



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
CENTRO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM TECNOLOGIAS ENERGÉTICAS E
NUCLEARES

MABELLE SOUSA MENDES SOBRAL

**AVALIAÇÃO DE SISTEMAS HÍBRIDOS EÓLICO-SOLAR FV E OS DESAFIOS
REGULATÓRIOS PARA COMERCIALIZAÇÃO NO CONTEXTO DO SETOR
ELÉTRICO BRASILEIRO**

Recife
2025

MABELLE SOUSA MENDES SOBRAL

**AVALIAÇÃO DE SISTEMAS HÍBRIDOS EÓLICO-SOLAR FV E OS DESAFIOS
REGULATÓRIOS PARA COMERCIALIZAÇÃO NO CONTEXTO DO SETOR
ELÉTRICO BRASILEIRO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Tecnologias Energéticas e Nucleares da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para obtenção do título de mestre em Tecnologias Energéticas e Nucleares. Área de concentração: Fontes renováveis de energia.

Orientador: Chigueru Tiba

Coorientador: José Filho da Costa Castro

Recife

2025

.Catalogação de Publicação na Fonte. UFPE - Biblioteca Central

Sobral, Mabelle Sousa Mendes.

Avaliação de sistemas híbridos eólico-solar FV e os desafios regulatórios para comercialização no contexto do setor elétrico brasileiro / Mabelle Sousa Mendes Sobral. - Recife, 2025.
90f.: il.

Dissertação (Mestrado)- Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, Programa de Pós-Graduação em Tecnologias Energéticas e Nucleares.

Orientação: Chigueru Tiba.

Coorientação: José Filho da Costa Castro.

1. Centrais geradoras híbridas e associadas; 2. Energia solar FV; 3. Energia eólica; 4. Regulação do setor elétrico; 5. Coeficiente de correlação de Pearson; 6. Complementaridade. I. Tiba, Chigueru. II. Castro, José Filho da Costa. III. Título.

UFPE-Biblioteca Central

MABELLE SOUSA MENDES SOBRAL

**AVALIAÇÃO DE SISTEMAS HÍBRIDOS EÓLICO-SOLAR FV E OS DESAFIOS
REGULATÓRIOS PARA COMERCIALIZAÇÃO NO CONTEXTO DO SETOR
ELÉTRICO BRASILEIRO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Tecnologias Energéticas e Nucleares da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para obtenção do título de mestre em Tecnologias Energéticas e Nucleares. Área de concentração: Fontes renováveis de energia.

Aprovado em: 20/08/2025.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Emmanuel Damilano Dutra (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco - UFPE

Prof. Dr. Alvaro Antonio Ochoa Villa (Examinador Externo)
Instituto Federal de Tecnologia de Pernambuco - IFPE

Prof. Dr. Igor Cavalcante Torres (Examinador Externo)
Universidade Federal de Alagoas - UFAL

Dedico este trabalho aos meus pais, Maria e Antônio

À minha irmã, Ana Paula

E ao meu esposo Dimas Alberto

AGRADECIMENTOS

Ao Senhor Jesus Cristo, autor e redentor da minha fé, quem me escolheu para este desafio e esteve ao meu lado em todos os momentos, como prometeu.

Aos meus pais, Maria da Conceição e Antônio Bazílio, por sempre me fazerem acreditar que eu podia ir além de tudo que eu poderia sonhar.

A minha irmã Ana Paula, cuja inspiração me fez enxergar que existia beleza na minha vontade de não desistir.

Ao meu esposo Dimas Alberto, cuja paciência e dedicação foram primordiais em mais uma etapa que ele passa ao meu lado, como esteve em todos esses anos.

Ao professor Dr. Chiqueru Tiba, que acreditou no meu potencial e me deu a chance de iniciar esta jornada.

Ao professor Dr. José Filho, cuja dedicação à profissão me fez querer continuar nos meus objetivos, acreditando que eu era capaz de chegar até aqui.

A Silvia Vasconcelos, que sempre me mostrou que meu potencial estava muito além do que minha mente poderia acreditar.

Ao Dr. Ramiro Reckziegel, que me entendeu e acolheu, e em todos os momentos difíceis fez de sua profissão um auxílio.

A todos os meus colegas de curso, amigos e familiares, que sempre entenderam minhas ausências e estiveram comigo comemorando cada vitória que consegui alcançar pelo caminho.

A todos os professores que construíram um pedaço da profissional que sou hoje e exercem suas profissões com maestria.

A Fundação de Amparo à Ciência e Tecnologia de Pernambuco pelo trabalho formidável que faz com tantos estudantes neste estado.

“Sonhar custa caro, mas desistir custa um sonho.”

RESUMO

Este trabalho avaliou a viabilidade técnica e regulatória da implantação de sistemas híbridos eólico-solar fotovoltaico no Brasil, com foco na otimização do uso da infraestrutura de transmissão frente aos desafios do atual cenário do setor elétrico nacional. A partir de uma revisão abrangente da legislação e da experiência internacional e nacional em hibridização, foi proposta uma metodologia que integra análise de complementaridade entre recursos, disponibilidade de escoamento no Sistema Interligado Nacional (SIN), e avaliação da potência instalada ótima com base em simulações de operação.

O estudo de caso realizado para o município de Petrolina (PE) demonstrou elevado potencial para geração híbrida, com destaque para a complementaridade entre os recursos eólico e solar observada por meio do coeficiente de correlação de Pearson, com valores negativos indicando forte compensação entre os recursos ao longo do dia. Foram utilizadas séries temporais representativas (anos típicos) obtidas por meio de dados satelitais processados com algoritmos desenvolvidos em Python.

As simulações de diferentes cenários de potência instalada permitiram identificar a combinação ótima entre geração eólica e solar de modo a minimizar as ultrapassagens do Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST), reduzindo, assim, o risco de penalidades contratuais. Os resultados indicam que a hibridização proporciona maior previsibilidade na geração de energia, favorece a operação integrada e representa uma solução viável para mitigar gargalos de escoamento no sistema, sem a necessidade imediata de expansão da rede elétrica.

Apesar dos avanços regulatórios recentes, como as resoluções normativas da ANEEL nº 954/2021 e nº 1.071/2023, o trabalho ressalta a necessidade de maior clareza e previsibilidade regulatória para fomentar a expansão dessa modalidade. Conclui-se que a hibridização é uma alternativa tecnicamente eficiente e reguladoramente promissora, sendo estratégica para o crescimento sustentável da participação de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira.

Palavras-chave: Centrais Geradoras Híbridas e Associadas, Energia Solar FV, Energia Eólica, Regulação do Setor Elétrico, Coeficiente de Correlação de Pearson, Complementaridade.

ABSTRACT

This work evaluated the technical and regulatory feasibility of implementing hybrid wind–photovoltaic solar systems in Brazil, focusing on optimizing the use of transmission infrastructure in the face of current challenges in the national electricity sector. Based on a comprehensive review of legislation and international and national experiences with hybridization, a methodology was proposed that integrates the analysis of resource complementarity, availability of grid capacity in the National Interconnected System (SIN), and assessment of the optimal installed capacity through operational simulations.

The case study conducted for the municipality of Petrolina (PE) demonstrated high potential for hybrid generation, with a notable complementarity between wind and solar resources, as observed through the Pearson correlation coefficient. Negative values indicated strong compensation between the resources throughout the day. Representative time series (typical meteorological years) were used, obtained from satellite data and processed using algorithms developed in Python.

Simulations of different installed capacity scenarios made it possible to identify the optimal combination of wind and solar generation, minimizing exceedances of the Transmission System Usage Amount (MUST) and, consequently, reducing the risk of contractual penalties. The results indicate that hybridization provides greater predictability in energy generation, supports integrated operation, and offers a viable solution to mitigate transmission bottlenecks without the immediate need for grid expansion.

Despite recent regulatory advances, such as ANEEL's Normative Resolutions nº 954/2021 and nº 1.071/2023, the study highlights the need for clearer and more predictable regulation to encourage the expansion of this modality. It concludes that hybridization is both a technically efficient and a promising regulatory alternative, representing a strategic pathway to sustainably increase the share of renewable sources in Brazil's electricity matrix.

Keywords: Hybrid and Associated Power Plants, PV Solar Source, Wind Power Source, Electric Sector Regulation, Pearson's Correlation Coefficient, Complementarity.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Consumo mundial de energia por fonte em 2024.	14
Figura 2: Oferta Interna de Energia no Brasil em 2024.	15
Figura 3: Matriz Elétrica Brasileira em janeiro de 2025.	16
Figura 4: Histórico do cadastramento dos Leilões de Energia.	17
Figura 5: Complexo Fontes, em Tacaratu/PE.	27
Figura 6: Usina solar fotovoltaica flutuante em Grão Mogol/MG.	29
Figura 7: Tipologias e combinações de usinas segundo sua medição e contratação de uso do sistema, segundo a EPE.	32
Figura 8: Fluxograma da metodologia proposta no presente trabalho.	40
Figura 9: Ano típico eólico e solar em Pernambuco.	41
Figura 10: Área do município considerada disponível para implantação de empreendimentos eólicos e fotovoltaicos.	42
Figura 11: Potencial e fator de capacidade eólico estimado.	43
Figura 12: Complemento de solar e energia do potencial híbrido estimados.	43
Figura 13: Mapa Indicativo de Capacidade Remanescente do SIN.	47
Figura 14: Pontos de conexão do SIN próximos a cidade de Petrolina.	60
Figura 15: Localização escolhida para estudo na cidade de Petrolina.	61
Figura 16: Média Mensal de Irradiação e Velocidade do Vento em janeiro de um ano típico.	63
Figura 17: Média Mensal de Irradiação e Velocidade do Vento em fevereiro de um ano típico.	64
Figura 18: Média Mensal do Coeficiente de Correlação de Pearson.	65
Figura 19: Potência do parque em estudo para o mês 1 de um ano típico.	67
Figura 20: Potência do parque em estudo para o mês 2 de um ano típico.	67
Figura 21: Média Mensal de Irradiação e Velocidade do Vento em março.	80
Figura 22: Média Mensal de Irradiação e Velocidade do Vento em abril.	80
Figura 23: Média Mensal de Irradiação e Velocidade do Vento em maio.	81
Figura 24: Média Mensal de Irradiação e Velocidade do Vento em junho.	81
Figura 25: Média Mensal de Irradiação e Velocidade do Vento em julho.	82
Figura 26: Média Mensal de Irradiação e Velocidade do Vento em agosto.	82
Figura 27: Média Mensal de Irradiação e Velocidade do Vento em setembro.	83
Figura 28: Média Mensal de Irradiação e Velocidade do Vento em outubro.	83
Figura 29: Média Mensal de Irradiação e Velocidade do Vento em novembro.	84
Figura 30: Média Mensal de Irradiação e Velocidade do Vento em dezembro.	84
Figura 31: Potência do parque em estudo para o mês 3 de um ano típico.	85
Figura 32: Potência do parque em estudo para o mês 4 de um ano típico.	85
Figura 33: Potência do parque em estudo para o mês 5 de um ano típico.	86
Figura 34: Potência do parque em estudo para o mês 6 de um ano típico.	86
Figura 35: Potência do parque em estudo para o mês 7 de um ano típico.	87
Figura 36: Potência do parque em estudo para o mês 8 de um ano típico.	87
Figura 37: Potência do parque em estudo para o mês 9 de um ano típico.	88
Figura 38: Potência do parque em estudo para o mês 10 de um ano típico.	88
Figura 39: Potência do parque em estudo para o mês 11 de um ano típico.	89
Figura 40: Potência do parque em estudo para o mês 12 de um ano típico.	89

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Empreendimentos outorgados em implantação e em operação em setembro de 2023.	18
Tabela 2: Situação dos pedidos de acesso ao Sistema Interligado Nacional.	18
Tabela 3: Exemplos de sistemas híbridos ao redor do mundo.....	26
Tabela 4: Sistemas híbridos/associados em operação no Brasil.	29
Tabela 5: Autorizações para centrais geradoras associadas.	35
Tabela 6: Classificação dos municípios de Pernambuco por potencial de geração híbrida.	59
Tabela 7: Informações da cidade de Petrolina.	60
Tabela 8: Margem de escoamento disponível em pontos próximos à localização escolhida.	62
Tabela 9: Médias Mensais do Coeficiente de Correlação de Pearson.	65
Tabela 10: Valores das multas por ultrapassagem de MUST.	68
Tabela 11: Valores das vendas de excedentes de energia a PLD.	69
Tabela 12: Valores das multas por ultrapassagem de MUST.	70

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	Ambiente de Contração Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CAPEX	Despesas de Capital (<i>Capital Expenditure</i>)
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
COP	Conferência do Clima
CUST/D	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão/Distribuição
DIT	Demais Instalações Elétricas
EOL	Usina Eólica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EUST	Encargos de Uso do Sistema de Transmissão
GC	Geração Centralizada
GD	Geração Distribuída
MME	Ministério de Minas e Energia
MUST	Montante de Uso do Sistema de Transmissão
ONS	Operador Nacional do Sistema
OPEX	Despesas Operacionais (<i>Operational Expenditure</i>)
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PIE	Produtor Independente de Energia
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas
REN	Resolução Normativa
SIN	Sistema Interligado Nacional
UFV	Usina Solar Fotovoltaica

