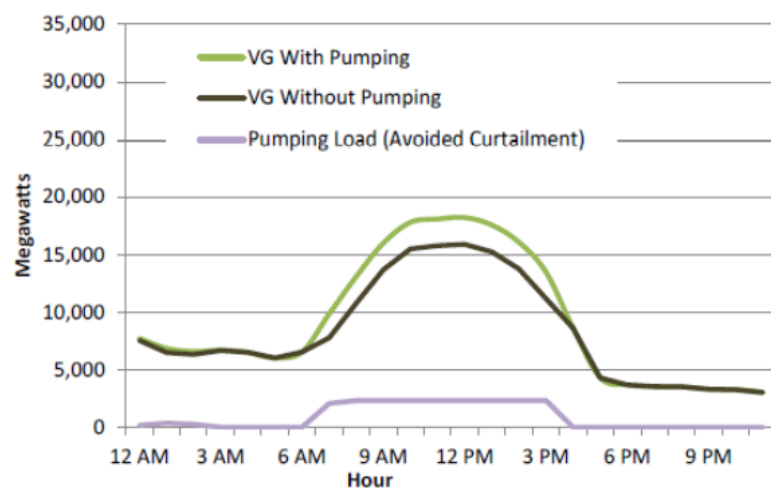


Figura 13: Efeito do armazenamento por bombagem num cenário com 11% de produção eólica anual e 11% de produção solar anual (PAUL DENHOLM, 2015).

A figura 13 demonstra o *curtailment* evitado ao empregar o uso de um sistema de armazenamento por bombagem, permitindo o maior aproveitamento da geração variável (VG). No entanto, o armazenamento de energia é um processo caro e que, normalmente, envolve a transformação da energia elétrica em outras formas, como mecânica ou química, para armazenamento. Atualmente existem diversas formas de armazenar energia, as baterias de íon de lítio, caracterizadas como baterias estacionárias, ganharam grande destaque nesse mercado devido a sua capacidade de armazenar grandes quantidades de energia, tendo como principal desvantagem o custo elevado. Entretanto, conforme desenvolvimento nas tecnologias de energia renováveis e veículos elétricos for crescendo, haverá uma maior demanda de sistemas de armazenamento de energia reduzindo os custos de produção (BNEF, 2020). A figura 14 apresenta a crescente demanda por sistemas de armazenamento de energia estacionário até o ano de 2040.

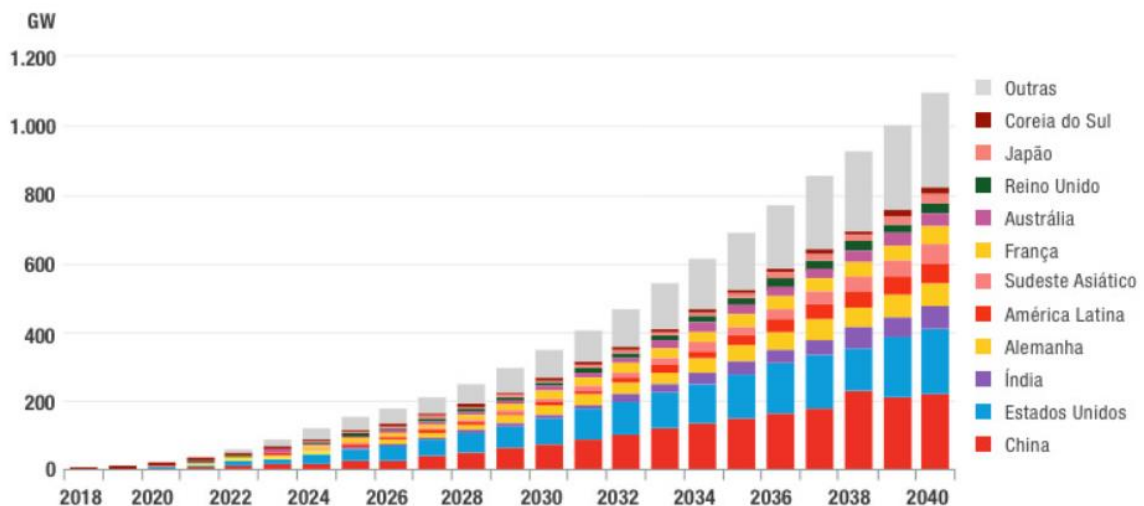


Figura 14: Instalações de armazenamento de energia acumulada em todo o mundo (BNEF, 2020).

É estimado uma demanda de 4.584 GWh para os sistemas de armazenamento estacionário e transporte elétrico até o ano de 2040 (BNEF, 2020), promovendo uma crescente redução nos preços por kW/h. O custo do armazenamento de energia teve uma redução de 85% entre os anos de 2010 e 2018 devido à crescente demanda no setor de bateria, a expectativa é de uma redução considerável até o ano de 2040, sendo estimado uma redução na metade do valor das baterias de íon de lítio por kW/h para 2030 (BNEF, 2020).

2.3 COEFICIENTE DE CORRELAÇÃO DE PEARSON (CCP)

O coeficiente de correlação de Pearson representa o grau de correlação linear entre duas variáveis, ou seja, descreve o comportamento de uma variável em relação a outra, podendo classificar essas variáveis como proporcionais, inversamente proporcionais ou independentes. O cálculo do CCP pode ser expresso pela fórmula apresentada na equação 2.2.

$$CCP = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} * \sqrt{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}} \quad \text{Eq. (2.2)}$$

Onde x_i e y_i representam os valores de x e y na i -ésima posição e \bar{x} e \bar{y} são as médias aritméticas das variáveis (Malawi Medical Journal, 2012). O resultado obtido pode variar de -1,0 a 1,0, o sinal indica a associação entre variáveis, enquanto o valor reflete o grau de força dessa relação. Pode-se imaginar 3 possíveis cenários neste caso:

- 1 – CCP = 1: Associação positiva, as variáveis são proporcionais;
- 2 – CCP = 0: Não há relação linear entre as variáveis;
- 3 – CCP = -1: Associação negativa, as variáveis são inversamente proporcionais.

Os valores extremos de 1,0 (independente do sinal) e 0 dificilmente são atingidos, sendo necessário interpretar os dados intermediários. Algumas faixas de valores sugerem o grau de relação entre as variáveis (Malawi Medical Journal, 2012).

- 0,9 ou mais indicada uma correlação muito forte;
- 0,7 a 0,9 indica uma correlação forte;
- 0,5 a 0,7 indica uma correlação moderada;
- 0,3 a 0,5 indica uma correlação fraca;
- 0 a 0,3 indica uma correlação desprezível.

Diferentes autores podem ter diferentes interpretações das faixas de valores, mas independentemente de como for, quanto mais próximo de 1,0 maior é a força de relação linear entre as duas variáveis. O coeficiente de correlação de Pearson pode auxiliar na identificação de regiões que possuem boas configurações para implementação de sistemas eficiente de energias renováveis, sendo utilizado em muitos estudos que buscam analisar a

complementaridade entre distintas fontes de energia (JURASZ, J. et al., 2020). No meio científico, a maioria dos trabalhos que busca analisar os efeitos da complementaridade entre duas ou mais fontes de energia o faz através das análises de recursos e não da geração propriamente dita. Nesse sentido, para usinas do tipo eólica-fotovoltaica, busca-se analisar a velocidade do vento ao longo do dia comparando-os com a oscilação da radiação solar.

No Brasil, algumas cidades do nordeste estão sob estudos de complementaridade entre as fontes eólica e fotovoltaica. Campos (2020) analisou a complementaridade eólica-fotovoltaica para a cidade de Brota de Macaúbas, Bahia. Para realizar esse estudo foi levantado uma análise dos recursos energéticos, como radiação e velocidade do vento no local. Através do cálculo do coeficiente de correlação de Pearson realizou-se a análise da complementaridade entre as duas fontes, Campus analisou o CCP para cada dia do ano, totalizando 365 CCP's. Os dados médios de cada mês são apresentados na tabela 2.

Tabela 2: Médias e desvios padrões da correlação da geração de diferentes células fotovoltaicas e geração eólica (Campos, 2020).

Mês	Média Seguidor	Desv. Padr. Seguidor	Média CdTe Fixo	Desv. Padr. CdTe Fixo	Média m-Si Fixo	Desv. Padr. m-Si Fixo
Jan	-0,61	34%	-0,62	33%	-0,62	33%
Fev	-0,44	65%	-0,45	60%	-0,45	61%
Mar	-0,40	59%	-0,43	44%	-0,42	43%
Abr	-0,54	29%	-0,55	28%	-0,54	28%
Mai	-0,51	51%	-0,54	50%	-0,54	49%
Jun	-0,51	59%	-0,51	61%	-0,51	61%
Jul	-0,52	53%	-0,53	54%	-0,53	54%
Ago	-0,63	22%	-0,63	24%	-0,63	24%
Set	-0,53	24%	-0,55	25%	-0,54	25%
Out	-0,53	27%	-0,57	26%	-0,56	25%
Nov	-0,42	78%	-0,40	78%	-0,40	77%
Dez	-0,43	63%	-0,44	68%	-0,42	65%
Média	-0,51	47%	-0,52	45%	-0,51	46%

Os dados revelam que a combinação entre as duas fontes nessa cidade apresenta uma associação negativa, crescendo e decrescendo em períodos diferentes, resultando em uma complementaridade média de -0,51. Esse valor pode ser interpretado como uma complementaridade moderada entre as fontes. Os CCP's médios não indicaram disparidade entre os sistemas fotovoltaicos fixo e com rastreador em um eixo.

3 METODOLOGIA

3.1 LOCAIS DE ESTUDO

Para realizar a análise da complementaridade entre a geração eólica e fotovoltaica foram selecionadas as regiões que possuem os melhores potenciais de geração para ambas as fontes. Assim, as análises foram feitas na região nordeste, focando no estado da Bahia, porém também estendeu as análises, de forma mais rasa, para os estados do Ceará e Rio Grande do Norte. Em cada estado foram coletados dados de potência de conjuntos eólicos e fotovoltaicos, cada conjunto contendo a participação de duas ou mais usinas na mesma cidade, além de dados de potência fotovoltaica de eixo fixo simulados. A localização e potência nominal dos conjuntos eólicos e fotovoltaicos selecionados, bem como as cidades utilizadas na simulação estão descritas na tabela 3 e as localizações aproximadas estão apresentadas na figura 15.