SUMÁRIO

1. Introdução.....	14
1.1 Hibridização de Sistemas de Geração.....	19
1.2 Objetivos do Trabalho.....	22
2. Revisão Bibliográfica – Sistemas de Geração Híbrida.....	24
2.1 Experiência Internacional na Hibridização de Fontes de Geração.....	24
2.2 Experiência Nacional na Hibridização de Fontes de Geração.....	27
2.3 Regulamentação Nacional.....	30
2.4 Metodologias para Avaliação Técnica da Hibridização.....	36
3. Proposta de Metodologia para Estimar a Capacidade Instalada da Central de Geração Híbrida Complementar.....	39
3.1 Avaliação de regiões com alto potencial de geração eólica e solar fotovoltaica	40
3.2 Avaliação de disponibilidade de escoamento de energia em pontos de conexão do SIN	44
3.3 Avaliação de complementaridade entre recursos.....	47
3.4 Avaliação no setor elétrico.....	50
3.5 Avaliação da potência instalada ótima.....	52
3.6 Avaliação das multas por ultrapassagem de MUST.....	56
4. Estudo de caso – Parque híbrido em Petrolina/PE.....	59
4.1 Caracterização da localidade.....	59
4.2 Margem para escoamento de energia.....	61
4.3 Análise de complementaridade entre recursos.....	62
4.4 Avaliação da potência instalada ótima.....	66
4.5 Avaliação das multas por ultrapassagem de MUST.....	68
4.6 Averiguação de sensibilidade do método proposto.....	69
5. Conclusões.....	71
6. Publicação.....	72
7. Referências Bibliográficas.....	73
8. Anexo A.....	80
9. Anexo B.....	85

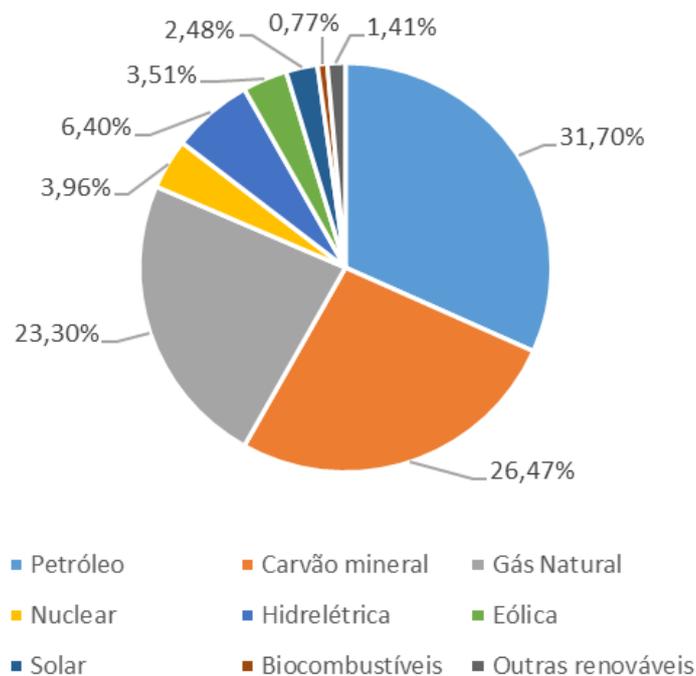
1. Introdução

O cenário de expansão da matriz eletroenergética mundial tem contado com o aumento da participação das fontes renováveis de energia (FRE). Esse crescimento foi impulsionado pelas metas de diminuição da emissão de gases de efeito estufa debatidas em encontros internacionais com a temática do meio ambiente, que aconteceram nas últimas décadas. Dentre eles, a 21ª Conferência do Clima (COP 21), teve como principal objetivo estabelecer um novo acordo entre os países para diminuir a emissão de gases poluentes e limitar o aumento da temperatura do planeta Terra a 2 °C até 2100 (WRI BRASIL, 2015).

Em 2024, mais de 80% do consumo mundial de energia era advindo de combustíveis fósseis, tal como ilustrado por meio da Figura 1 (RITCHIE & ROSADO, 2025). No cenário global, a adoção de práticas de diminuição da emissão de carbono pelas principais potências globais tem sido viabilizada por meio do incremento da participação das FRE nessas matrizes.

Figura 1: Consumo mundial de energia por fonte em 2024.

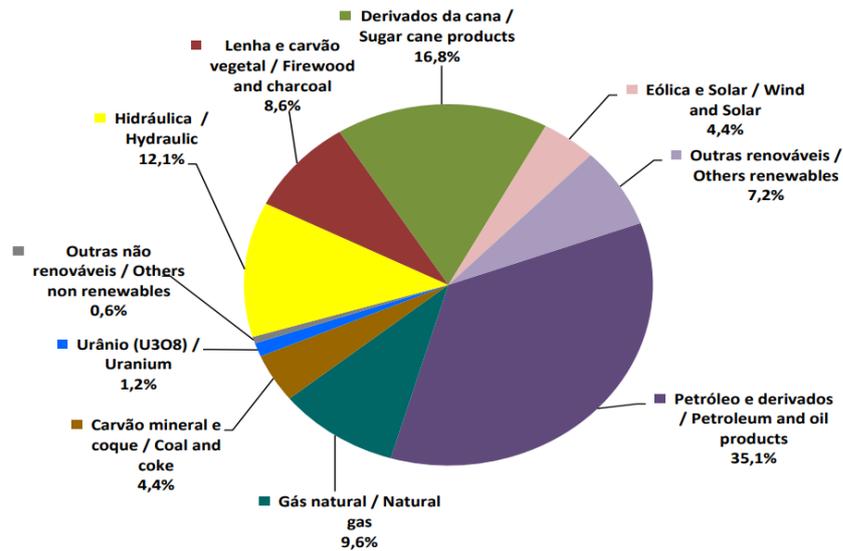
Consumo mundial de energia por fonte



Fonte: Adaptado de (RITCHIE & ROSADO, 2025).

O Brasil, país de proporção continental, possui uma das matrizes energéticas mais limpas do mundo (EPE; MME, 2025). Cerca 49,1% dos recursos energéticos do país são de origem renovável, conforme ilustrado por meio da Figura 2.

Figura 2: Oferta Interna de Energia no Brasil em 2024.



Fonte: Balanço Energético Nacional 2024 (EPE; MME, 2025).

Quando avaliada a matriz elétrica, por meio da Figura 3 é possível observar que é majoritariamente provida de fontes renováveis de energia, tal como a hidrelétrica, a eólica e a solar. Em janeiro de 2023, a participação da energia solar, em termos de potência instalada, na matriz elétrica brasileira superou a participação eólica, que foi a segunda fonte mais participativa na matriz por muitos anos (HEIN, 2023a) (ALÉM DA ENERGIA, 2020). O alto crescimento se deve principalmente à participação da geração distribuída no país, que cada vez mais apresenta comportamento de inserção disruptivo. Atualmente, dos 52,191 GW de potência instalada oriunda da energia solar fotovoltaica (Figura 3), 35,005 GW são de geração distribuída (ABSOLAR, 2025).

Figura 3: Matriz Elétrica Brasileira em janeiro de 2025.

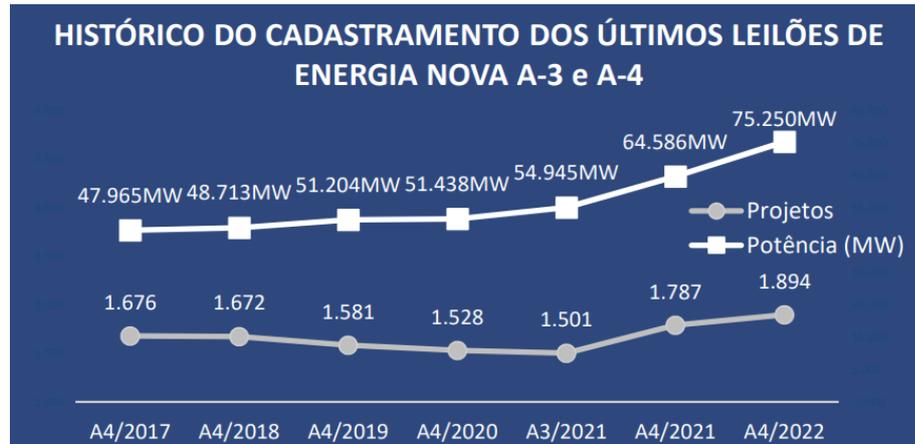


Fonte: ANEEL/Associação Brasileira de Energia Solar (ABSOLAR, 2025).

A participação das fontes renováveis, à época chamadas de alternativas, foram impulsionadas no Brasil pelos programas de incentivo governamentais, como o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA), que divide o valor de custeio desses empreendimentos em cotas mensais apuradas pela CCEE (CCEE, 2023), e pela Lei 9.427 de 1996 que concedeu desconto de 50% nas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão e de Distribuição (TUST/D) para os empreendimentos de potência instalada a partir de 5 MW a partir de fontes eólica, solar, biomassa, cogeração qualificada e PCH (Pequena Central Hidrelétrica) (CASA CIVIL, 1996).

Os leilões públicos de energia, que caracterizam o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), também contribuíram para a expansão das FRE. Desde 2008, os leilões ocorrem no Brasil para comercializar a energia oriunda de diferentes fontes de energia. A Figura 4 mostra o crescimento no cadastramento dos leilões de energia nova A-3 e A-4, cujo suprimento de energia inicia-se em três e quatro anos, respectivamente, nos últimos anos. Estes leilões incluem projetos de geração de fontes hidrelétrica, eólica, solar fotovoltaica e termelétrica a biomassa.

Figura 4: Histórico do cadastramento dos Leilões de Energia.



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética, 2022 (EPE; MME, 2022).

No Ambiente de Contratação Livre (ACL), que apresenta maior crescimento nos últimos anos, as FRE do tipo solar e eólica também têm se destacado, dado o investimento nas tecnologias, que impulsionou o crescimento de sua competitividade no mercado.

Em 02 de março de 2021, por meio da Lei 14.120, foi promovido o prazo para fim do desconto na TUST/D, encerrando-se com os pedidos de outorga de autorização, feitos à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) até o dia 02 de março de 2022. Em função da imposição deste prazo, os empreendedores do setor elétrico vivenciaram um fenômeno que ficou conhecido como a “corrida do ouro”, dada a urgência de formalizar seus pedidos de outorga na ANEEL no prazo para garantir o desconto no fio. A intensa busca por novas autorizações fez com que a Agência recebesse no início de 2022 mais de 4000 pedidos de outorga que, somados, aproximavam-se de 180 GW de potência a ser instalada (EPOWERBAY, 2023), volume próximo de toda a potência fiscalizada em operação no país em setembro de 2023 como ilustra a Tabela 1, que era próxima de 195 GW (ANEEL, 2023a).

Tabela 1: Empreendimentos outorgados em implantação e em operação em setembro de 2023.

Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	% (Pot. Fiscalizada)
UHE	221	103.580.021,00	103.195.537,00	52,71%
UTE	3123	56.463.880,61	46.451.081,01	23,73%
EOL	1624	54.894.591,86	27.042.223,86	13,81%
UFV	21217	143.939.517,62	10.436.529,55	5,33%
PCH	532	7.210.243,22	5.777.492,56	2,95%
UTN	3	3.340.000,00	1.990.000,00	1,02%
CGH	714	890.514,66	874.959,66	0,45%
Total	27434	370.318.768,97	195.767.643,64	100,00%

Fonte: Sistema de Informações de Geração da ANEEL.

Em paralelo ao acúmulo de processos na ANEEL, na fila de acesso do Operador Nacional do Sistema (ONS) os pedidos acumularam-se e a alta oferta de geração acabou não sendo acompanhada pela expansão da Rede de Transmissão (Rede Básica - RB). Como consequência do desacoplamento do planejamento da transmissão com a oferta de geração, uma série de pedidos de acesso ao sistema foram negados ou condicionados à entrada em operação de obras estruturantes previstas pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), como ilustra a Tabela 2.

Tabela 2: Situação dos pedidos de acesso ao Sistema Interligado Nacional.

Situação	Quantidade	Potência (MW)
Solicitações de acesso em andamento	91	33.516
Pareceres de acesso com necessidade de celebração de CUST	48	15.985
Pareceres de acesso emitidos sem viabilidade de conexão	47	13.837
Total	186	63.339

Fonte: Adaptado de Operador Nacional do Sistema Elétrico.

Dado o contexto descrito, observa-se que no atual cenário de expansão da geração de energia elétrica no país, a inserção de fontes renováveis tem trazido diferentes desafios para a operação do sistema elétrico brasileiro (EPE; MME, 2020). A expansão da rede de transmissão deve atender preferencialmente os crescimentos

de carga, e não a geração (embora a RB também deve estar acoplada e ser expandida para acompanhar o setor de geração). Entretanto, o crescimento da oferta de energia representa um índice de desenvolvimento de importância mercadológica (BARROS; BORELLI; GEDRA, 2016). Desta forma, a opção de paralisar ou até mesmo proibir o crescimento da geração para que haja tempo suficiente para que a transmissão alcance os patamares de expansão necessários pode impedir o desenvolvimento do país. A urgência impulsiona o mercado a se adaptar e encontrar meios de contornar (ou ao menos mitigar) os desafios para conexão de novas centrais geradoras. Portanto, um dos objetivos deste trabalho é apresentar uma alternativa no contexto de busca de soluções para atender o crescimento e permitir o escoamento do montante de energia previsto para os próximos anos.

1.1 Hibridização de Sistemas de Geração

Dentre as possíveis soluções para viabilizar o escoamento do potencial de geração, cita-se a expansão da transmissão, o deslocamento da carga, a geração distribuída, os sistemas de armazenamento de energia, entre outros (MENEZES, 2022). Entretanto, em determinados casos, alguns segmentos da rede de transmissão/subtransmissão/distribuição brasileira foram construídos para operar um fluxo de carga unidirecional, oriunda de fontes despacháveis através da programação da operação. O cenário de crescimento de fontes alternativas como eólica e solar tem como efeito também o risco por causa da intermitência dessas fontes (REIS; FADIGAS; CARVALHO, 2012).