Tabela 3: Lista dos conjuntos eólicos e fotovoltaicos selecionados com suas respectivas cidades e capacidade instalada (MW).

	Conjunto Eólico	SF Rastreador	SF Fixo (Simulado)
Bahia	Alvorada (Caetitê) 38,4 MW		
	Campo Formoso (Campo Formoso) 180 MW		
	Curva dos Ventos (Igaporã) 56,4 MW	Bom Jesus da Lapa 60 MW	Bom Jesus da Lapa 60 MW
	Licínio de Almeida (Guanambi) 73,6 MW		
	Pedra Branca (Santo Sé) 247,45 MW		
Ceará	Santo Inácio (Icapuí) 98,7 MW	Calcário (Quixeré) 132 MW	Fortaleza (Ceará) 132 MW
Rio Grande do Norte	Alegria I (Guamaré) 51 MW	Assú V (Açu) 34 MW	Recife (Pernambuco) 34 MW



Figura 15: Localização dos conjuntos eólicos e fotovoltaicos. Adaptado de (IBGE, 2021).

Sendo o estado da Bahia o principal estado em análise, selecionou-se 5 conjuntos eólicos com dados de potência iguais ou superiores a 3 anos. No estado do Ceará e do Rio Grande do Norte selecionou-se apenas um conjunto fotovoltaico e um eólico, dando mais critério para aproximação entre os conjuntos. Com relação aos conjuntos fotovoltaicos, selecionou-se um em cada estado, contendo dados de potência superiores a 2 anos.

Através da tabela 3, percebe-se que nos estados do Ceará e Rio Grande do Norte a localização do conjunto fotovoltaico real, com rastreador em um eixo, difere da localização para a simulação do sistema fotovoltaico de eixo fixo. Como o software não tem todas as localizações disponíveis e a distribuição da radiação solar é mais gradual e constante na região nordeste considera-se que essas distâncias não vão ocasionar grandes impactos nas análises realizadas.

3.2 SOFTWARE SYSTEM ADVISOR MODEL

Para as modelagens e simulações do sistema fotovoltaico utilizou-se do software *system advisor model* (SAM). Esse software é gratuito e disponibilizado pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) com o objetivo de auxiliar na simulação de projetos de energias renováveis. Com o uso do software SAM alguns dados devem ser especificados para realizar as simulações. Um desses dados se refere a localidade do sistema e foram especificadas na tabela 3. O restante das configurações consiste em descrever a configuração do sistema fotovoltaico como: modelo de inversor, tipo de módulo e alguns ângulos. Essas configurações mantiveram-se constante em todas as análises, variando apenas a localização e potência do sistema fotovoltaico.

- Módulo: CS6U – 360P de silício policristalino, da fabricante Canadian Solar;
- Inversor: ABB-Ultra-1100-T1-OUTD 4, de 1 MW;
- Azimute: 0° ou direção Norte;
- Ângulo de Inclinação: selecionado como a latitude do local.

O arranjo do sistema foi modificado para obter a mesma potência do conjunto fotovoltaico real de cada estado. É importante ressaltar que o software também permite configurar o sistema de sombreamento e perdas por transmissão, dentre outras configurações. Esses dados não foram alterados ou especificados, sendo adotados o valor padrão atribuído pelo próprio software, visto que é considerado que essas perdas sejam mínimas e não relevantes para o caso em análise.

3.3 ANÁLISE DOS DADOS DE GERAÇÃO EÓLICA E FOTOVOLTAICA

Uma das análises realizadas neste trabalho é a medição da previsibilidade da geração eólica e fotovoltaica, por meio de gráficos, a fim de identificar se o comportamento médio mensal da potência mantém-se coeso com o passar dos anos. Para isso foi realizada a análise do perfil de potência das médias mensais ao longo dos períodos de dados coletados.

O comportamento da potência, tanto eólica como fotovoltaica, também será avaliada matematicamente, realizou-se essa análise através do cálculo do coeficiente de variação (CV), apresentado na equação 3.1. O coeficiente de variação pode ser utilizado para se obter uma

melhor interpretação da variação dos dados. Através do CV pode-se conhecer a dispersão dos valores relativos ao seu valor médio.

$$CV = \frac{S}{X} \quad \text{Eq. (3.1)}$$

Onde S representa o desvio padrão e X é a média dos dados coletados. Quanto menor for o valor do CV menor é o impacto do desvio padrão na média dos dados e, portanto, mais homogêneos serão os valores. Pode-se caracterizar a dispersão dos dados através de uma faixa de valores.

- $CV \leq 0,15$: Dados homogêneos;
- $0,15 < CV \leq 0,30$: Dispersão média;
- $CV > 0,30$: Alta dispersão.

Outro parâmetro analisado no comportamento da geração eólica e fotovoltaica é o seu fator de capacidade (FC), expresso na equação 3.2, permitindo-se comparar a geração de todos os conjuntos, independente da diferença de potência entre cada um deles, além de facilitar a visualização dos meses de maior geração.

$$FC = \frac{E}{P_{instalada} * t} \quad \text{Eq. (3.2)}$$

Onde 'E' representa a energia gerada durante um intervalo de tempo 't' e o valor de 'P' corresponde a potência instalada. Sendo os valores médios registrados para o ano de 2020, descritos na tabela X. De acordo com o boletim de geração anual da ABEEólica (2020), os dados médios de FC para energia eólica ficaram em valores de 43,6% para Bahia, 36,4% para o Ceará e 40,4% para o Rio Grande do Norte. Com relação a energia solar fotovoltaica, o boletim de mensal de geração solar da ONS (2020) apresenta dados médios de FC em valores de 24,7% para Bahia, 23,71 para Ceará e 24,87 para o Rio Grande do Norte.

3.4 COMPLEMENTARIDADE HORÁRIA

Para avaliar a complementaridade horária, gerou-se gráficos comparativos entre as fontes de energia, exibindo a potência média dos conjuntos em cada hora do dia. Essas análises

auxiliam a identificar se as curvas de potência das distintas fontes têm um perfil de complementariedade. Essas análises serão realizadas a partir de gráficos com curvas de potência média horaria, avaliando o perfil anual de geração.

Para auxiliar as análises de complementariedade horária também se utilizou de dados estatísticos. Esses valores são obtidos através do cálculo do coeficiente de correlação de Pearson, apresentado na equação 2.2, onde os valores de x e y referem-se aos dados de potência horaria dos conjuntos eólico e fotovoltaico. O valor do coeficiente é um valor entre -1,0 e 1,0, sendo que se o valor obtido for negativo indicará uma possível complementariedade entre as fontes. Caso o valor alcance resultado positivo a combinação das fontes não é indicada no objetivo de complementariedade. O CCP foi calculado com base nos dados de potência horário para o ano de 2020, através da combinação dos conjuntos eólicos com os dois tipos de sistema fotovoltaico, com e sem rastreador.

3.5 ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Para analisar a quantidade de armazenamento de energia necessária, a potência dos dois conjuntos, eólico e fotovoltaico, foram somadas em cada hora do dia. A soma das potências em cada hora do dia das duas fontes de energia pode ser compreendida como simulação de um empreendimento híbrido, onde será considerado que ambos ocupam o mesmo espaço.

Assim, realizou-se simulações de armazenamento entre o conjunto fotovoltaico de Bom Jesus da Lapa com os 5 conjuntos eólicos da Bahia, entre o conjunto fotovoltaico Calcário e o conjunto eólico Santo Inácio para o Ceará e entre o conjunto fotovoltaico Assú V e o conjunto eólico Alegria I para o Rio Grande do Norte.

Assumiu-se que a potência de ambos os conjuntos não poderia exceder o limite máximo de escoamento equivalente a capacidade instalada no conjunto eólico, apresentadas na tabela 3. Assim, toda quantia que passar o limite de escoamento será armazenada. Essas medições foram feitas utilizando a potência média horária de cada conjunto para o ano de 2020.

Essa análise permitirá observar o impacto que diferentes configurações fotovoltaicas, com e sem rastreamento, podem exercer na necessidade de armazenamento de energia elétrica para um sistema híbrido eólico-fotovoltaico. Os conjuntos eólicos possuem potência nominal diferentes uns dos outros. Assim, a combinação com os sistemas fotovoltaicos representará diferentes proporções da participação fotovoltaico no sistema híbrido. Isso permite observar como essas diferentes participações fotovoltaicas vão impactar o armazenamento.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 ANÁLISE DOS DADOS DE USINAS EÓLICAS

Esse tópico tem o objetivo de analisar se os sistemas eólicos e fotovoltaicos apresentam um perfil de geração previsível, se repetindo com o passar dos anos. As médias de potência mensais dos conjuntos eólicos são apresentados nas figuras 16 e 17 para o estado da Bahia e 18 para os estados do Ceará e Rio Grande do Norte, representando a variação ao longo de 3 anos (2018 a 2020).

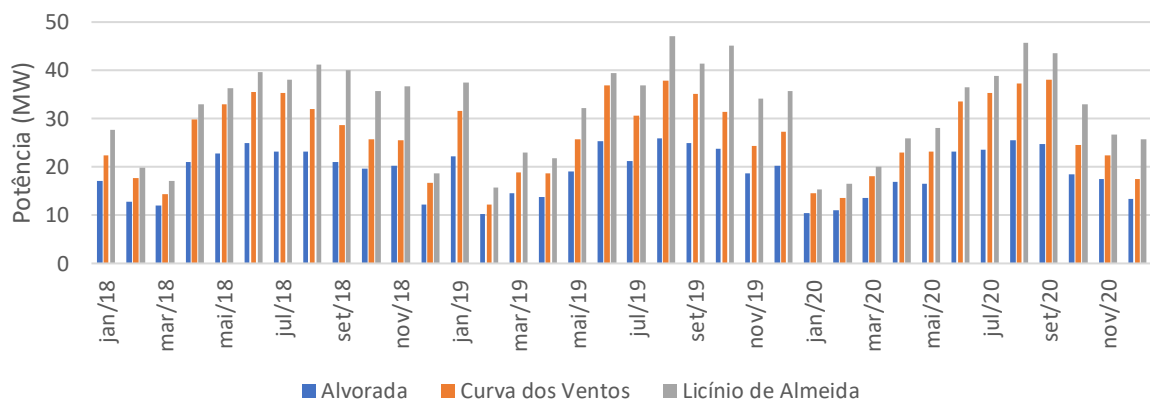


Figura 16: Potência média mensal eólica dos conjuntos Alvorada, Curva dos Ventos e Licínio de Almeida para o período de 2018 a 2020.