Outra possível solução, que evita a necessidade de investimentos em infraestrutura de rede, pode ser a abordagem da cogeração, ou da geração híbrida de energia, combinando fontes renováveis de energia. Esta última estratégia, hibridização e associação de fontes, será abordada neste trabalho.

Para usinas híbridas e associadas, a ANEEL publicou em 30 de novembro de 2021 a Resolução Normativa nº 954 (ANEEL, 2021a) para regular a obtenção de outorga de autorização para novos empreendimentos e permitir que centrais geradoras de fontes de energia distintas compartilhem o mesmo sistema de transmissão de interesse restrito para escoamento da energia elétrica produzida.

A diferença entre as usinas híbridas e associadas é basicamente a forma de medição e faturamento do sistema. As usinas híbridas compartilham, além do mesmo sistema de transmissão de interesse restrito, ou seja, as instalações que transportam a energia gerada da subestação coletora ao ponto de conexão, um único medidor de energia e Contrato de Uso do Sistema de Transmissão/Distribuição (CUST/D). Já as usinas associadas, possuem medidores de energia distintos para cada tecnologia empregada no sistema. Do ponto de vista regulatório, a diferença entre as modalidades é que as usinas associadas devem ser objetos de outorgas distintas, diferentemente da usina híbrida.

Além da hibridização e associação de fontes, outras modalidades de enquadramento podem ser exploradas, como as usinas adjacentes, quando os empreendimentos se localizam próximos um ao outro, mas não dividem sistemas de transmissão, e os portfólios comerciais usualmente são montados pelas empresas para diversificar a oferta de produtos ao combinar usinas de diferentes fontes de energia. Entretanto, a forma de contratação do Montante de Uso do Sistema de Transmissão/Distribuição (MUST/D) nesta modalidade de operação ainda é algo novo no setor elétrico, uma vez que, após a revogação da Resolução Normativa nº 666 de 2015, que trata do tema, o cálculo a ser realizado pelos agentes de geração na modalidade híbrida ou associada, após realização de consultas públicas (ANEEL, 2021b) e de análise técnica (ANEEL, 2022a)(ANEEL, 2020) foi definido na Resolução Normativa nº 1.029 de 2022 (ANEEL, 2022b), baseia-se numa faixa de operação a partir da potência nominal implantada de cada fonte.

Em termos gerais, o MUST/D contratado deve estar entre a potência instalada da tecnologia de maior participação no sistema híbrido ou associado e a soma das potências instaladas de cada tecnologia.

Ainda neste tema, ressalta-se a necessidade de acompanhamento das ultrapassagens de MUST/D que podem ocorrer durante a operação de empreendimentos de geração. Este assunto abrange desde as penalidades por ultrapassagem até os cortes de geração (*curtailment*), este último representa um sério problema dentro do setor elétrico atualmente dada sua frequência de ocorrência e pouca regulação para os ressarcimentos aos geradores.

Para caracterizar duas usinas como associadas, é necessário apenas que uma delas não tenha assinado ainda seu CUST/D. Esse requisito abre uma oportunidade relevante: é possível associar uma usina ainda na fase de projeto a uma usina já em

operação que possua um contrato assinado. Essa janela de oportunidade permite que empreendimentos que não estejam produzindo como esperado (por exemplo, em função da intermitência de seu recurso) sejam complementados por outra usina para compensar a insuficiência de geração e garantir os cumprimentos dos contratos de compra e venda de energia.

Ainda considerando a opção de associação, é possível que empreendimentos que não teriam Parecer de Acesso favoráveis pelo ONS sejam associados a empreendimentos já existentes e possam, de uma outra maneira, ser viabilizados e implantados (mitigando o risco de inviabilidade técnica pela falta de margem de escoamento do sistema).

Salienta-se que para tornar uma nova modalidade competitiva é necessário que o arranjo seja mais vantajoso em relação às modalidades já consolidadas. Ou seja, é necessário compreender quando é mais atrativo implantar um empreendimento de uma única tecnologia de geração ou quando é viável associar duas ou mais tecnologias, sejam empreendimentos em fase de desenvolvimento ou de operação.

Observa-se que ainda não há uma solução ampla e geral amplamente aplicável, isto é, não é possível afirmar que sempre e para qualquer condição será economicamente mais atrativo implantar um empreendimento de uma única tecnologia de geração ou um empreendimento de duas ou mais tecnologias distintas. É necessário avaliar caso a caso, analisando diversas situações para a tomada de decisão adequada.

O processo de tomada de decisão deve ser baseado em uma série de fatores. Alguns serão discutidos neste trabalho, impulsionados pela justificativa que existem algumas vantagens na hibridização que devem ser considerados, como por exemplo: o aumento da confiabilidade do sistema, a mitigação dos riscos financeiros da diversificação de produtos, a possibilidade de compartilhar um único sistema de transmissão de interesse restrito e com isso economizar em CAPEX (*capital expenditure*), a opção de contratar um único MUST/D para o sistema, a otimização do projeto em termos de logística, operação e manutenção e com isso economizar em OPEX (*operational expenditure*), uma vez que as equipes mobilizadas para estas atividades já estariam alocadas no local de implantação, entre outros.

Logo, existem diversas variáveis que precisam ser exploradas e compreendidas de modo a auxiliar o mercado a avaliar a alternativa de implantação de empreendimentos de geração de energia na modalidade híbrida e associada, para

que esta seja competitiva em relação à modalidade já consolidada no setor elétrico, que trata apenas de uma fonte de geração.

No contexto descrito, o trabalho proposto tem o objetivo de avaliar o potencial de implantação de centrais geradoras de energia híbrida e associadas, atualmente consideradas como uma das soluções em potencial para permitir o massivo crescimento de geração elétrica por fontes renováveis variáveis/intermitentes, tal como solar fotovoltaica e eólica.

Para a viabilidade da operação unificada de uma usina com fontes de diferentes tecnologias, é necessário que sejam avaliados alguns critérios de modo que a hibridização ou associação de duas fontes seja vantajosa em comparação com usinas de geração de energia elétrica oriunda de uma única fonte. É também necessário compreender como o contexto regulatório e mercadológico da modalidade, do ponto de vista de contratos de comercialização de energia e de contratação de uso do sistema para escoamento da energia gerada (LUZ, 2022) podem impactar no crescimento da modalidade híbrida de geração.

1.2 Objetivos do Trabalho

Para a análise de viabilidade técnica de hibridização, neste trabalho serão considerados cinco aspectos principais: a disponibilidade de recurso eólico e solar; a correlação entre o potencial de geração de energia eólica e solar; a disponibilidade de margem de escoamento no Sistema Interligado Nacional; a complementaridade entre as fontes eólica e solar; e a avaliação das possíveis ultrapassagens de montante contrato de uso do sistema.

A análise de forma integrada fornecerá informações para a tomada de decisão sobre a implantação de projetos na modalidade híbrida ou associada, considerando seus aspectos técnicos e econômicos.

Com a finalidade de realizar a análise de viabilidade de um empreendimento da modalidade híbrida ou associada, o presente trabalho tem como objetivos específicos os seguintes itens:

- a) Avaliar localidades com alto potencial eólico e solar e a correlação entre as fontes;
- b) Avaliar a disponibilidade para escoamento de energia disponível (margem de escoamento) na rede de transmissão próxima à localização escolhida;

- c) Analisar a complementariedade entre as fontes;
- d) Determinar a combinação otimizada da potência a ser instalada de cada fonte (CASTRO, 2021) (BORGES, 2021);
- e) Avaliar, através de simulações, as possíveis ultrapassagens de MUST/D e os respectivos valores de multas a serem pagos ao sistema.

2. Revisão Bibliográfica – Sistemas de Geração Híbrida

Para tornar a compreensão do trabalho mais fluida, dividiu-se o presente capítulo em três etapas. A primeira trata revisão bibliográfica sobre usinas híbridas e associadas no aspecto internacional. A segunda, reduz o espaço amostral para o aspecto nacional. Na terceira, tem-se a revisão da regulamentação do setor elétrico brasileiro para esta modalidade de operação, e sua evolução ao longo dos anos.

2.1 Experiência Internacional na Hibridização de Fontes de Geração

Internacionalmente as usinas híbridas e associadas possuem um histórico mais avançado do que no Brasil. Há trabalhos sobre o tema, e ainda diversos exemplos de sistemas híbridos instalados espalhados por outros países (LUZ, 2022) (GUIMARÃES; MESSIAS; NETTO, 2022).

Diferentemente do Brasil, que possui uma matriz elétrica diversificada, em diversos países do mundo a matriz é majoritariamente oriunda de combustíveis fósseis. Portanto, a escolha pela hibridização é aliada não somente com a disponibilidade dos demais recursos, mas também com a maturidade da tecnologia e com a segurança energética que este tipo de matriz traz ao sistema, frente à dependência dos combustíveis fósseis que tem sido cada vez mais questionada e as demais opções vêm apresentando forte crescimento.

O fato de associar uma termelétrica a gás natural a um sistema fotovoltaico ou eólico implica na diminuição de emissão de gases do efeito estufa e permite a flexibilidade de geração. A termelétrica, garante, diferentemente de uma fonte intermitente, a segurança na geração de energia elétrica. Entretanto, assim como destaca a nota técnica EPE-DEE-NT-029/2019-r0 sobre as usinas híbridas no contexto do planejamento energético (EPE, 2019), apesar dos benefícios, ainda há obstáculos associados aos aspectos comercial e regulatório na implementação destas modalidades de usinas.

Assim como no Brasil, que teve o crescimento das fontes alternativas de energia fortemente impulsionado pelo incentivo governamental (EPE, 2019), a maioria dos projetos construídos até o momento em outros países depende de subsídios e regulações específicas para viabilização (EPE, 2019).

É também necessário considerar que cada país tem um sistema elétrico com particularidades. Há pontos que devem ser analisados e que podem impor dificuldades razoáveis para a implantação destas usinas. De modo geral, é possível citar alguns aspectos como os abordados a seguir.

Do ponto de vista fundiário, é necessário considerar que grandes usinas demandam grandes áreas de implantação. Dependendo da tecnologia, algumas fontes de energia necessitam de áreas maiores que outras para sua implantação. Por exemplo, uma usina eólica necessita de uma área para implantação muito maior que uma usina termelétrica, uma vez que os aerogeradores são equipamentos de grandes dimensões e que necessitam de um afastamento considerável um do outro, a depender de seu projeto.

Em países que possuem disputas territoriais e que as áreas livres são necessárias para cultivo de alimentos, tem-se dificuldade em tornar a geração de energia o fim mais viável para uma propriedade valorizada.

Como já citado anteriormente, nem todos os países possuem a diversidade de recursos naturais para geração de energia que se encontram no Brasil.

Este país de dimensão continental, localiza-se próximo à linha do equador, possui várias horas de sol durante um dia, extenso território litorâneo, é cortado por diversos rios, possui variedade em biomassa e entre outras vantagens que tornam a atratividade das fontes alternativa de energia crescerem naturalmente.

Considerando o aspecto da transmissão e distribuição de energia, tem-se que o Brasil é cortado por diversas linhas de transmissão e subestações de grande porte que compõem o Sistema Interligado Nacional (SIN), e permite o escoamento de energia em todo território brasileiro, com exceção dos Sistemas Isolados, majoritariamente no norte do país, motivado principalmente pela grande área de floresta no Amazonas, que representa obstáculo para continuidade de linhas aéreas e subterrâneas às extremidades e diversas áreas da região norte.

Além dos equipamentos de rede básica (que operam em tensão igual ou superior a 230 kV) e de rede básica de fronteira (que operam em tensão de 138 kV), o Brasil também possui extensa malha de linhas de distribuição (iguais ou inferiores a 138 kV) e suas subestações.

Estas conexões garantem o suprimento de energia em quase que na totalidade do território brasileiro. Nem todos os países do mundo possuem um sistema como este, com possibilidade de escoamento de energia a nível nacional.

Ainda assim, mesmo com as características de cada país, existem diversos exemplos de sistemas híbridos de geração de energia elétrica espalhados pelo mundo. Sistemas estes implantados em diferentes escalas e contando com diversas aplicações. Alguns destes sistemas incluem ainda armazenamento de energia através de baterias.

A Tabela 3 apresenta um levantamento dos principais projetos de sistemas híbridos no mundo. A seção 2.2 a seguir aborda os sistemas de geração híbrida no Brasil.

Tabela 3: Exemplos de sistemas híbridos ao redor do mundo.

Fonte majoritária (1)	Fonte complementar (2)	Bateria	País	Potência instalada (1) (MW)	Potência instalada (2) (MW)	Referência
Eólica	Fotovoltaica	Não	Austrália	164	10	(EPE, 2018)
Eólica	Fotovoltaica	Sim	Austrália	43,2	15	(EPE, 2018)
Eólica	Fotovoltaica	Não	Estados Unidos	4,6	1 (pico)	(EPE, 2018)
Geotérmica	Fotovoltaica (2) e Termo solar por concentração (3)	Não	Estados Unidos	33	27 (2) e 2 (3)	(EPE, 2018)
Eólica	Fotovoltaica	Não	Reino Unido	8,4	5	(EPE, 2018)
Eólica	Fotovoltaica	Sim	China	100	40	(EPE, 2018)
Eólica	Fotovoltaica	Sim	Estados Unidos	300	50	(PAIVA, 2022)
Eólica	Fotovoltaica (2) e Termo solar por concentração (3)	Sim	China	400	200 (2) e 50 (3)	(PAIVA, 2022)
Eólica	Fotovoltaica	Não	Estados Unidos	5	0,5 (pico)	(BRAGA, 2021)
Fotovoltaica	Eólica	Sim	China	1.800	20	(BRAGA, 2021)
Eólica	Fotovoltaica	Sim	China	100	40	(BRAGA, 2021)
Eólica	Fotovoltaica	Não	Índia	50	28,8	(LUZ, 2022)
Eólica	Fotovoltaica	Sim	Grécia	0,8	0,16	(LUZ, 2022)
Eólica	Fotovoltaica	Sim	Portugal	4,5	1	(LUZ, 2022)
Eólica	Fotovoltaica	Sim	Espanha	0,85	0,245	(LUZ, 2022)

Fonte: Autora

2.2 Experiência Nacional na Hibridização de Fontes de Geração

Como mencionado anteriormente, o Brasil possui variedade entre os recursos disponíveis para geração de energia elétrica, o que torna a hibridização bastante promissora no país. O primeiro sistema híbrido no país foi o implantado na ilha de Fernando de Noronha, em Pernambuco. Adicionando um aerogerador a uma planta a diesel, o sistema entrou em operação em 1992. Anos depois, mais uma torre eólica foi adicionada ao sistema. Por decorrência de uma descarga atmosférica em 2009, uma das torres teve sua hélice e seu gerador destruídos (WWF, 2021).

Diversos outros sistemas foram implantados ao longo dos anos no Brasil, ainda que em escala menor e sem regulação específica. Destaca-se, no ano de 2015, o parque que levou o título de “primeiro parque híbrido de energia renovável do Brasil”, o Complexo Fontes (Figura 5), implantado na cidade de Tacaratu, a aproximadamente 500 km de Recife, em Pernambuco (SUSTENTARQUI, 2015).

Figura 5: Complexo Fontes, em Tacaratu/PE.



Fonte: Secretaria de Desenvolvimento Econômico de Pernambuco.

O projeto foi concebido como uma parceria do governo de Pernambuco com a empresa italiana Enel Green Power. O complexo reúne as tecnologias eólica e fotovoltaica, com potência instalada de 80 MW da eólica somados a 11 MW da fotovoltaica (CAMARGO, 2015). Os projetos foram licitados em ocasiões diferentes,

sendo o eólico no leilão A-3 de 2011 e o de solar no leilão regional de Pernambuco em 2013 (BEZUTTI, 2022).

Ainda no ano de 2015, o estado de Pernambuco publicou o “Atlas Eólico e Solar de Pernambuco”, documento elaborado com o apoio de empresas e instituições como Eletrobras, Chesf, ONS, Aeroespacial, Universidade Federal de Pernambuco, entre outros, que tem como objetivo apresentar uma visão geral do potencial de geração de energia a partir das fontes eólica e solar fotovoltaica no Estado, como forma de subsidiar a elaboração de políticas e estratégias para atrair novos investimentos para Pernambuco (GOVERNO DE PERNAMBUCO, 2017).

Mais de sete anos após o início da operação comercial do projeto em Tacaratu/PE, a Enel, no final de 2022, manifestou interesse em investir em projetos híbridos como alternativa aos combustíveis fósseis, inclusive desenvolvendo novas plantas híbrida (BEZUTTI, 2022).

Ainda considerando os sistemas híbridos brasileiros, cita-se a usina solar flutuante denominada UFV Veredas Sol e Lares, implantada sob o lago da PCH Santa Marta, no município de Grão Mogol, em Minas Gerais (HEIN, 2023b). A usina (ilustrada no registro fotográfico da Figura 6) é de propriedade da Associação Estadual de Defesa Ambiental e Social, com recursos do programa de pesquisa e desenvolvimento da Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG). A usina solar fotovoltaica (UFV) tem capacidade instalada de 1,2 MWp (HEIN, 2023b).

Figura 6: Usina solar fotovoltaica flutuante em Grão Mogol/MG.



Fonte: Divulgação/Creral (HEIN, 2023b).

Pesquisas indicam o potencial de crescimento dos sistemas híbridos no Brasil (GUIMARÃES; MESSIAS; NETTO, 2022) (LUZ, 2022). Entretanto, ressalta-se que os sistemas híbridos no Brasil cresceram ainda que sem regulação específica e contando com o incentivo de pesquisa dos diversos centros espalhados pelo país. A Tabela 4 apresenta um levantamento dos registros de projetos de sistemas híbridos ou associados no Brasil, em operação, com potência instalada superior a 3 MW. Ressalta-se que no caso do Brasil, nenhum dos projetos em operação encontrados associam-se a um banco de baterias.

Tabela 4: Sistemas híbridos/associados em operação no Brasil.

Fonte majoritária (1)	Fonte complementar (2)	Início de Operação	Cidade	UF	Potência instalada (1) (MW)	Potência instalada (2) (MW)	Referência
Eólica	Fotovoltaica	2015	Tacaratu	PE	80	11	(CAMARGO, 2015)
Eólica	Fotovoltaica	2023	Curral Novo	PI	274,05	68	(BRAGA, 2021)
Eólica	Fotovoltaica	2023	Santa Luzia	PB	471,2	149,2 (pico)	(BADRA, 2023)
Eólica	Fotovoltaica	2021	Areia Branca	RN	2.400	320	(ABEEÓLICA, 2022)

Fonte: Autora.

No Tópico 2.3 a seguir é apresentado um levantamento dos empreendimentos para os quais foram encontradas as autorizações (outorgas) do órgão regulador para implantação na modalidade híbrida ou associada.

2.3 Regulamentação Nacional

O modelo institucional do setor elétrico é baseado numa estrutura de governança administrada por órgãos sem fins lucrativos que atuam com diferentes objetivos, de modo integrado e hierarquizado. O órgão responsável pela regulação do setor elétrico é a ANEEL. Dentre suas atribuições, destacam-se a regulação da geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica e a fiscalização dos serviços de energia elétrica (ANEEL, 2023b). É de responsabilidade da ANEEL a publicação de Resoluções Normativas (REN) que, dentre outras ações, estabelecem as diretrizes para diversos temas de sua responsabilidade, como a implantação de novos empreendimentos de geração de energia.

Para produzir e comercializar a energia elétrica no Brasil, existem duas modalidades regularizadas pela ANEEL, são elas: a geração distribuída (GD) e a Geração Centralizada (GC). Na geração distribuída, cujo marco legal teve sanção presidencial em 06 de janeiro de 2022, as centrais geradoras de energia elétrica têm sua potência instalada limitada a 3 MW e possui as seguintes subdivisões: microgeração distribuída, para as centrais geradoras de energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 75 kW, e minigeração distribuída, para as centrais geradoras de energia elétrica com potência instalada maior que 75 kW e menor ou igual a 5 MW (SENADO FEDERAL, 2022).

Na geração centralizada, para as centrais geradoras de energia elétrica com potência instalada superior a 3 MW, os agentes de geração, sejam eles pessoa física, jurídica ou consórcio empresarial, podem se enquadrar como Autoprodutor de Energia (APE), quando a produção de energia é destinada ao consumo próprio do agente, ou Produtor Independente de Energia (PIE) quando a produção de energia é destinada à comercialização da energia elétrica no Ambiente de Comercialização Livre (ACL) ou no Ambiente de Comercialização Regulado (ACR).

A REN 876, de 10 de março de 2020, foi um marco regulatório que estabeleceu os requisitos e procedimentos necessários à obtenção de outorga de autorização para implantação de centrais geradoras eólicas, fotovoltaicas, termelétricas e outras fontes

alternativas. Esta resolução estabelece os requisitos necessários para a obtenção da Outorga de Autorização, desde a qualificação jurídica do agente solicitante até a qualificação técnica do projeto em questão, que permitem que um agente de geração possa comercializar a energia do empreendimento no ACL. Assim, no pedido de Outorga de Autorização para implantação e exploração de uma central geradora de energia elétrica, é necessário apresentar à Agência uma série de documentos que serão avaliados por analistas da Superintendência de Concessões, Permissões e Autorizações dos Serviços de Energia Elétrica da ANEEL – SCE, departamento responsável pela análise dos pedidos de outorga.

Já para comercialização da energia no ACR, o agente deve participar de um leilão público de energia, que foram regulamentados no Brasil em 2004 (CASA CIVIL, 2004) e seguem as diretrizes do Ministério de Minas e Energia (MME), sendo organizados pela ANEEL e realizados com o apoio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Para que um projeto possa concorrer em um leilão público, o agente precisa realizar seu cadastro e ser habilitado tecnicamente pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Até meados de 2021, a modalidade de implantação das centrais geradoras era sempre tratada com uma única fonte. Entretanto, a REN 954, de 30 de novembro de 2021, foi responsável por estabelecer o tratamento regulatório para a implantação de centrais geradoras híbridas associadas. Em 2018, a EPE já havia emitido uma nota técnica a respeito destas modalidades, e as definiu conforme mostra a Figura 7. A principal diferença técnica entre as diferentes tipologias das usinas é a forma de medição das fontes de energia, bem como a forma de contratação de uso do sistema, se dividem ou não o mesmo CUST/CUSD (Contrato de Uso do Sistema de Transmissão/Contrato de Uso do Sistema de Distribuição).

Figura 7: Tipologias e combinações de usinas segundo sua medição e contratação de uso do sistema, segundo a EPE.



Fonte: Usinas híbridas: uma análise qualitativa de temas regulatórios e comerciais relevantes ao planejamento, EPE, 2018 (EPE, 2018).

No caso das usinas adjacentes, das associadas e dos portfólios comerciais, a medição de energia elétrica é feita por fonte geradora. Já nas usinas híbridas não há distinção na medição de energia elétrica.

Do ponto de vista físico, as usinas podem ou não estar localizadas em regiões próximas, uma vez que implantar diferentes tecnologias de geração de energia elétrica

em uma mesma localização implica em estudos específicos para otimização de arranjo das unidades geradoras.

Ainda no tema físico, com exceção do portfólio comercial, as demais tipologias de usinas compartilham o mesmo sistema de transmissão de interesse restrito, responsável por transmitir a energia gerada até o ponto de conexão na rede de distribuição ou transmissão. Já pelo aspecto regulatório, para as usinas adjacentes e os portfólios comerciais, tem-se um contrato de uso do sistema para cada fonte de energia. Nas usinas híbridas e associadas, um único contrato é válido para as duas ou mais modalidades de geração de energia.

Em 6 de dezembro de 2021 foi publicada a REN 954/2021, que estabeleceu o tratamento regulatório para implantação de usinas híbridas e associadas. Dentre os principais conceitos trazidos pela norma, citam-se os incisos V e VI que foram incluídos no art. 3º da REN 876/2020:

V – Central Geradora Híbrida (UGH): instalação de produção de energia elétrica a partir da combinação de diferentes tecnologias de geração, com medições distintas por tecnologia de geração ou não, objeto de outorga única; e

VI – Centrais geradoras associadas: duas ou mais instalações, com a finalidade de produção de energia elétrica com diferentes tecnologias de geração, com outorgas e medições distintas, que compartilham fisicamente e contratualmente a infraestrutura de conexão e uso do sistema de transmissão.

Além das definições para as terminologias, a norma ainda trouxe o conceito da faixa de potência a ser aplicada:

XVI - Faixa de Potência da Central Geradora Híbrida ou das centrais geradoras associadas: faixa de valores de potência compreendida entre a soma das potências elétricas ativas nominais da tecnologia de geração de maior participação na Central Geradora Híbrida ou centrais geradoras associadas, e a soma das potências elétricas ativas nominais de todas as tecnologias de geração.” (NR)

Da mesma forma, a REN 954/2021 também trouxe a definição da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) a ser paga pelos agentes de usinas associadas, que não são objetos de outorga única. A TUST deverá ser calculada como mostra a Equação (1):

$$TUST_{associação} = \frac{\sum_{i=1}^n TUST_{g_i} \times MUST_{g_i}}{\sum_{i=1}^n MUST_{g_i}} \quad (1)$$

Onde:

$TUST_{g_i}$: É a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) calculada pela ANEEL para cada central geradora do conjunto associado;

$MUST_{g_i}$: Parcela do Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) contratado declarada para cada central geradora do conjunto associado;

i : central geradora do conjunto; e

n : total de centrais geradoras do conjunto.

A REN 954/2021 entrou em vigor em 3 de janeiro de 2022. A Tabela 5 apresenta os Despachos que autorizaram a implantação de centrais geradoras associadas desde a vigência da REN 954/2021 de que se encontrou registro através de Biblioteca Eletrônica da ANEEL. Até o momento, não há registros nas bases de dados de autorizações emitidas para centrais geradoras híbridas.

Tabela 5: Autorizações para centrais geradoras associadas.

Fonte majoritária (M)	Fonte complementar (C)	Potência fonte M (MW)	Potência fonte C (MW)	Faixa de potência do MUST (MW)	Data do despacho
EOL	UFV	382,25	123	382,25 a 502,85	31/10/2022
EOL	UFV	134,4	59,94	134,4 a 194,34	25/11/2022
EOL	UFV	113,4	29,97	113,4 a 143,37	25/11/2022
EOL	UFV	566,5	563,332	566,5 a 1.129,832	27/02/2023
EOL	UFV	518,7	162,5	518,7 a 681,2	20/04/2023
EOL	UFV	79,8	32,5	79,8 a 112,3	20/04/2023
EOL	UFV	95,19	32,5	79,8 a 112,3	20/04/2023
EOL	UFV	478,8	192,472	478,8 a 671,272	28/08/2023
EOL	UFV	456	136,232	456,0 e 592,232	31/08/2023
EOL	UFV	256,41	50	256,41 a 306,41	14/09/2023

Fonte: Autora.