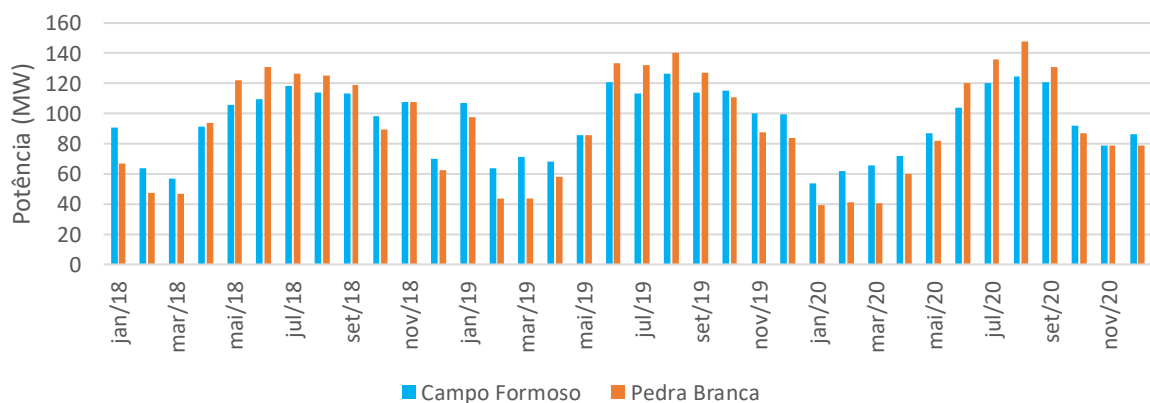


Figura 17: Potência média mensal eólica dos conjuntos Campo Formoso e Pedra Branca para o período de 2018 a 2020.

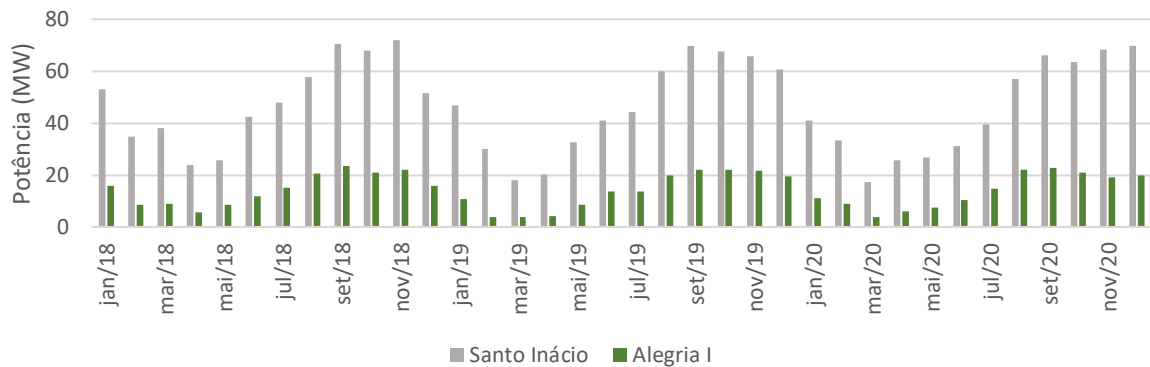


Figura 18: Potência média mensal eólica dos conjuntos Santo Inácio (Ceará) e Alegria I (Rio Grande do Norte) para o período de 2018 a 2020.

Através das figuras 16 e 17 percebe-se que o comportamento da potência eólica segue um perfil semelhante em todos os conjuntos selecionados na Bahia, apresentando um crescimento na geração de energia elétrica no meio do ano, entre os meses de maio a setembro, e uma redução nos períodos iniciais de cada ano, entre os meses de fevereiro a abril. Para os conjuntos eólicos do estado da Bahia, o mês de janeiro apresenta uma grande dispersão dos dados, em 2019 quase todos os conjuntos apresentaram elevados valores de potência, enquanto em 2020 esse período corresponde a um dos menores valores potências dentre os 3 anos analisados.

Na figura 18, os conjuntos Santo Inácio e Alegria I apresentam uma elevação na potência nos períodos mais próximos ao final do ano, entre os meses de agosto a dezembro, enquanto os meses de fevereiro a junho apresentam os valores mais inferiores. Embora os períodos de maior potência se diferenciam entre o estado da Bahia e os estados do Ceará e Rio Grande do Norte, em todos os casos o comportamento aparenta se repetir ao longo dos anos analisados, indicando um perfil de geração previsível.

Aliado as análises gráficas também podem-se verificar o coeficiente de variação (CV), apresentado na equação 3.1, a fim de observar o impacto do desvio padrão na média de dos valores de potência, apresentada na tabela 4. Calculou-se o CV para cada mês ao longo de 3 anos. Observa-se que, no mês de janeiro, o coeficiente de variação alcançou valores ao redor de 0,30 em alguns conjuntos eólicos da Bahia, indicando uma grande dispersão da potência nesse período, como observado nas figuras 16 e 17. Para os conjuntos Santo Inácio e Alegria I, o mês de março apresentou as maiores dispersões nos dados de potência. Os meses de junho a

novembro foram os que apresentaram o menor CV para todos os conjuntos, com valores iguais ou inferiores a 0,15, indicando uma homogeneidade nos dados.

Tabela 4: Coeficiente de variação para a potência entre os anos de 2018 a 2020.

	Alvorada	Campo Formoso	Curva dos Ventos	Licínio de Almeida	Pedra Branca	Santo Inácio	Alegria I
Janeiro	0,29	0,27	0,31	0,34	0,35	0,10	0,20
Fevereiro	0,10	0,01	0,16	0,10	0,06	0,06	0,34
Março	0,08	0,09	0,12	0,12	0,06	0,39	0,45
Abril	0,17	0,13	0,19	0,17	0,23	0,10	0,13
Mai	0,13	0,10	0,15	0,10	0,19	0,11	0,07
Junho	0,04	0,06	0,04	0,04	0,04	0,13	0,11
Julho	0,04	0,03	0,06	0,02	0,03	0,08	0,04
Agosto	0,05	0,05	0,07	0,06	0,07	0,02	0,04
Setembro	0,08	0,03	0,12	0,03	0,04	0,03	0,02
Outubro	0,11	0,10	0,11	0,14	0,11	0,03	0,02
Novembro	0,06	0,13	0,05	0,13	0,13	0,04	0,06
Dezembro	0,23	0,14	0,23	0,26	0,12	0,12	0,09
Média	0,11	0,09	0,14	0,13	0,12	0,10	0,13

A variação do fator de capacidade (FC) também pode auxiliar na visualização do perfil da geração de energia elétrica. As figuras 19 a 25 apresentam a variação do FC de cada mês para cada conjunto eólico, a maioria com dados de 5 anos. O padrão dos dados aparenta seguir o coeficiente de variação, o mês de janeiro apresenta a maior variação no fator de capacidade para todos os conjuntos eólicos da Bahia, reforçando os resultados apresentados no coeficiente de variação da tabela 4. O valor do FC variou entre 20%, nos meses iniciais e finais do ano, abaixo da média (43,6%), para valores superiores a 60% mais ao meio do ano, acima da média.

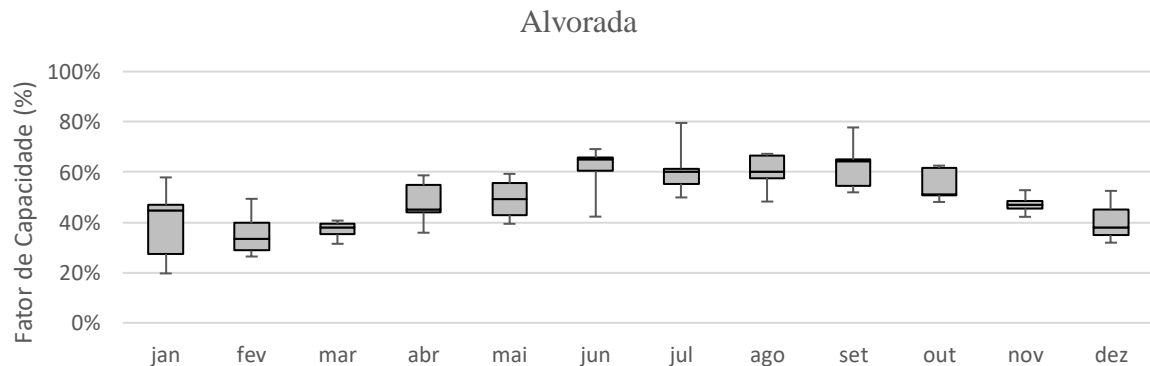


Figura 19: Fator de capacidade do conjunto Alvorada para os anos de 2016 a 2020.

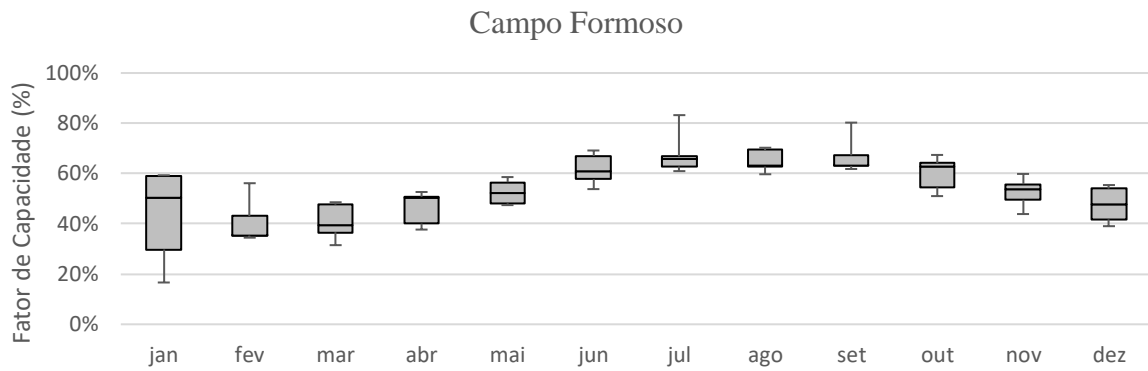


Figura 20: Fator de capacidade do conjunto Campo Formoso para os anos de 2016 a 2020.