Em 01 de agosto de 2023 foi publicada a REN 1.068/2023, que, dentre outras providências, estabeleceu no art. 3º que fosse incluído no art. 11 da REN 876/2020 o parágrafo 5º, a seguir:

§ 5º O requerimento de associação de centrais geradoras deverá ser realizado diretamente ao ONS, sendo ela efetivada quando da assinatura do CUST, nos termos estabelecidos nas Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, a partir de 6 meses, contado da data de publicação deste parágrafo.

A REN 1.068/2023 entrou em vigor em 1º de setembro de 2023. Desde então, não há registros públicos junto à ANEEL de consultas para autorização de associação de centrais geradoras.

Em 8 de setembro de 2023 a ANEEL publicou a REN 1.071/2023, que, além de estabelecer “os requisitos e procedimentos necessários à obtenção de outorga de autorização e alteração da capacidade instalada de centrais geradoras Eólicas, Fotovoltaicas, Termelétricas, Híbridas e outras fontes alternativas, bem como à associação de centrais geradoras que contemplem essas tecnologias de geração, e à comunicação de implantação de centrais geradoras com capacidade instalada reduzida, também revogou a REN 876/2020.

A principal mudança trazida pela REN 1.071/2023 foi a chamada “inversão de fluxo”, termo utilizado para a alteração na ordem dos procedimentos regulatórios de novos empreendimentos de geração trazida pela Resolução.

Durante a vigência da REN 876/2020, os agentes de geração deveriam solicitar primeiramente a Outorga de Autorização na ANEEL para depois solicitar seu documento de acesso e proceder com as assinaturas dos devidos contratos de conexão. Com a nova resolução, a partir de 1º de março de 2023, os agentes deverão primeiramente solicitar os documentos de acesso, realizar as assinaturas dos contratos de conexão, para, só então, proceder com a solicitação de Outorga de Autorização na ANEEL.

A REN 1.071/2023 entrou em vigor em 1º de outubro de 2023. Neste mesmo período, em 1º de setembro de 2023 foi publicada a REN 1.069/2023 que, dentre outras procedências, aprovou a revisão do Módulo 5 das Regras de Serviços de Transmissão. Esta revisão contempla o início do aporte de garantia para solicitação de Parecer de Acesso e para assinatura de Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST).

Os valores dos aportes de garantia serão correspondentes a três meses de EUST (Encargos de Uso do Sistema de Transmissão) para solicitação do Parecer de Acesso e a quarenta meses de EUST para assinatura do CUST. O EUST é o produto entre o MUST e a TUST (ONS, 2020).

Neste cenário de múltiplas mudanças regulatórias e novos desafios para o setor elétrico, reforça-se a importância de se ter as usinas híbridas e associadas como opções viáveis para agentes de geração e auxiliar no crescimento contínuo das renováveis no país.

2.4 Metodologias para Avaliação Técnica da Híbridização

A literatura recente tem contribuído significativamente para o amadurecimento técnico e regulatório dos sistemas híbridos eólico-solar, especialmente no contexto de países emergentes como o Brasil. (CASTRO ET AL., 2020) abordam a complexidade da contratação dos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) por meio de uma metodologia baseada em equivalentes de rede flexíveis e simulações estocásticas, destacando a importância de estratégias contratuais otimizadas frente às exigências da ANEEL. No campo da modelagem e otimização de sistemas

híbridos, (GEORGE ET AL., 2023) e (MOHAPATRA ET AL., 2025) exploram algoritmos metaheurísticos avançados, como o *Dragonfly* Modificado e o *Black-Winged Kite Algorithm* (BKA), para dimensionamento econômico de sistemas híbridos conectados ou isolados da rede, demonstrando sua eficácia na redução de custos e aumento da confiabilidade. Complementarmente, (JAMSHIDI ET AL., 2021) propõem modelos alternativos para estimar o porte desses sistemas mesmo na ausência de dados meteorológicos detalhados, o que se mostra promissor para aplicações em regiões com baixa densidade de medição.

Do ponto de vista político e institucional, (DAS ET AL., 2020) e (HASSAN ET AL., 2023) evidenciam que o avanço dos sistemas híbridos depende não apenas de fatores técnicos, mas também de ambientes regulatórios estáveis e incentivadores, sugerindo que políticas públicas claras, integradas e de longo prazo são essenciais para garantir a atratividade desses investimentos. Especificamente no caso brasileiro, (SANTOS ET AL., 2020) indicam que a ausência de uma regulação específica para projetos híbridos ainda é um entrave à plena adoção dessa tecnologia, apesar do enorme potencial técnico e da complementaridade entre as fontes solar e eólica — especialmente na região Nordeste.

Contribuições importantes no contexto brasileiro também surgem de estudos acadêmicos mais aplicados. (BRAGA, 2021) analisou o potencial de hibridização e a capacidade de escoamento no estado da Bahia, destacando como a otimização do uso da transmissão e o compartilhamento de MUST podem reduzir significativamente os Encargos de Uso do Sistema de Transmissão (EUST), especialmente após a revogação dos subsídios tarifários pela Lei 14.120/2021. Já (TRINDADE, 2020) combinou modelos estatísticos de séries temporais com a Teoria Moderna do Portfólio para propor uma metodologia de alocação ótima de investimento em projetos híbridos, evidenciando a viabilidade técnica e econômica de se aproveitar a complementariedade entre vento e sol, tanto na escala horária quanto na mensal. Seus resultados demonstram que é possível não apenas reduzir riscos de exposição ao PLD, mas também otimizar a contratação de MUST e, portanto, os custos operacionais de usinas híbridas.

Esses estudos fornecem bases robustas para refletir sobre os desafios e oportunidades da hibridização no setor elétrico brasileiro, reforçando a urgência de se desenvolver um marco regulatório específico e mecanismos eficientes de planejamento, contratação e operação no Sistema Interligado Nacional (SIN),

garantindo segurança, previsibilidade e modicidade tarifária no processo de transição energética.

Neste trabalho, é considerada uma abordagem integrada, no qual os aspectos técnicos e regulatórios são avaliados, buscando promover o encontro do regulatório com o técnico, além de propor uma metodologia que permita ao projetista avaliar a potência ótima da fonte complementar no parque híbrido. Inicialmente é avaliada a margem de escoamento remanescente para determinar os limites de potência injetada. Em seguida, a partir da potência de uma fonte inicial do tipo eólica, é simulado o valor da usina fotovoltaica associada.

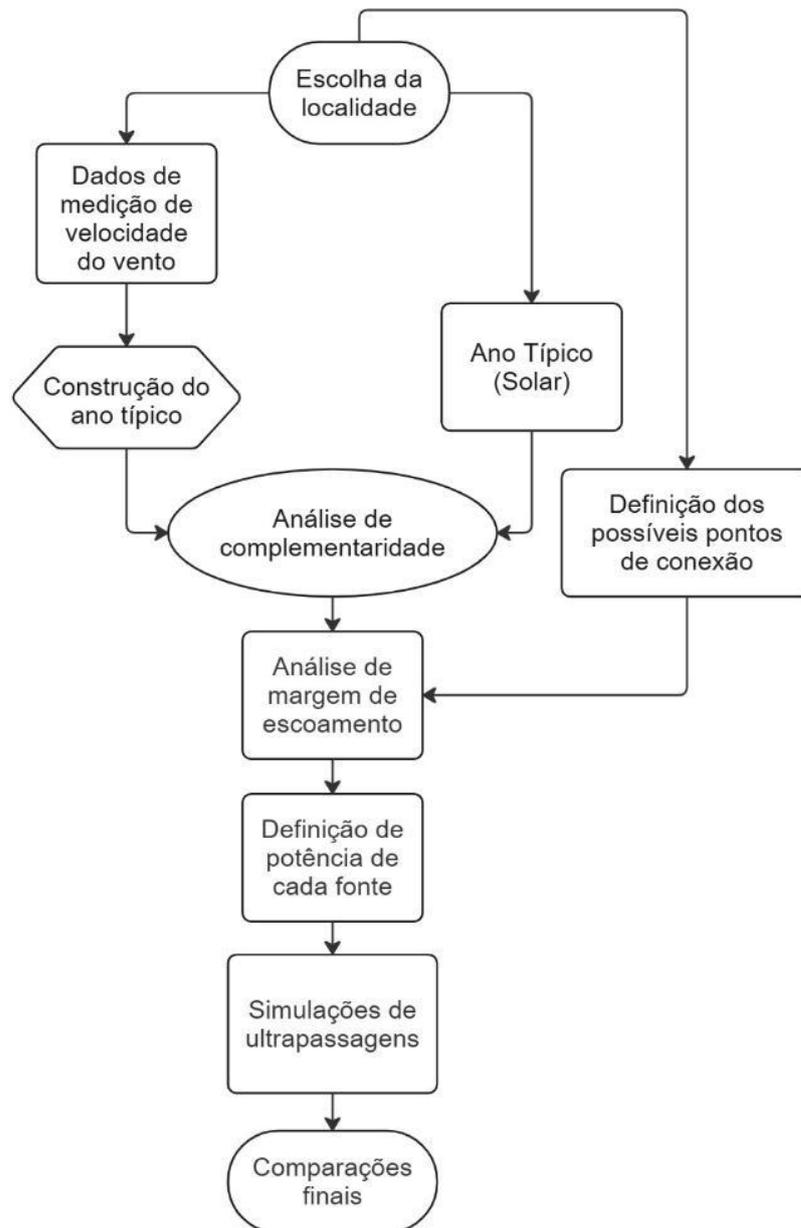
3. Proposta de Metodologia para Estimar a Capacidade Instalada da Central de Geração Híbrida Complementar

Este capítulo detalha a metodologia para avaliação da potência complementar de um empreendimento eólico por meio da adição de geração solar fotovoltaica. Inicia-se com a escolha da localidade e a obtenção dos anos típicos eólico e solar. Depois realiza-se a definição dos possíveis pontos de conexão com o sistema elétrico do Brasil. Em paralelo, obtém-se a análise de complementaridade entre as fontes de energia estudadas.

Os passos seguintes devem analisar a margem de escoamento de energia disponível para conexão e, em seguida, a definição de potência a ser instalada de cada fonte, de maneira otimizada.

Por fim, são realizadas as simulações para identificação das possíveis ultrapassagens dos montantes de uso do sistema de transmissão/distribuição e suas respectivas multas a serem pagas ao sistema, bem como as devidas considerações finais. A execução das avaliações associadas à metodologia proposta neste trabalho será desenvolvida em etapas, conforme o fluxograma apresentado na Figura 8.

Figura 8: Fluxograma da metodologia proposta no presente trabalho.



Fonte: Autora

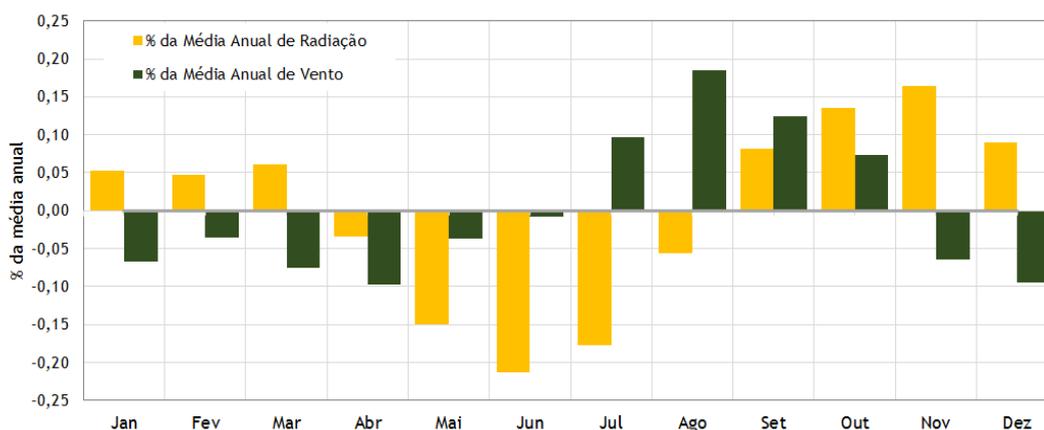
3.1 Avaliação de regiões com alto potencial de geração eólica e solar fotovoltaica

A primeira parte deste trabalho busca localizar regiões no Brasil que possuem alto potencial de geração eólica e solar fotovoltaica, para, em seguida, avaliar complementariedade dos recursos em relação à potência disponibilizada no ponto de conexão.

Como descrito no capítulo anterior, a EPE realizou estudos de avaliação do potencial brasileiro e elegeu algumas cidades com elevado potencial de hibridização no local. Entretanto, assim como citado no capítulo anterior, quando são consideradas as informações do Atlas de Eólico e Solar de Pernambuco (GOVERNO DE PERNAMBUCO, 2017), observa-se que o Estado em que este trabalho pode ser alvo de investigação com maior profundidade da complementariedade de potência. O documento avaliou as cidades do território pernambucano e elencou seu potencial eólico e solar e, também, seu potencial de hibridização.

Pernambuco logo se caracteriza como um estado atrativo para estudos de empreendimentos híbridos e associados, dado o perfil complementar de um ano típico na região pernambucana, como mostra a Figura 9.

Figura 9: Ano típico eólico e solar em Pernambuco.



Fonte: Atlas Eólico e Solar de Pernambuco (GOVERNO DE PERNAMBUCO, 2017).

Para os estudos do atlas, foram utilizados tanto dados satelitais como dados medidos *in loco*, que foram cedidos para validação dos modelos de previsão (GOVERNO DE PERNAMBUCO, 2017).

Considerou-se que a área útil a ser considerada deveria ser correspondente àquela destinada à implantação de empreendimentos eólicos, com diferentes alturas de rotores, sendo complementados pelos empreendimentos de geração solar fotovoltaica. Estimou-se, então, o potencial eólico, a geração solar e a energia híbrida, como sendo a soma da geração de energia das duas fontes (GOVERNO DE PERNAMBUCO, 2017).

A área considerada também se baseou na possibilidade de conexão com a Rede Básica em até 100 km. Ou seja, caso a localização supere esta distância, esta não foi considerada como área disponível (GOVERNO DE PERNAMBUCO, 2017).

A estimativa foi feita para todas as regiões do estado pernambucano. As Figuras 10, 11 e 12, retiradas do atlas, mostram as tabelas que registram os potenciais eólico, para diferentes alturas de rotor de turbinas eólicas (80, 100, 120 e 140 m), e solar das cidades na região do Sertão do São Francisco, composta pelos municípios de Afrânio, Cabrobó, Dormentes, Lagoa Grande, Orocó, Petrolina e Santa Maria da Boa Vista.

Figura 10: Área do município considerada disponível para implantação de empreendimentos eólicos e fotovoltaicos.

SERTÃO DO SÃO FRANCISCO	Área do Município [Km ²]									% de área disponível usada para solar em cada altura de rotor			
	Área Município	Área Disponível Para Eólica				Área Disponível Para Solar				80	100	120	140
		80	100	120	140	80	100	120	140				
Afrânio	1.491,2	946,7	1.266,0	1.446,7	1.458,3	492,3	658,3	752,3	758,3	33,7	33,2	32,2	31,0
Cabrobó	1.656,4	7,8	14,8	40,8	199,9	4,1	7,7	21,2	103,9	32,8	32,9	33,5	34,4
Dormentes	1.537,6	527,2	881,7	1.357,2	1.479,8	274,1	458,5	705,7	769,5	32,3	33,9	33,4	32,2
Lagoa Grande	1.848,3	140,8	585,1	1.132,2	1.225,2	73,2	304,3	588,7	637,1	34,5	34,6	34,2	32,6
Orocó	554,4	1,7	3,0	9,1	118,6	0,9	1,5	4,7	61,7	33,6	33,1	33,7	34,7
Petrolina	4.561,6	450,2	1.534,1	3.384,6	3.912,0	234,1	797,7	1.760,0	2.034,3	34,5	34,6	34,4	33,2
Santa Maria da Boa Vista	2.999,5	64,6	321,0	1.335,4	2.186,8	33,6	166,9	694,4	1.137,1	34,3	34,5	34,5	33,6
Total	14.649,1	2.139,0	4.605,8	8.706,0	10.580,6	1.112,3	2.395,0	4.527,1	5.501,9	33,6	34,1	33,9	32,8

Fonte: Adaptado de Atlas Eólico e Solar de Pernambuco (GOVERNO DE PERNAMBUCO, 2017).

Figura 11: Potencial e fator de capacidade eólico estimado.

SERTÃO DO SÃO FRANCISCO	Potencial Eólico [MW]				Fator de Capacidade Eólico [%]			
	80	100	120	140	80	100	120	140
Afrânio	2.366,9	3.165,0	3.616,8	3.645,8	30,1	31,0	33,2	35,7
Cabrobó	19,5	37,1	102,0	499,7	32,0	31,8	30,5	28,7
Dormentes	1.318,0	2.204,3	3.392,9	3.699,6	32,9	29,6	30,7	33,2
Lagoa Grande	352,0	1.462,9	2.830,4	3.063,0	28,4	28,2	29,0	32,4
Orocó	4,2	7,4	22,8	296,5	30,4	31,3	30,1	28,0
Petrolina	1.125,5	3.835,3	8.461,6	9.780,1	28,5	28,3	28,6	31,1
Santa Maria da Boa Vista	161,4	802,4	3.338,6	5.466,9	28,7	28,3	28,4	30,3
Total	5.347,5	11.514,5	21.765,1	26.451,6	30,3	29,3	29,7	31,9

Fonte: Adaptado de Atlas Eólico e Solar de Pernambuco (GOVERNO DE PERNAMBUCO, 2017).

Figura 12: Complemento de solar e energia do potencial híbrido estimados.

SERTÃO DO SÃO FRANCISCO	Complemento de Solar [MW]				Energia Gerada Potencial Híbrido [GWh]			
	80	100	120	140	80	100	120	140
Afrânio	6.616,2	8.729,4	9.661,7	9.380,8	20.733,8	27.725,4	31.683,4	31.937,3
Cabrobó	53,1	101,2	283,5	1.425,3	171,2	324,9	893,6	4.377,5
Dormentes	3.537,1	6.210,7	9.403,2	9.881,1	11.545,9	19.310,1	29.721,6	32.408,7
Lagoa Grande	1.008,1	4.202,5	8.042,5	8.287,9	3.083,4	12.814,7	24.794,3	26.832,0
Orocó	11,7	20,5	63,7	853,7	36,8	65,2	199,7	2.597,1
Petrolina	3.219,7	11.003,5	24.164,6	26.962,1	9.859,3	33.597,3	74.123,4	85.673,4
Santa Maria da Boa Vista	460,1	2.299,7	9.567,3	15.243,1	1.413,7	7.029,1	29.246,0	47.890,0
Total	14.906,0	32.567,4	61.186,6	72.033,9	46.844,1	100.866,7	190.661,9	231.715,9

Fonte: Adaptado de Atlas Eólico e Solar de Pernambuco (GOVERNO DE PERNAMBUCO, 2017).

A partir dos dados de cada uma das regiões, foram classificadas as cidades com maior potencial de hibridização através de um algoritmo de ranqueamento em *python*. Foram consideradas todas as alturas de rotores (de 80 a 140 m).

É preciso ressaltar que possuir um alto potencial eólico e solar fotovoltaico não significa, necessariamente, que se trata de um alto potencial de complementação de recursos para viabilidade de implantação de usinas híbridas ou associadas, uma vez que estes recursos, apesar de serem significantes nestas localidades, podem não ser complementares. Ou seja, é possível que uma localização possua alta disponibilidade eólica e solar, mas que, na maior parte do dia, não se complementam, e, então, um recurso se soma ao outro, ao invés de suprir potência em momentos de indisponibilidade parcial da fonte em complementariedade.

Entretanto, possuir elevada disponibilidade de recurso solar e eólico é uma das características essenciais para um projeto de geração híbrido ou associado, sendo que, em termos gerais, o ideal é que estes recursos sejam complementares no tempo.

O resultado da classificação das cidades quanto ao potencial de hibridização é apresentado no capítulo 4, que descreve os resultados associados ao estudo de caso investigado neste trabalho.

3.2 Avaliação de disponibilidade de escoamento de energia em pontos de conexão do SIN

Empreendimentos de geração de energia elétrica, para que sejam considerados viáveis, precisam ter uma ou mais opções de ponto de conexão com disponibilidade para escoamento da energia a ser gerado. Afinal, não adianta construir um empreendimento de geração em um local com excelentes níveis de radiação solar e de velocidade do vento se não há possibilidade para transmitir e distribuir a energia gerada.

É possível conectar-se tanto à rede de distribuição quanto à rede de transmissão. A escolha depende de diversos fatores como proximidade do local, investimentos em obras de subestações, porte do empreendimento e, principalmente, margem de escoamento disponível.

Para empreendimentos híbridos ou associados a situação não é diferente. O que ocorre é que se um dos projetos já possuir CUST/D assinado, a margem para escoamento da energia está garantida, desde que se respeite o montante contratado do sistema.

Entretanto, suponha um novo empreendimento na fase de avaliação de viabilidade. Ou ainda um empreendimento que será associado a outro, mas que ainda não se determinou a potência a ser instalada uma vez que não se assinou nenhum tipo de contrato para uso do sistema.

Nestes casos, é necessário compreender qual a margem de escoamento de energia disponível no ano em que se pretende iniciar a operação deste novo empreendimento para que se caracterize a sua viabilidade.

É claro que um empreendimento não será, em primeiro caso, considerado inviável se, em suas análises iniciais, não se encontre pontos de conexão com viabilidade de escoamento de energia. Esse tipo de desafio é enfrentado em todo o Sistema Interligado Nacional (SIN) e, como se trata de um sistema dinâmico, os cenários podem mudar e é possível que em alguns meses à frente o cenário volte a ser favorável para este novo empreendimento.

O que pode ser feito, durante o estudo de viabilidade de um novo empreendimento, é um conjunto de estudos elétricos comumente chamado de “estudo de margem”. De modo geral, um estudo de margem é composto pelos estudos de curto-circuito e de fluxo de carga.

O estudo de curto-circuito avalia se a adição de geração em determinado ponto de conexão aumenta os níveis de curto-circuito dos equipamentos elétricos da rede de modo a violar os limites estabelecidos pelo ONS.

De modo semelhante, o estudo de fluxo de carga avalia se os níveis de carregamento advindos da adição da geração violam os limites de capacidade/tensão de operação dos equipamentos elétricos do sistema (tal como em linhas de transmissão e transformadores).

O analista responsável deve utilizar os programas do CEPEL, neste caso, o ANAREDE e o ANAFAS, e realizar as simulações. Em cada uma delas, adiciona-se geração no ponto de conexão de interesse e observa-se os resultados de níveis de curto-circuito e de fluxo de potência. O valor máximo de geração injetada antes de violar os limites é considerado o valor de margem disponível para escoamento de energia. As premissas e os critérios que devem ser adotados nesses estudos são definidos pelo ONS.

A realização de um estudo de margem para empreendimentos que pretendem comercializar energia no ACL é a opção mais acurada para se obter um parecer do sistema no cenário mais atual disponível. Entretanto, existem outras opções

que permitem que se obtenha uma estimativa da margem de escoamento disponível e que são entregues pelo próprio ONS.

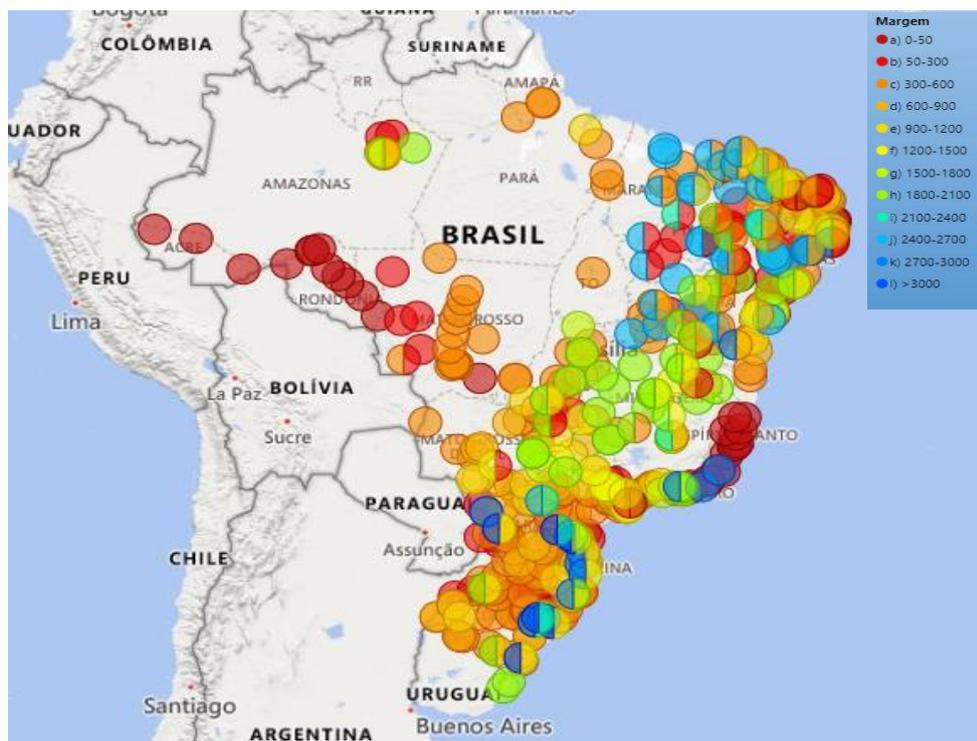
A primeira delas é o estudo de margem de escoamento para leilões de energia, que ocorre sempre após o cadastramento que os agentes fazem para habilitar seus empreendimentos a participarem de um leilão de energia.

Com as informações acerca da potência dos empreendimentos que desejam se conectar nos barramentos do SIN, que, em casos de leilões, são chamados de barramentos candidatos, o Operador realiza estudos de margem em cada um desses pontos de conexão e informa a margem para escoamento de energia disponível (ONS, 2022).

A indisponibilidade de margem de escoamento de energia no horizonte de conexão pretendido pelo agente de geração é motivo para inabilitação de um empreendimento em um leilão público de energia.

A outra opção é uma ferramenta publicada pelo Operador em 23 de maio de 2022, chamada de “Mapa Indicativo da Capacidade Remanescente do SIN”. Nela, é possível selecionar o ponto e o horizonte de conexão disponível e visualizar a margem disponível, de modo interativo e dinâmico. O mapa, apresentado na Figura 13, permite que sejam acessados as notas técnicas e os casos de referência utilizados como base para os estudos que ofertam as informações constantes no mapa.

Figura 13: Mapa Indicativo de Capacidade Remanescente do SIN.



Fonte: ONS (ONS, 2022).

Dada a relevância das informações deste mapa e a aplicação do presente trabalho, optou-se, como premissa, por utilizar a margem de escoamento disponível no ponto de conexão escolhido apresentada na ferramenta como montante de uso disponível para contratação no sistema.