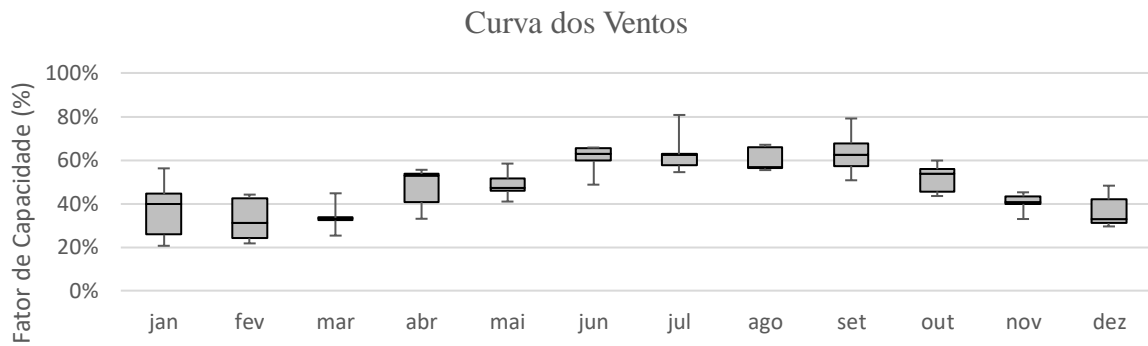


Figura 21: Fator de capacidade do conjunto Curva dos Ventos para os anos de 2016 a 2020.

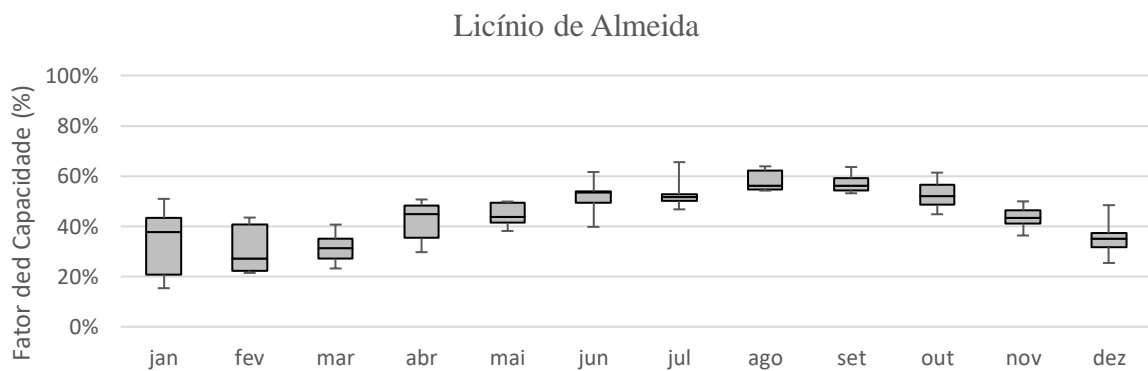


Figura 22: Fator de capacidade do conjunto Licínio de Almeida para os anos de 2016 a 2020.

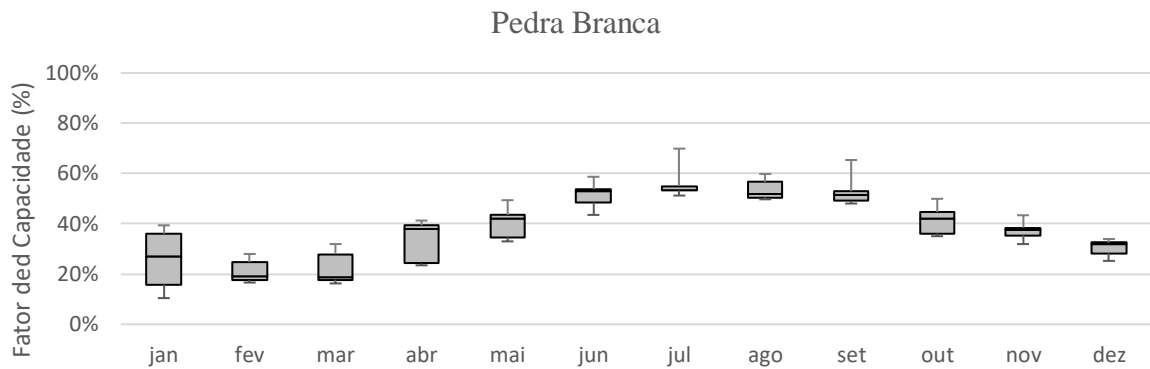


Figura 23: Fator de capacidade do conjunto Pedra Branca para os anos de 2016 a 2020.

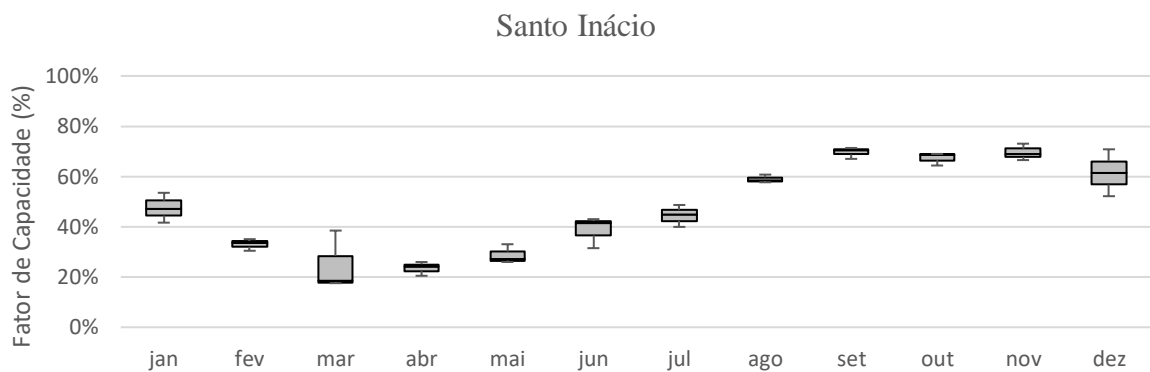


Figura 24: Fator de capacidade do conjunto Santo Inácio para os anos de 2018 a 2020.

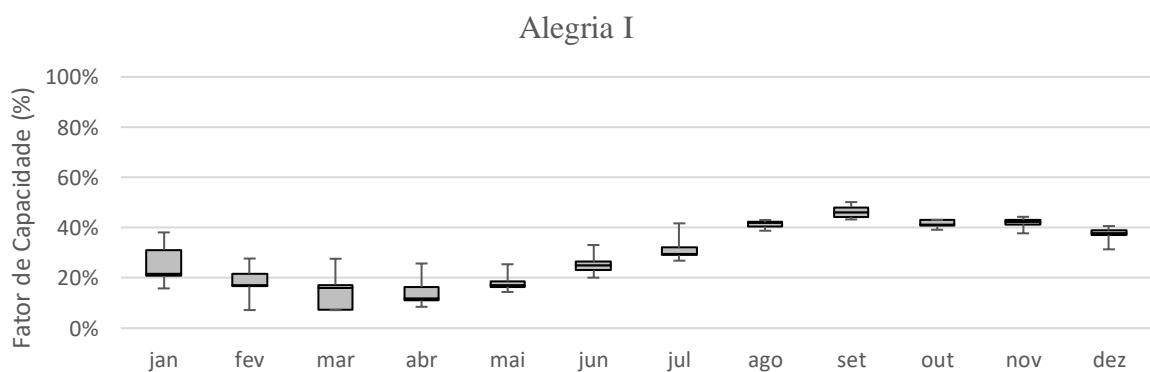


Figura 25: Fator de capacidade do conjunto Alegria I para os anos de 2016 a 2020.

Os conjuntos eólicos Santo Inácio e Alegria I possuem fator de capacidade mais concentrados e não possuem a dispersão acentuada no mês de janeiro como na Bahia, tendo maior dispersão em março como apresentado na tabela 4. Para o conjunto do Ceará, os valores de FC ficaram com uma variação maior, próximos de 20% em março e abril, alcançando

patamares da ordem de 70% entre setembro e novembro, sendo os que apresentaram maiores valores mesmo sendo o estado com o FC médio mais baixo dentre os três (36,4%). O conjunto eólico do Rio Grande do Norte apresentou valores de FC um pouco inferiores, embora superem os 40% entre agosto e novembro, os meses de março e abril ficaram inferiores a 20%, os maiores valores de FC no conjunto Alegria I ficaram próximos da média no estado, apresentando um baixo FC nesse conjunto eólico.

O estado da Bahia apresenta um comportamento constante com o passar dos anos, indicando uma homogeneidade nos dados entre os meses de agosto a novembro e apresentando maiores dispersões no mês de janeiro. Os resultados similares em todos os conjuntos estudados revelam que a fonte eólica tende a ter um comportamento parecido em todas as cidades da Bahia que estão sob a influência dos ventos de maiores velocidades, revelados no atlas eólico brasileiro (CEPEL, 2001), apresentados na figura 8. Os perfis de potência eólica dos conjuntos Santo Inácio e Alegria I também apresentam um comportamento previsível, mas com fator de capacidade um pouco diferente.

4.2 ANÁLISE DOS DADOS DE USINAS FOTOVOLTAICAS

Este tópico visa analisar o comportamento médio mensal da potência dos conjuntos fotovoltaicos. Os dados de potência fotovoltaica média mensal estão apresentados na figura 26 para os 3 conjuntos selecionados dos 3 estados em análise.

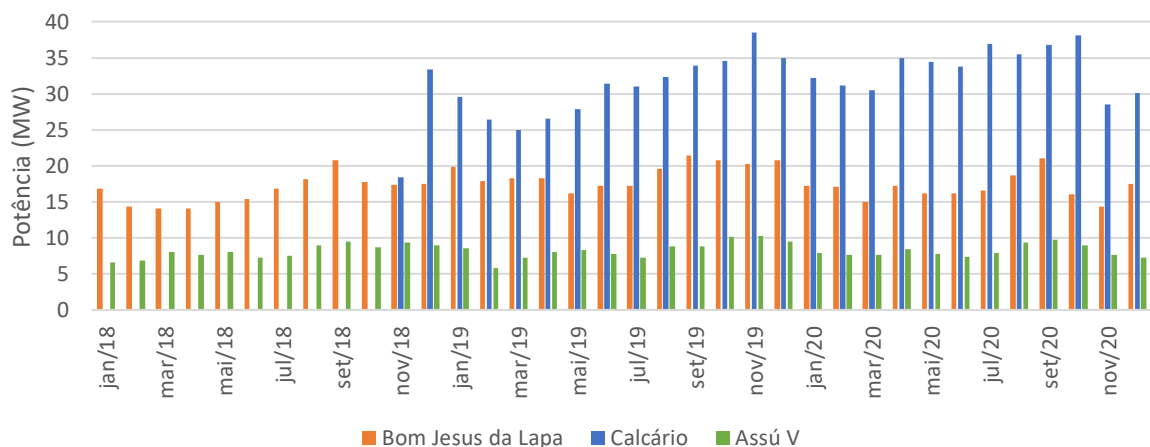


Figura 26: Potência média mensal fotovoltaica dos conjuntos fotovoltaicos entre os anos de 2018 e 2020.

Os maiores valores de potência se encontram entre os meses de agosto a janeiro, sendo os períodos entre fevereiro e julho os de menores valores. A dispersão não é tão acentuada como visto na geração eólica. O coeficiente de variação é exibido na tabela 5.

Tabela 5: Coeficiente de variação para a potência entre os anos de 2018 a 2020.

	Bom Jesus da Lapa	Calcário	Assú V
Janeiro	0,08	0,04	0,11
Fevereiro	0,09	0,08	0,12
Março	0,11	0,10	0,04
Abril	0,11	0,14	0,04
Maió	0,04	0,11	0,03
Junho	0,04	0,03	0,02
Julho	0,01	0,09	0,04
Agosto	0,03	0,05	0,03
Setembro	0,01	0,04	0,04
Outubro	0,11	0,05	0,07
Novembro	0,14	0,29	0,12
Dezembro	0,08	0,06	0,11
Média	0,07	0,09	0,06

Nota-se, pela tabela 5, uma dispersão inferior aos observados na fonte eólica, tabela 4, sendo o valor mais agravante em novembro, chegando a 0,29 para o conjunto fotovoltaico Calcário, considerado uma dispersão média como visto no tópico 3.3. Os outros valores são inferiores a 0,15, sendo considerados dados homogêneos. O fator de capacidade dos conjuntos é apresentado nas figuras 27 a 29.

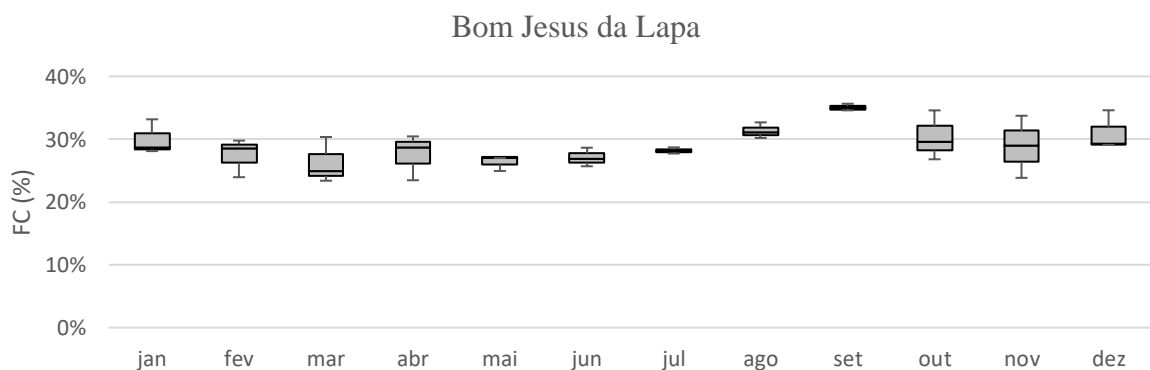


Figura 27: Fator de capacidade do conjunto Bom Jesus da Lapa para os anos de 2018 a 2020.

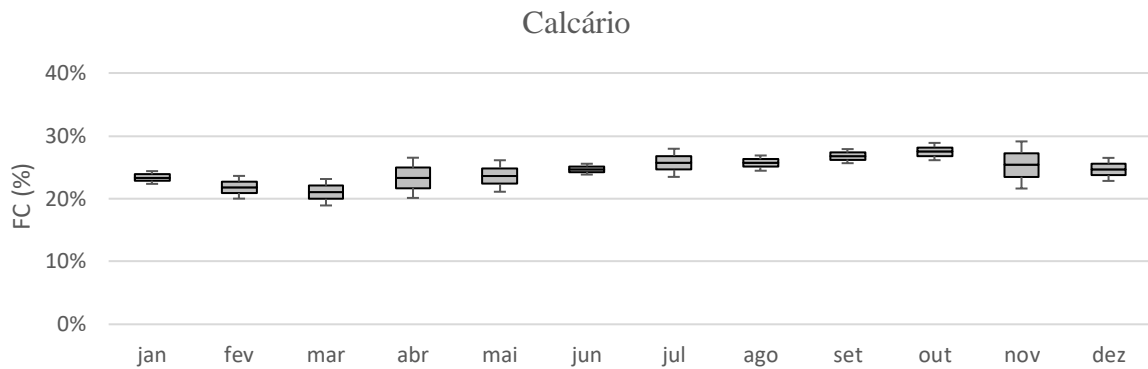


Figura 28: Fator de capacidade do conjunto Calcário para os anos de 2019 e 2020.

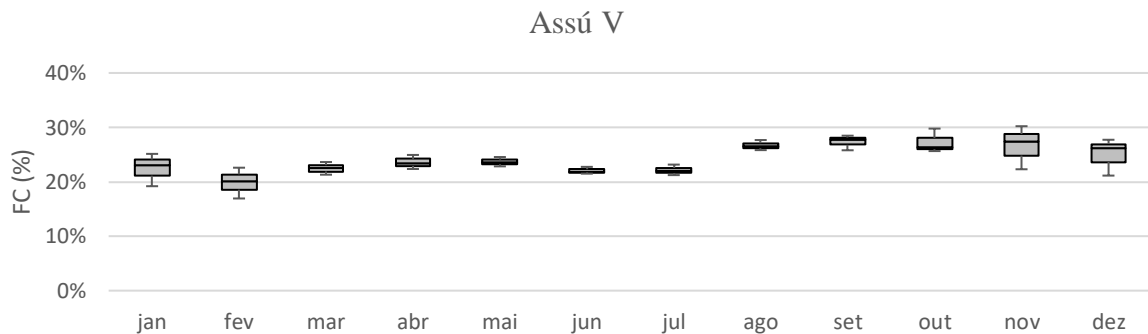


Figura 29: Fator de capacidade do conjunto Assú V para os anos de 2018 e 2020.

Através dos gráficos boxplot do fator de capacidade para os conjuntos fotovoltaicos percebe-se que a variação no FC entre os meses é muito pequena, tendo maior elevação entre agosto e dezembro.

Os valores ficaram entre 20% e 30% para os conjuntos fotovoltaicos Calcário e Assú V, oscilando em torno das médias de FC de 23,71% e 24,87%, respectivamente. Em Bom Jesus da Lapa, embora a média seja a próxima dos outros estados, 24,7%, os valores de FC obtiveram oscilações maiores, alcançando os 30% nos últimos meses do ano.

4.3 ANÁLISE GRÁFICA E CÁLCULOS DOS CCP'S

O objetivo desta análise é identificar os horários de alta e baixa geração ao longo de um dia médio de cada mês de ambos os conjuntos, identificando se a geração de cada conjunto se complementa.

4.3.1 BAHIA

A figura 30 apresenta a curva de potência média diária de todos os conjuntos eólicos e fotovoltaicos analisados no estado da Bahia, para o ano de 2020. Uma das características do comportamento da geração eólica que se pode perceber em todos os conjuntos é a queda na potência no período que cobre o horário das 12:00 as 18:00. Antes das 06:00 a potência tende a permanecer constante, com exceção do conjunto eólico de Campo Formoso que apresenta estar em uma queda até as 18:00 quando volta a subir.