3.3 Avaliação de complementaridade entre recursos

Para avaliar a complementaridade entre os recursos eólico e solar, o ideal é obtenção do acesso a dados medidos por uma ou mais estações anemométricas e solarimétricas de um mesmo local. Ou seja, uma estação que mediu ambos os recursos por um mesmo período. Se isso não for feito de modo intencional, ou seja, com o propósito de avaliar a complementaridade entre as grandezas medidas, as estações comumente instaladas não permitem que essa análise seja executada adequadamente.

Isso se deve ao fato de que, em geral, as estações solarimétricas que possuem anemômetros, tem estes sensores posicionados em alturas incompatíveis com a real necessidade de avaliação para um empreendimento eólico. Em outras palavras, os sensores que medem velocidade do vento em estações solarimétricas

são posicionados em baixa altitude, que não representam a altura onde os rotores de aerogeradores são frequentemente implantados (acima de 80 m).

De modo semelhante, as estações anemométricas são instaladas sem a preocupação de medir irradiação horizontal direta e difusa, uma vez que sua finalidade é de apenas indicar a viabilidade de implantação de um empreendimento eólico, e não solar fotovoltaico.

Embora relevante, este não é um problema que inviabilize este tipo de estudo, uma vez que os sistemas híbridos e associados não precisam ter os equipamentos das diferentes fontes de energia instalados obrigatoriamente próximos um do outro, e é necessário considerar a variação que ocorre numa mesma localidade para diferentes pontos. É por isso que a EPE, em seu manual de habilitação de empreendimentos para participação em leilões públicos de energia (EPE, 2021), indica que a estação solarimétrica abrange uma área de raio de até 10 km para implantação de empreendimentos fotovoltaicos. Já para empreendimentos eólicos, a estação anemométrica abrange uma área de raio de até 10 km, no caso de terrenos de superfície plana com rugosidade homogênea, e de até 6 km, no caso de terrenos complexos. Sendo assim, o obstáculo de não se ter ambas as medições a partir de uma mesma estação de medição pode ser superado se for possível obter medições de estações relativamente próximas uma da outra.

Eis que surge a segunda dificuldade: a disponibilidade de dados públicos. Apesar de existirem muitas estações solarimétricas e anemométricas espalhadas pelo território nacional, é raro encontrar aquelas que disponibilizam publicamente os dados medidos.

Uma vez que a maior parte destas estações são montadas pelas empresas que pretendem implantar novos empreendimentos de geração, os dados medidos as pertencem e divulgá-los pode implicar numa concorrência indesejada pelo local de medição.

Portanto, para trabalhos acadêmicos resta encontrar fontes públicas de dados ou solicitar a concessão de dados de empresas privadas. Ou seja, a aquisição de dados não é uma questão específica deste trabalho, é enfrentado por diversos autores.

Em uma das referências pesquisadas (MACHADO TRINDADE, 2020), citou-se o mesmo problema, onde a solução foi encontrada através dos dados

solarimétricos disponibilizados pela ferramenta chamada PVGIS¹ (*Photovoltaics Geographic Information System*), desenvolvimento no Centro Para Pesquisa Conjunta da Comissão Europeia. A plataforma permite que sejam inseridas as coordenadas geográficas do local de interesse e que sejam acessados dados mensais, diários, horários, e até mesmo já de um ano típico, de diferentes fontes, de medição satelital.

O ano meteorológico típico, como o nome sugere, é determinado estatisticamente com os dados que melhor representam as condições meteorológicas em uma determinada localidade para os doze meses do ano.

Os dados de ano típico, de interesse para esse trabalho, foram escolhidos e atenderam ao objetivo de estimar a potência de um empreendimento do tipo solar fotovoltaico.

De semelhante modo, para os dados de velocidade do vento tem-se a mesma dificuldade. A solução vem através dos dados disponibilizados pela empresa Vortex². Em sua plataforma, é possível inserir as coordenadas do local de interesse e obter dados de medição por satélite de períodos de até seis meses, de diferentes fontes.

É possível que sejam obtidos dados de longo prazo, entretanto, estes não são disponibilizados gratuitamente, como os dados semestrais.

Foi então necessário elaborar o ano típico de dados. Para isso, foram selecionados diversos conjuntos de dados de seis meses de medição, de diferentes anos, e de diferentes fontes satelitais.

Através de algoritmos em *python*, os dados foram tratados, de modo a filtrar os dados anômalos e produzir um conjunto de dados que constitui um ano típico para a localidade.

Ao se obter os anos típicos de medição de irradiância e de velocidade do vento, restava-se analisar a complementaridade entre estes recursos.

Existem diversas formas de análise de complementaridade entre dados. Para este trabalho, o parâmetro escolhido foi o coeficiente de correlação de Pearson (R) (WESCHENFELDER ET AL., 2020), calculado como mostra a Equação (2) (WESCHENFELDER, 2019).

¹ <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>

² <https://vortexfdc.com/>

$$R = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - x_m) * (y_i - y_m)}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - x_m)^2 - (y_i - y_m)^2}} \quad (2)$$

Onde:

n : número de amostras;

x_i e y_i : i -ésimas amostras;

x_m e y_m : médias aritméticas.

Em termos simples, este coeficiente varia entre -1 e 1, indicando que, quanto mais próximo de 1, os conjuntos de dados são positivamente correlacionados, e quanto mais próximo de -1, a correlação opostamente mais forte.

Para a aplicação proposta nesta dissertação, obter uma correlação próxima de 1 indicaria que os recursos não são complementares, ou seja, os dois recursos teriam comportamentos muito semelhantes ao longo do tempo.

Já para correlações próximas a -1, tem-se a correlação oposta, indicando a complementaridade entre os recursos.

Para cálculo do coeficiente de correlação de Pearson e comparações ao longo do ano, também se utilizou de algoritmos em *python*. Os resultados obtidos e suas discussões são apresentados no capítulo 4.

3.4 Avaliação no setor elétrico

As etapas descritas anteriormente podem ser seguidas no mercado para novos empreendimentos de geração em geral, começando a partir da prospecção de terras para desenvolvimento dos projetos, onde se analisa a disponibilidade dos recursos eólico e solar e de conexão com a rede de transmissão ou distribuição. Entretanto, é imprescindível que a hibridização ou associação é uma possível solução para empreendimentos já existentes, como tem crescido no país. Neste contexto, as principais diferenças de um projeto convencional para um projeto de hibridização, para as etapas descritas aqui neste trabalho, são:

- a) A avaliação da localidade é voltada à análise de projeto e de custos de implantação e de operação. Em casos de empreendimentos híbridos, que dividam a mesma localização de implantação, é necessário que o *layout* considere a interferência de uma tecnologia na outra (eólica e solar fotovoltaica, por exemplo), do ponto de vista de sombreamento, rugosidade do solo, entre outros.

Também é necessário avaliar os custos relacionados ao escoamento da energia produzida, tendo em vista o dimensionamento da subestação e da linha de transmissão/distribuição. Esta mesma análise é necessária nos casos de projetos associados, forma que mais tem crescido no Brasil. O que se tem visto são projetos solares fotovoltaicos que têm sido associados a projetos eólicos já existentes. De modo geral, a análise feita é do custo de transmitir a energia do empreendimento fotovoltaico a partir de sua subestação coletora até a subestação coletora do empreendimento eólico que se conecta à rede básica ou à rede de distribuição.

Esta análise é de extrema relevância, uma vez que o ganho de geração advindo da associação das duas tecnologias pode não compensar os custos de implantação do sistema de transmissão;

- b) Não há necessidade da avaliação de disponibilidade de escoamento de energia, uma vez que, em se tratando de empreendimentos já existentes, considerando a regulação atual, é necessário que ao menos um dos empreendimentos não tenha assinado CUST/D ainda. E então, o MUST/D deverá permanecer sendo aquele já contratado.

Neste caso, uma fonte irá complementar a outra, nos momentos de baixa geração, e não deve ultrapassar o montante de energia contratado para ser utilizado na rede.

É necessário ter em mente que o montante contratado deverá ser entregue à rede independente da performance do empreendimento, o que reforça a importância de um bom dimensionamento de potência instalada em cada fonte. Nos casos em que a geração não atenda ao valor necessário, o responsável precisará arcar com os custos da diferença do montante de energia não gerado;

- c) A avaliação da complementaridade entre recursos é essencial para compreender, em termos simples, a viabilidade/atratividade da associação dos dois empreendimentos. Geralmente, no contexto atual do setor elétrico brasileiro, tem-se um empreendimento já com CUST/D assinado e um outro empreendimento que será associado. Após verificar se os recursos das duas tecnologias são complementares e, principalmente, entender a intensidade da complementariedade, é possível avaliar o quanto de

potência instalada da outra fonte é viável associar ao empreendimento mais maduro.

O que tem acontecido atualmente são casos em que o empreendedor possui um empreendimento eólico já em operação e um empreendimento solar fotovoltaico a ser implantado. Dado o esgotamento do sistema de transmissão, avalia-se a viabilidade de associar este empreendimento solar fotovoltaico ao eólico já existente. Nestes casos, nem sempre a potência instalada do empreendimento fotovoltaico foi projetada pensando em sua associação e, por isso, é possível que não seja a mais otimizada possível.

Entretanto, julga-se mais viável poder conectar o empreendimento enquanto a rede de transmissão busca seus reforços do que não poder implantar seu projeto pela indisponibilidade da rede.

É possível que alguns destes casos estejam então superdimensionados, e que haja cortes de geração durante operação.

Também é possível que estejam subdimensionados e que haveria um outro valor de potência instalada que aproveitaria todo o potencial complementar entre os empreendimentos.

Estas duas possibilidades demonstram a necessidade de se aprofundar nos estudos destas modalidades de usinas, para encontrar as maneiras de viabilizar e de torná-las competitivas. Neste aprofundamento, será possível também avaliar quais tecnologias devem ser unidas, incluindo os sistemas de armazenamento de energia, tópico que não será discutido no presente trabalho.

3.5 Avaliação da potência instalada ótima

Em se tratando de empreendimentos novos cujo objetivo seja o enquadramento regulatório como híbridos ou associados desde sua concepção, a ideia seria determinar a potência a ser instalada de cada uma das fontes de energia que componha o parque híbrido.

Do ponto de vista prático, o modo mais coerente de ser utilizado seria fixar um montante a ser instalado para uma das fontes e verificar a possibilidade de se instalar o montante da outra fonte de modo otimizado.

Entretanto, como já dito anteriormente, o que se tem visto no país são casos em que um parque eólico já em operação e/ou já com CUST/D assinado era associado um parque fotovoltaico sem contrato de uso do sistema assinado.

Nesse segundo caso, a potência instalada da usina eólica já está bem definida e é necessário determinar a potência a ser instalada da usina solar fotovoltaica.

É possível desenvolver uma série de métodos para que se obtenha esse valor de potência instalada ótima fotovoltaica, a depender do objetivo a ser alcançado.

Tendo em mente que o objetivo neste trabalho é conseguir uma saída de potência mais *flat*, com pouca ou nenhuma violação do MUST contratado, e que otimize o uso do sistema contratado, utilizou-se a abordagem descrita a seguir.

É válido salientar que, dentre outras variáveis, as perdas na geração de energia eólica e fotovoltaica foram desconsideradas no presente trabalho, uma vez que este tipo de estimativa não compõe os objetivos dele. A geração de energia é estimada apenas para fins de quantificação das possíveis violações de MUST, tendo como origem os dados de velocidade do vento e irradiância. Sendo assim, não é a intenção propor métodos avançados de produção de energia eólica e solar fotovoltaica, mas sim analisar a potência ótima da UFV complementar tendo como base os dados de medição e relações matemáticas amplamente utilizadas.

Como a avaliação da violação de MUST é feita a cada 15 minutos, foi necessário adaptar o ano típico de dados de velocidade do vento e irradiância, uma vez que estes são, inicialmente, dados horários. Para isso, utilizou-se do método de interpolação de dados, produzindo dados sintéticos a cada 15 minutos a partir dos dados horários já tratados.

Com os dados de velocidade do vento a cada 15 minutos, é necessário encontrar os valores de potência instantânea. Para a potência eólica, uma vez que se tem apenas dados típicos de velocidade do vento, utilizou-se a equação (BURTON et al., 2021):

$$P = 0,5 \times C_p \times \rho \times A \times v^3 \quad (3)$$

Onde:

P : Potência do aerogerador;

C_p : Coeficiente de potência do aerogerador;

ρ : Densidade do ar;

A : Área varrida pelas pás;

v : Velocidade do vento;

O resultado desta equação é o valor de potência para uma unidade de aerogerador. Portanto, para um parque eólico é necessário multiplicar o valor encontrado pelo número de aerogeradores utilizado, tendo em mente que o MUST/D para o parque eólico já está definido.

Para definir a potência do parque eólico, é necessário escolher a potência nominal de cada aerogerador, para então definir a potência nominal do parque a partir da multiplicação do número de aerogeradores pela sua potência. Neste caso, a potência gerada pelo parque eólico é dada pela relação da Equação (4), onde se considerou o coeficiente de rendimento aerodinâmico igual a 1:

$$P_{parque_eol} = n \times P \quad (4)$$

Onde:

P_{parque_eol} : Potência do parque eólico;

n : Número de aerogeradores do parque eólico;

P : Potência gerada por um aerogerador.

Com a potência do parque eólico definida para cada instante de 15 em 15 minutos, resta definir a potência do parque fotovoltaico que irá complementá-lo.

Por meio do perfil de geração do parque eólico é possível observar o comportamento ao longo do ano típico. Sendo assim, considerando os montantes de potência instantânea a cada 15 minutos como valores ordenados, existe um valor no meio do conjunto que representa sua tendência central.