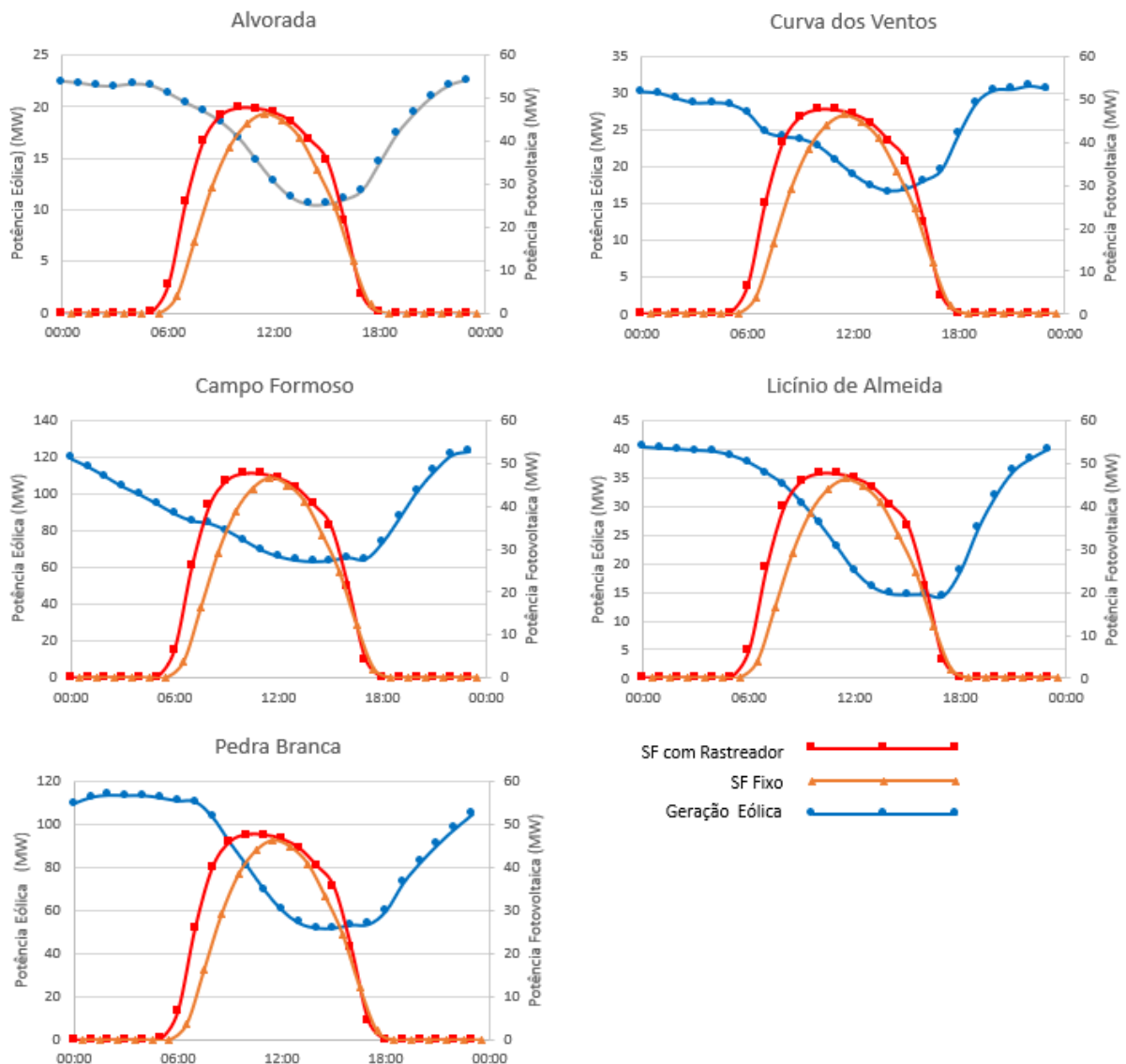


Figura 30: Comparação de diferentes conjuntos eólicos com sistema fotovoltaico, fixo (simulado) e com rastreador (real), para o ano de 2020.

Analisando o comportamento da potência do sistema fotovoltaico, tanto o sistema com rastreador em 1 eixo como o sistema fixo apresentam um comportamento similar cobrindo grande parte da área de baixa geração eólica. Graficamente é perceptível uma tendência em complementaridade entre as duas fontes nessas regiões. A figura 30, apresenta um perfil de geração eólica e fotovoltaica similar aos encontrados pela EPE (2017) que avaliou a variação diária da velocidade dos ventos e da irradiação solar em diferentes localidades, inclusive na Bahia. Assim, a geração, nesse estado, segue o mesmo padrão de comportamento que seus recursos naturais, com os ventos apresentando velocidades menores próximos ao meio dia.

Os valores dos CCP's calculados para os conjuntos estão representados na tabela 6. Os valores dos CCP's mensais se apresentam como valores negativos em todos os casos. O valor negativo representa uma associação negativa entre as fontes, ou seja, são inversamente proporcionais. Pode-se notar que o coeficiente teve um valor negativo mais agravante para a combinação com o sistema fotovoltaico com rastreador em um eixo. Isso era esperado já que a curva de geração do sistema fotovoltaico com rastreador em 1 eixo tem um formato mais retangular abrangendo a maior parte do período de baixa geração eólica como representado na figura 30.

Tabela 6: Coeficiente de correlação de Pearson calculados no ano de 2020. A sigla 'R' representa o sistema fotovoltaico com rastreador em 1 eixo e a sigla 'F' o sistema fotovoltaico de eixo fixo.

	Alvorada		Campo Formoso		Curva dos Ventos		Licínio de Almeida		Pedra Branca	
	R	F	R	F	R	F	R	F	R	F
Janeiro	-0,80	-0,74	-0,82	-0,77	-0,92	-0,86	-0,78	-0,72	-0,50	-0,47
Fevereiro	-0,60	-0,61	-0,89	-0,87	-0,84	-0,82	-0,62	-0,65	-0,30	-0,37
Março	-0,46	-0,52	-0,82	-0,82	-0,49	-0,54	-0,28	-0,35	-0,17	-0,24
Abril	-0,57	-0,55	-0,80	-0,76	-0,67	-0,65	-0,57	-0,56	-0,50	-0,49
Mai	-0,65	-0,60	-0,76	-0,72	-0,70	-0,65	-0,56	-0,52	-0,58	-0,55
Junho	-0,37	-0,33	-0,24	-0,16	-0,60	-0,53	-0,33	-0,30	-0,34	-0,31
Julho	-0,31	-0,27	-0,24	-0,17	-0,45	-0,38	-0,30	-0,28	-0,15	-0,14
Agosto	-0,49	-0,48	-0,47	-0,44	-0,72	-0,68	-0,46	-0,46	-0,51	-0,53
Setembro	-0,62	-0,62	-0,55	-0,52	-0,78	-0,74	-0,52	-0,51	-0,68	-0,68
Outubro	-0,64	-0,65	-0,71	-0,70	-0,79	-0,78	-0,63	-0,63	-0,44	-0,46
Novembro	-0,63	-0,53	-0,71	-0,65	-0,73	-0,65	-0,70	-0,62	-0,51	-0,42
Dezembro	-0,85	-0,79	-0,75	-0,69	-0,92	-0,87	-0,76	-0,70	-0,54	-0,47
Média	-0,58	-0,56	-0,65	-0,61	-0,72	-0,68	-0,54	-0,52	-0,43	-0,43

Os valores dos CCP's encontrados estão condizentes com os encontrados por Campos (2020) em sua análise de complementaridade no município de Brota de Macaúbas, Bahia, apresentados na tabela 2. A faixa dos valores para a maiorias das combinações está entre -0,5 e -0,7 o que pode ser considerado como uma correlação moderada entre as duas fontes de energia. A combinação com o conjunto eólico Curva dos Ventos foi o que apresentou maior coeficiente, -0,72 com o sistema fotovoltaico com rastreador em 1 eixo, podendo ser caracterizando como uma complementaridade forte entre as fontes. Enquanto a combinação com o conjunto eólico de Pedra Branca apresentou um coeficiente de -0,43 para ambos os sistemas fotovoltaicos, que pode ser interpretado como uma correlação mais fraca entre as fontes.

4.3.2 CEARÁ

Para o estado do Ceará, a representação da complementaridade entre as curvas de potência média diária das fontes eólica e fotovoltaica, no ano de 2020, é mostrada na figura 31.

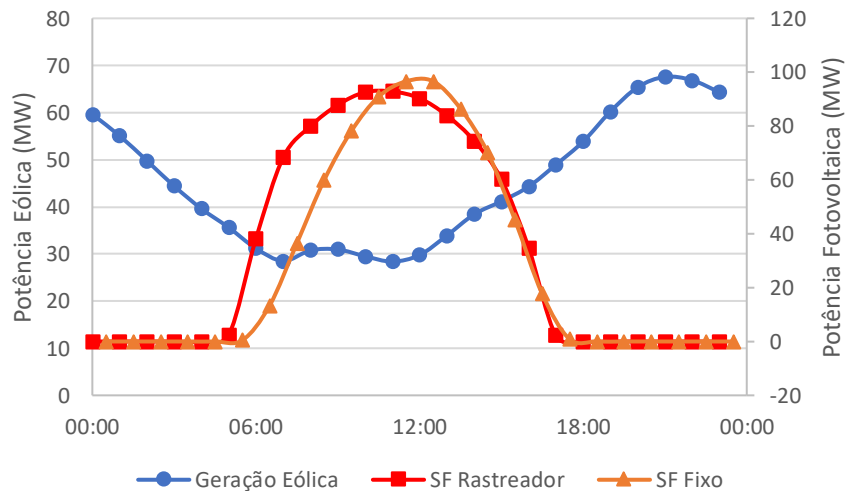


Figura 31: Comparação do conjunto eólico Santo Inácio com sistema fotovoltaico, fixo (simulado) e com rastreador (real), para o ano de 2020.

Diferentemente do que foi apresentado nos conjuntos eólicos da Bahia, exceto por Campo Formoso, é visível que o conjunto eólico Santo Inácio apresenta uma redução na potência já no período das 06:00 horas se estendendo até as 12:00 horas, aumentando gradualmente até depois das 18:00. É possível observar também que a curva de potência

fotovoltaica abrange uma parcela bem maior do período de baixa potência eólica, assim espera-se uma complementaridade mais favorável.

A tabela 7 apresenta os valores de CCP's encontrados para a combinação entre o conjunto eólico e fotovoltaico, com e sem rastreamento, para o ano de 2020. Como foi pressuposto na figura 31, os valores dos CCP's encontrados são mais próximos de -1,0 que os encontrados na Bahia, resultando em uma complementaridade mais favorável entre as fontes solar e eólica nessa região. A média do CCP encontrado ficou com o valor de -0,75 para a combinação com o sistema fotovoltaico com rastreador em um eixo e com o valor de -0,68 para o sistema fotovoltaico de eixo fixo.

Tabela 7: Coeficiente de correlação de Pearson para um dia médio de cada mês calculados no ano de 2020.

	SF Rastreador	SF Fixo
Janeiro	-0.83	-0,76
Fevereiro	-0.80	-0,73
Março	-0.43	-0,28
Abril	-0.78	-0,71
Maio	-0.78	-0,72
Junho	-0.68	-0,62
Julho	-0.75	-0,68
Agosto	-0.79	-0,72
Setembro	-0.82	-0,75
Outubro	-0.81	-0,75
Novembro	-0.76	-0,77
Dezembro	-0.72	-0,71
Média	-0.75	-0,68

4.3.3 RIO GRANDE DO NORTE

O comparativo gráfico entre os conjuntos está apresentado na figura 32. Embora o comportamento médio mensal da potência dos conjuntos eólicos se alinhe com os apresentados na Bahia e no Ceará, o mesmo não ocorre quando se avalia a variação horária. Desta vez, a curva de potência eólica tende a aumentar em horários perto das 12:00 horas, alcançando seu máximo próximo das 18:00 horas. Para a complementaridade entre as fontes ser satisfatória seria necessário que a fonte fotovoltaica gerasse energia entre as 00:00 e as 06:00 horas, que

constitui o período em que não há exposição ao Sol, logo a complementaridade acaba por ser o oposto do desejado.

Esse mesmo comportamento foi verificado nas análises realizadas pela EPE (2017), de maneira mais sucinta, com relação aos recursos eólico e solar. Ao analisar localidades próximas de Natal (RN), a EPE verificou uma queda na velocidade dos ventos entre as 00:00 horas e 06:00 horas, quando começa a subir até se estabilizar próximo as 12:00 horas. O comportamento da irradiação solar, em todas as localidades analisadas pela EPE, apresentou o mesmo perfil, tendo seu ponto máximo próximo as 12:00 horas, semelhante ao perfil de geração.

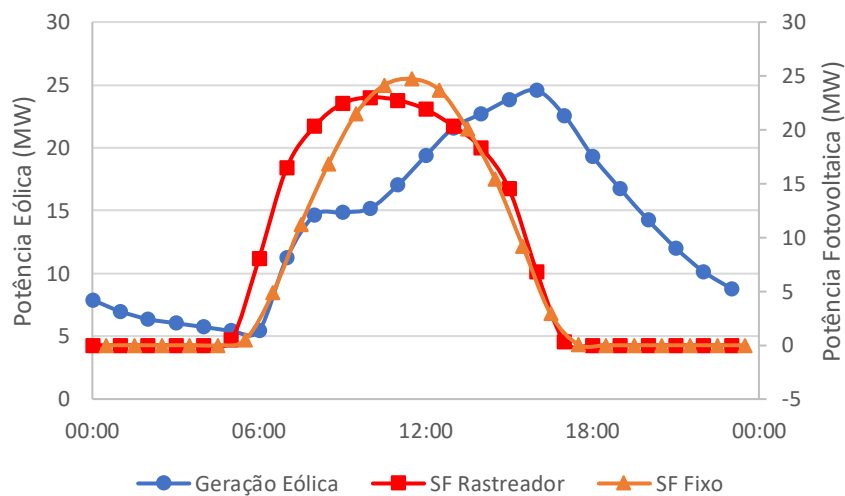


Figura 32: Comparação do conjunto eólico Alegria I com sistema fotovoltaico, fixo (simulado) e com rastreador (real), para o ano de 2020.

O coeficiente de correlação de Pearson, apresentado na tabela 8, neste caso apresenta uma associação positiva, com a geração eólica e fotovoltaica crescendo e decrescendo juntas, alcançando um CCP médio de 0,48 para a combinação com o sistema fotovoltaico com rastreador em 1 eixo e 0,45 para o sistema fotovoltaico fixo. Por abranger uma área maior, a curva de potência fotovoltaica com rastreador em 1 eixo apresenta uma associação positiva mais elevada que o sistema fotovoltaico simulado.

Tabela 8: Coeficiente de correlação de Pearson para um dia médio de cada mês calculados no ano de 2020.

	SF Rastreador	SF Fixo
Janeiro	0,34	0,32
Fevereiro	0,24	0,25
Março	0,37	0,42
Abril	0,41	0,44
Mai	0,74	0,75
Junho	0,76	0,81
Julho	0,58	0,56
Agosto	0,38	0,32
Setembro	0,37	0,29
Outubro	0,48	0,37
Novembro	0,52	0,41
Dezembro	0,58	0,42
Média	0,48	0,45

4.4 ARMAZENAMENTO

Para realizar as análises de armazenamento é importante conhecer a participação de ambas as fontes no sistema híbrido, pois a fonte mais dominante pode impactar os resultados. A tabela 9 exibe a porcentagem da participação dos sistemas fotovoltaicos nos conjuntos híbridos dos estados analisados.

Tabela 9: Participação fotovoltaica na combinação com os conjuntos eólicos para o ano de 2020.

Usina / Conjunto	Alvorada	Campo Formoso	Curva dos Ventos	Licínio de Almeida	Pedra Branca	Santo Inácio	Alegria I
Potência Total (MW)	98,40	240,00	116,40	133,60	307,45	230,70	85,00
% Fotovoltaica	60,98%	25,00%	51,55%	44,91%	19,52%	57,22%	40,00%

A tabela 9 indica uma dominância fotovoltaica na combinação com os conjuntos eólicos Alvorada, Curva dos Ventos e Santo Inácio, enquanto na combinação com os outros conjuntos a geração eólica é a fonte dominante. Quando a fonte fotovoltaica é a dominante pode ocorrer um sobrecarregamento na geração durante períodos próximos ao meio dia, visto que a

geração fotovoltaica somada a geração eólica nesse período pode ultrapassar o limite de escoamento máximo. A tabela 10 apresenta a porcentagem de energia que teria de ser armazenada mensalmente no ano de 2020 para todos os conjuntos eólicos da Bahia, Ceará e Rio Grande do Norte.

Tabela 10: Porcentagem de energia armazenada em um dia médio no mês – Comparativo utilizando o sistema fotovoltaico com rastreador em 1 eixo.

	Alvorada	Campo Formoso	Curva dos Ventos	Licínio de Almeida	Pedra Branca	Santo Inácio	Alegria I
Janeiro	12,40%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	5,30%	0,00%
Fevereiro	14,35%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	3,05%	0,00%
Março	13,97%	0,00%	2,42%	0,00%	0,00%	2,31%	0,00%
Abril	19,69%	0,00%	5,68%	0,00%	0,00%	5,64%	0,00%
Maiο	18,86%	0,00%	5,98%	0,03%	0,00%	4,37%	0,00%
Junho	22,56%	0,00%	10,58%	3,44%	0,00%	5,19%	0,00%
Julho	23,78%	0,00%	13,20%	4,25%	0,00%	7,64%	0,00%
Agosto	25,90%	0,00%	14,56%	7,50%	0,00%	9,61%	0,67%
Setembro	28,50%	0,00%	17,38%	8,03%	0,00%	13,06%	1,41%
Outubro	18,11%	0,00%	5,75%	0,45%	0,00%	15,10%	4,43%
Novembro	14,44%	0,00%	2,44%	0,00%	0,00%	9,68%	0,57%
Dezembro	15,40%	0,00%	0,72%	0,00%	0,00%	11,66%	3,14%
Média	19,00%	0,00%	6,56%	1,97%	0,00%	7,72%	0,85%

Conforme apresentado na tabela 10, um dia médio no mês de janeiro, no sistema híbrido simulado com o conjunto eólico Alvorada, por exemplo, cerca de 12,40% de sua geração ultrapassou o limite de escoamento, tendo de ser armazenada. Observa-se que a combinação do sistema fotovoltaico com os conjuntos eólicos de Campo Formoso e Pedra Branca, que apresentaram CCP negativo entre -0,40 e -0,70, não tiveram que armazenar energia. O fato de a geração eólica nesses dois conjuntos ser consideravelmente maior que a fotovoltaica faz com que a geração fotovoltaica não gere tanto impacto no sistema, mesmo as fontes sendo complementares na região, não ultrapassando limite de escoamento. Para a combinação com os outros conjuntos eólicos, o sistema fotovoltaico ganha bastante participação na geração híbrida, logo acaba por acarretar certas quantidades de armazenamento na maior parte dos meses.

A combinação com o conjunto eólico Alegria I era esperado apresentar uma grande necessidade de armazenamento, pois as fontes possuem um CCP positivo, logo crescem juntas como apresentada na figura 32. Entretanto, a combinação desses conjuntos possui dominância

eólica e o conjunto eólico Alegria I apresenta um fator de capacidade inferior aos outros conjuntos analisados, variando entre 20% e 40%, sendo que os maiores valores de FC registrados ficaram abaixo da média no estado (40,4%). Assim, acaba sendo necessário armazenar energia apenas nos meses entre agosto e dezembro, que constituem os meses que possuem os maiores fatores de capacidade, superiores a 40%, como apresentado na figura 25.

Através da tabela 10 também é perceptível que o período em que ocorreu maior necessidade de armazenamento foi em setembro ou meses ligeiramente adjacentes, para todos os conjuntos. Como apresentado nas figuras 16 e 17 para a Bahia e 18 para o Ceará e Rio Grande do Norte, temos que o mês de setembro corresponde ao mês com maior elevação na geração eólica, bem como maior elevação na geração fotovoltaica, figura 26. A maior quantidade de energia produzida acaba por implicar em uma maior necessidade de armazenamento durante esse período. A tabela 11 apresenta as porcentagens de energia armazenadas com a combinação dos conjuntos eólicos ao sistema fotovoltaico fixo.

Tabela 11: Porcentagem de energia armazenada em um dia médio no mês – Comparativo utilizando o sistema fotovoltaico fixo.

	Alvorada	Campo Formoso	Curva dos Ventos	Licínio de Almeida	Pedra Branca	Santo Inácio	Alegria I
Janeiro	8,23%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	5,97%	0,00%
Fevereiro	11,34%	0,00%	0,03%	0,00%	0,00%	3,53%	0,00%
Março	13,41%	0,00%	1,88%	0,00%	0,00%	1,55%	0,00%
Abril	13,59%	0,00%	2,85%	0,00%	0,00%	0,03%	0,00%
Mai	14,49%	0,00%	3,64%	0,00%	0,00%	2,38%	0,00%
Junho	18,47%	0,00%	8,31%	1,94%	0,00%	2,78%	0,00%
Julho	19,53%	0,00%	10,24%	2,78%	0,00%	4,25%	0,00%
Agosto	20,84%	0,00%	10,43%	4,80%	0,00%	10,35%	0,00%
Setembro	19,64%	0,00%	10,39%	3,61%	0,00%	13,01%	0,33%
Outubro	14,78%	0,00%	3,46%	0,00%	0,00%	12,39%	3,09%
Novembro	12,60%	0,00%	1,46%	0,00%	0,00%	12,22%	1,19%
Dezembro	6,96%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	10,90%	3,23%
Média	14,49%	0,00%	4,39%	1,09%	0,00%	6,61%	0,65%

Através da tabela 11 nota-se que a necessidade de armazenamento com o sistema fotovoltaico de eixo fixo é menor comparado aos de rastreador em um eixo. Isso era esperado visto que a geração fotovoltaica é superior nos sistemas que possuem rastreador, ilustrado na figura 5. De maneira geral, os sistemas fotovoltaicos com rastreamento tiveram uma

discrepância média no valor de armazenamento de 1,27% com relação aos de eixo fixo. Essa diferença aumenta conforme a participação fotovoltaica na combinação dos conjuntos aumenta, sendo mais agravante na combinação com o conjunto eólico Alvorada, chegando à 4,51% de diferença.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A partir das análises realizadas, conclui-se que a geração eólica possui um perfil de geração previsível em todos os estados. O fator de capacidade se manteve entre valores de 20% e 60% para todos os conjuntos eólicos da Bahia, ficando com valores superiores à média entre abril e novembro e abaixo nos meses iniciais e finais do ano. Para os outros estados, embora tenham médias próximas a da Bahia, o FC alcançou maiores valores no estado do Ceará, entre 20% e 70%, e menores no Rio Grande do Norte, entre 10% e 40%, apresentando maior dispersão em março. A geração fotovoltaica também apresentou perfil de geração mensal semelhante, se repetindo ao passar dos anos. O FC dos conjuntos fotovoltaicos não apresentou dispersão significativa, tendo médias próximas se mantendo entre valores de 20% e 30% nos conjuntos fotovoltaicos Santo Inácio e Calcário e apresentando valores superiores a 30% em Bom Jesus da Lapa.

Obteve-se uma associação negativa entre os conjuntos eólicos da Bahia e Ceará, indicando complementaridade entre as fontes. Os valores dos CCP's encontrados na Bahia ficaram com médias próximos de -0,60, valor próximo ao encontrado por Campos em suas análises em Brotas de Macaúbas. Os valores dos CCP's encontrados no Ceará foram de -0,75 para o sistema com rastreador e -0,68 para o sistema fixo mostrando uma complementaridade superior às encontradas na Bahia. O estado do Rio Grande do Norte divergiu nessas análises, exibindo um valor de CCP positivo de 0,48 para o sistema com rastreador e 0,45 para o sistema fixo, não sendo indicado a combinação dessas fontes nessa região.

O CCP da combinação com os conjuntos fotovoltaicos com rastreador em 1 eixo se sobressaíram em relação aos de eixo fixo, além de uma geração maior, também apresentam índices melhores de complementaridade para as regiões analisadas na Bahia e Ceará. O contrário também é verdade quando se analisou o estado do Rio Grande do norte, pois o conjunto fotovoltaico com rastreador acabou por exibir uma associação positiva maior que o de eixo fixo.

Com relação ao armazenamento, as combinações que possuem maior participação fotovoltaica acabam por precisar armazenar mais energia, enquanto os que apresentam dominância eólica, como Campo Formoso e Pedra Branca, não tiveram necessidade de armazenamento. Em média, a combinação com os sistemas fotovoltaicos com rastreador em um eixo apresentaram valores de armazenamento 1,27% superiores aos de eixo fixo, sendo que essa diferença aumenta conforme a participação fotovoltaica aumenta no sistema híbrido.

REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA ELÉTRICA (São Paulo). **Boletim Anual de Geração Eólica 2020**. 2020. Disponível em: <http://abeeolica.org.br/dados-abeeolica/>. Acesso em: 22 ago. 2021.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA (São Paulo). Agência Nacional de Energia Elétrica. **Energia Solar Fotovoltaica no Brasil**. 2021. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 25 ago. 2021.

BLASZCZAK, Vinícius. **ANÁLISE DE EFICIÊNCIA DE PAINEL FOTOVOLTAICO COM SISTEMA TRACKER SEGUIDOR SOLAR**. 2017. 39 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Ambiental, Universidade Federal da Fronteira Sul, Erechim, 2017. Disponível em: <https://rd.uffs.edu.br/bitstream/prefix/1695/1/BLASZCZAK.pdf>. Acesso em: 29 ago. 2021.

BLOOMBERG NEW ENERGY FINANCE (New York). **Energy Storage Investments Boom As Battery Costs Halve in the Next Decade**. 2019. Disponível em: <https://about.bnef.com/blog/energy-storage-investments-boom-battery-costs-halve-next-decade/>. Acesso em: 22 ago. 2021.

CAMPOS, Rafael Antunes. **Análise da complementaridade de geração de usinas solar e eólica e o papel do armazenamento de energia para usinas híbridas**. 2020. 87 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2020. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/216398>. Acesso em: 17 ago. 2021.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Rio de Janeiro). Ministério de Minas e Energia. **ESTUDOS DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO**: avaliação da geração de usinas híbridas eólico-fotovoltaicas. 2017. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-232/topico-214/Metodologia%20para%20avalia%C3%A7%C3%A3o%20de%20usinas%20h%C3%ADbri-ridas%20e%C3%B3lico-fotovoltaicas.pdf>. Acesso em: 25 ago. 2021.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Rio de Janeiro). Ministério de Minas e Energia. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2030**. 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030>. Acesso em: 22 ago. 2021.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Rio de Janeiro). Ministério de Minas e Energia. **USINAS HÍBRIDAS**: uma análise qualitativa de temas regulatórios e comerciais relevantes ao planejamento. 2018. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/usinas-hibridas-epe-publica-analise-qualitativa-de-temas-regulatorios-e-comerciais>. Acesso em: 22 ago. 2021.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Rio de Janeiro). Ministério de Minas e Energia. **USINAS HÍBRIDAS**: conceitos, barreiras à sua viabilização e propostas. Conceitos,

barreiras à sua viabilização e propostas. 2018. Disponível em: <http://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/IFES/BV/epe51.pdf>. Acesso em: 22 ago. 2021.

FÁVERO, Patrick Roger. **Projetos Híbridos Solar-Eólicos: uma proposta metodológica de seleção, utilizando Método AHP e Logica Fuzzy**. 2020. 142 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2020. Disponível em: <http://www.ppgeet.uff.br/site/wp-content/uploads/2021/01/Patrick-Favero.pdf>. Acesso em: 22 ago. 2021.

FIGUEIREDO FILHO, Dalson Britto; SILVA JÚNIOR, José Alexandre da. Desvendando os Mistérios do Coeficiente de Correlação de Pearson (r)*. **Revista Política Hoje**, [S. L.], v. 18, n. 1, p. 115-146, 2009. Disponível em: <https://periodicos.ufpe.br/revistas/politica hoje/article/view/3852/3156>. Acesso em: 29 ago. 2021.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. Ministério da Economia. **Atlas Escolar**. Disponível em: https://atlas escolar.ibge.gov.br/images/atlas/mapas_brasil/brasil_politico.pdf. Acesso em: 04 set. 2021.

INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS (São Paulo). Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2. ed. São José dos Campos: Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia (Labren), 2017. 80 p. Disponível em: <http://mtc-m21b.sid.inpe.br/rep/8JMKD3MGP3W34P/3PERDJE>. Acesso em: 25 ago. 2021.

JURASZ, J. et al. **A review on the complementarity of renewable energy sources: Concept, metrics, application and future research directions**. **Solar Energy**, v. 195, n. April 2019, p. 703–724, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.11.087>. Acesso em: 28 ago 2021.

MALAWI-LIVERPOOL WELLCOME TRUST CLINICAL RESEARCH PROGRAM (United States). **A guide to appropriate use of Correlation coefficient in medical research**. **Malawi Medical Journal**. Malawi, p. 69-71. set. 2012. Disponível em: <https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC3576830/>. Acesso em: 23 ago. 2021.

MONTEIRO, Andressa Lorayne. **ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM SISTEMA HÍBRIDO DE ENERGIA RENOVÁVEL (EÓLICO-SOLAR) NA ILHA DO MEL**. 2018. 69 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Acadêmico de Eletrotécnica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2018. Disponível em: https://nupet.daelt.ct.utfpr.edu.br/tcc/engenharia/doc-equipe/2017_2_20/2017_2_20_final.pdf. Acesso em: 21 ago. 2021.

ODILON A. CAMARGO DO AMARANTE. Ministério de Minas e Energia. **Atlas do Potência Eólico Brasileiro**. 2001. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=publicacoes&task=livro&cid=1>. Acesso em: 22 ago. 2021.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **DADOS DA GERAÇÃO EÓLICA**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/boletim-geracao-eolica.aspx>. Acesso em: 29 ago. 2021.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **DADOS DA GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA NO SIN**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/boletim-geracao-solar.aspx>. Acesso em: 29 ago. 2021.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Boletim Mensal de Geração Solar Fotovoltaica: Maio/2020. 2020.** Disponível em: <http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Boletim%20Mensal%20de%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20Solar%202020-05.pdf>. Acesso em: 22 set. 2021.

PAUL DENHOLM. **Overgeneration from Solar Energy in California: A Field Guide to the Duck Chart**. Golden: National Renewable Energy Laboratory, 2015. 46 p. Disponível em: <https://search4.nrel.gov/texis/search/?pr=metanrel&query=overgeneration>. Acesso em: 29 ago. 2021.

RIBEIRO, Luíza Bastos. **UM ESTUDO SOBRE ENERGIA EÓLICA NO BRASIL**. 2017. 71 f. TCC (Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Ouro Preto, João Monlevade, 2017. Disponível em: https://www.monografias.ufop.br/bitstream/35400000/356/1/MONOGRAFIA_EstudoEnergiaE%C3%B3lica.pdf. Acesso em: 29 ago. 2021.

RÜNCOS, F.; CARLSON, R.; KUO-PENG, P.; VOLTOLINI, H.; BATISTELA, N.J. **GERAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA TECNOLOGIAS ATUAIS E FUTURAS**. GRUCAD-EEL-CTC-UFSC, –Florianópolis-SC-BRASIL. WEG MÁQUINAS, Jaraguá do Sul-SC-BRASIL. 2000. 15 p. Disponível em <<https://sinueloagropecuaria.com.br/wp-content/uploads/2016/09/energia-eolica.pdf>>. Acesso em 17 set. 2021.

SILVA, Neilton F. da. **Energias Renováveis na Expansão do Setor Elétrico Brasileiro: O Caso da Eólica**. 1. ed. Rio de Janeiro: Synergia, 2015. ISBN 9788568483114.

VALLDOREIX GREENPOWER (Barcelona). **The Benefits of Solar Trackers**. 2015. Disponível em: <http://www.valldoreix-gp.com/the-benefits-of-solar-trackers/>. Acesso em: 25 ago. 2021.