O valor que se encontra no meio de um conjunto de dados ordenados é chamado de mediana. Para este trabalho, propõe-se, inicialmente, que a potência do parque solar fotovoltaico seja dada pela sobra de potência em relação ao Montante de Uso do Sistema de Transmissão/Distribuição (MUST/D) contratado para o parque eólico, desconsiderando as perdas, representada pela seguinte relação:

$$P_{parque_ufv} = MUST/D_{parque_eol} - MED(P_{parque_eol}) \quad (5)$$

Onde:

P_{parque_ufv} : Potência do parque fotovoltaico;

$MED(P_{parque_eol})$: Mediana do conjunto de dados de potência instantânea (medida a cada 15 minutos) do parque eólico.

Por meio deste método, o valor encontrado para o parque fotovoltaico está associado também ao pico que a geração solar pode alcançar. Sendo assim, a potência estimada é a mesma da potência nominal do parque.

Tendo a potência solar instalada do parque em mãos, é necessário avaliar o comportamento da potência solar instantânea ao longo do tempo, para que se possa compreender como o parque híbrido irá performar.

Para tanto, é necessário fazer algumas conversões de unidades, uma vez que temos a potência instalada em MW e a potência instantânea do parque fotovoltaico será dada em Wp, ou MWp.

Sabe-se que Wp é uma unidade que representa o pico da potência que o módulo pode alcançar. Neste caso, a potência pico máxima é igual a potência instalada do parque, em W, desprezando-se as correções por temperatura. Ou seja, a potência encontrada na Equação (5) pode ser representada em Wp, ou MWp.

Após escolher a potência do painel fotovoltaico, basta dividir a potência do parque pela potência do painel e ter-se-á a quantidade de painéis fotovoltaicos necessários para compor a potência instalada total do parque. A potência do parque será, então, a multiplicação da potência gerada por um painel pelo número de painéis.

A potência gerada por um painel fotovoltaico pode ser calculada de diversas formas. Para este trabalho, o mais importante é que se obtenha a conversão das grandezas medidas (velocidade do vento e irradiância) em potência instantânea. Portanto, relações simplificadas são suficientes para atender este propósito. Ainda neste sentido, aplica-se um Fator de Dimensionamento de Inversores (FDI) igual a 1.

A equação a seguir representa a potência instantânea gerada por um painel fotovoltaico, desconsiderando as perdas e as variações de eficiência com a temperatura:

$$P_{painel} = I \times A \times \sigma \quad (6)$$

Onde:

P_{painel} : Potência instantânea do painel fotovoltaico;
 I : Irradiância incidente;
 A : Área do painel;
 σ : Coeficiente de eficiência do módulo.

Como dito anteriormente, para se determinar a potência instantânea do parque fotovoltaico, basta multiplicar a potência instantânea de um painel pelo número de painéis do parque.

$$P_{parque_ufv} = n \times P_{painel} \quad (7)$$

Onde:

P_{parque_ufv} : Potência do parque fotovoltaico;
 n : Número de painéis do parque fotovoltaico;
 P : Potência gerada por um painel.

A potência do parque híbrido/associado será, então, a soma das potências do parque eólico e solar fotovoltaico:

$$P_{UGH} = P_{parque_eol} + P_{parque_ufv} \quad (8)$$

Onde:

P_{UGH} : Potência do parque híbrido/associado (UGH – Usina Geradora Híbrida);
 P_{parque_eol} : Potência do parque eólico;
 P_{parque_ufv} : Potência do parque fotovoltaico.

3.6 Avaliação das multas por ultrapassagem de MUST

Toda a metodologia apresentada neste trabalho baseia-se num parque eólico cujo montante de uso do sistema já foi contratado e que será associado a um parque fotovoltaico. Esta associação não significa inserção de flexibilidade do montante contratado, muito pelo contrário, ela traz consigo uma necessidade de redobrar o cuidado com as ultrapassagens que ocorrem naturalmente.

Um parque de fonte única já está sujeito a ultrapassar o MUST que tem contratado, inclusive considerando que geralmente o valor de montante contratado é ligeiramente menor que a sua potência nominal, uma vez que devem ser descontadas as perdas elétricas até o ponto de conexão (algo em torno de 1% da

potência nominal). Se a estimativa de perdas for bastante conservadora, podem existir momentos em que esse parque atinja sua potência nominal e, conseqüentemente ultrapasse o montante contratado.

Pois bem, agora considere a associação de duas fontes intermitentes, onde não se tem controle ou despachabilidade sobre o montante de potência instantânea gerado. Pode ocorrer que essas ultrapassagens podem ficar cada vez mais corriqueiras. Resta saber quando valerá a pena estar sujeito a essas ultrapassagens e quando será mais vantajoso aplicar redução de geração na fonte primária associada.

Em termos monetários, as ultrapassagens de MUST por geradores eram definidas através da REN nº 666/2015, conhecida no setor elétrico brasileiro. Em 22/02/2022, foi publicada a REN nº 1.005/2022 que não somente revogou a resolução citada anteriormente, como atualizou as regras do PRORET (Procedimentos de Regulação Tarifária).

No módulo 5 dos procedimentos dos serviços de transmissão de energia elétrica, é definida a equação abaixo que trata do cálculo da parcela por ineficiência de ultrapassagem a ser cobrada em R\$ (ANEEL, 2022c):

$$PIU_G = 3 * \sum [(P_{max} - 1,01 \times MUST) \times TUST_{GER}] \quad (9)$$

Onde:

PIU_G : Parcela de ineficiência por ultrapassagem a ser cobrada, em R\$;

P_{max} : Potência elétrica máxima mensal medida no ponto de conexão, em kW;

$MUST$: Montante contratado em caráter permanente no ponto de conexão;

$TUST_{GER}$: TUST do ciclo tarifário vigente estabelecido para a central geradora, em R\$/kW*mês.

Em termos simples, o que a Equação (9) introduz é que deve ser avaliada a máxima potência atingida no mês para aquele parque. Caso a máxima potência injetada exceda em 1% o MUST contratado, haverá um valor de multa a ser pago baseado no montante excedido e na TUST contratada para aquele parque.

Toda energia vendida do parque por meio de contratos de longo prazo é valorada a preço de contrato. Já os excedentes de energia que ultrapassam a energia contratada podem ser liquidados no Mercado de Curto Prazo - MCP, a PLD.

Resta saber se o valor recebido pela liquidação no MCP será mais vantajoso que a multa paga pela ultrapassagem. Essa análise também será apresentada no capítulo 4.

As hipóteses apresentadas nestes dois últimos parágrafos desconsideram um fenômeno que tem ocorrido no setor atualmente, conhecido como *curtailment* (ou cortes de geração), situação na qual ainda que não sejam ultrapassados os montantes contratados do sistema há limitação da geração injetada visando manter a integridade do SIN. Em casos de cortes de geração, não há que se falar em venda de excedentes de energia. Entretanto, este tema, aplicado para parques híbridos, destina-se como uma das sugestões de trabalhos futuros.

4. Estudo de caso – Parque híbrido em Petrolina/PE

Este capítulo apresenta o estudo de caso como forma de aplicar a metodologia descrita neste trabalho e seus respectivos resultados. Inicialmente será descrita a caracterização do local, em seguida o montante de margem de escoamento remanescente para o ponto de conexão selecionado, seguida da análise de complementariedade e avaliações da potência da usina hibridizada.

4.1 Caracterização da localidade

Com a classificação feita por algoritmo de ranqueamento em ordem decrescente por montante de energia gerada em se tratando do potencial híbrido, considerando todas as alturas de rotor disponíveis, tem-se o resultado das cidades por potencial de hibridização, apresentado na Tabela 6.

Tabela 6: Classificação dos municípios de Pernambuco por potencial de geração híbrida.

Classificação	Município	Energia Gerada Potencial Híbrido (GWh)	Altura do rotor (m)
1	Petrolina	85.673,4	140
2	Sta. Maria da Boa Vista	47.890,0	140
3	Caetés	44.434,0	80
4	Araripina	40.345,6	140
5	Dormentes	32.408,7	140

Fonte: Autora.

Dado o ranqueamento, verificou-se que a cidade de Petrolina possui o maior potencial de hibridização indicado pelo estudo do Atlas Eólico e Solar de Pernambuco. Por esse motivo, esta foi a cidade selecionada para estudo.

Segundo o Atlas, é estimado um potencial de geração de 85.763,4 GWh, considerando rotores a 140 m de altura, de energia por ano no município, se combinadas as fontes eólica e solar.

Petrolina localiza-se a cerca de 700 km de Recife, capital de Pernambuco, e a 500 km de Salvador, capital da Bahia. Com área territorial de mais de 4.500 km², Petrolina é o maior município em extensão territorial de Pernambuco (IBGE, 2020).

A Tabela 7 reúne informações sobre o município de Petrolina, retiradas da página da internet de sua prefeitura (PREFEITURA DE PETROLINA, 2014).

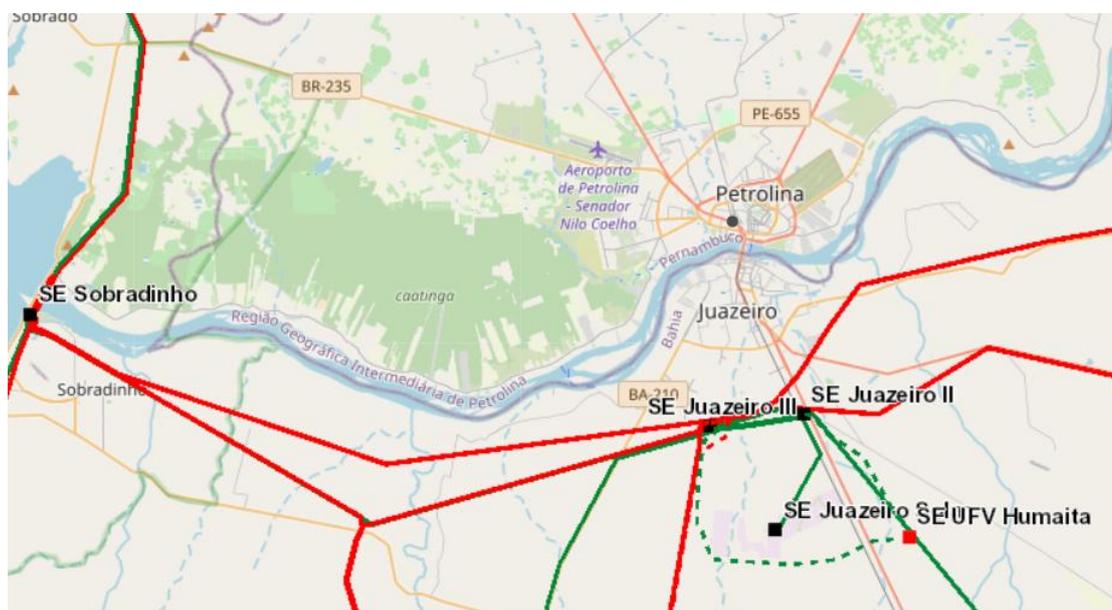
Tabela 7: Informações da cidade de Petrolina.

Área	População	Temperatura Média	Pluviosidade Média Anual
4.561,872 km ²	293.962 habitantes	24,8 °C	433 mm

Fonte: Autora.

Apesar do território disponível, existem poucos pontos de conexão do SIN no município, o que dificulta sua viabilidade para empreendimentos de geração de grande porte. Entretanto, como os limites do município de Petrolina fazem fronteira com alguns municípios da Bahia, há possibilidades de conexão alternativa à rede de transmissão. A Figura 14 apresenta os pontos de conexão próximos ao município de Petrolina, em um raio de até 40 km do centro da cidade.

Figura 14: Pontos de conexão do SIN próximos a cidade de Petrolina.



Fonte: Webmap EPE.

Com as opções de conexão, pode-se avaliar a disponibilidade de margem de escoamento de energia como descrito na seção de Metodologia, visando analisar se os recursos solar fotovoltaico e eólico na cidade de Petrolina são efetivamente complementares.

4.2 Margem para escoamento de energia

As coordenadas geográficas para obtenção dos dados de irradiância e velocidade do vento foram escolhidas, arbitrariamente, com a latitude: -9,405 e longitude: -40,532, localização representada pelo pin vermelho na Figura 15.

Figura 15: Localização escolhida para estudo na cidade de Petrolina.



Fonte: Google Maps.

Para escolha do ponto de conexão de um empreendimento, considera-se, dentre outros fatores, a proximidade do local de implantação. A coordenada aqui apresentada será ponto de origem para medição da distância até o ponto de conexão, apenas para questões de referência. A escolha da coordenada não reflete uma análise detalhada do local de implantação do projeto uma vez que se trata apenas de uma representação para aplicação da metodologia apresentada neste trabalho, de modo que, em casos reais, utilizar-se-ia a coordenada da subestação coletora do projeto.

Como apresentado na seção de Metodologia, utilizou-se o Mapa Indicativo da Capacidade Remanescente do SIN para estimativa da margem de escoamento disponível para conexão no ano de 2027. O ano foi escolhido considerando tempo

médio necessário para implantação de um empreendimento de geração de grande porte. Os dados quanto aos pontos candidatos encontram-se na Tabela 8. A margem disponível é indicada para cada nível de tensão do barramento, se aplicável. Ressalta-se que as subestações possuem dois níveis de tensão disponíveis em seus barramentos, indicados na tabela.

Tabela 8: Margem de escoamento disponível em pontos próximos à localização escolhida.

Ponto de Conexão	Níveis de Tensão (kV)	Distância (km)	Margem Disponível (MW)
SE Sobradinho	500/230	32,6	2.500/325
SE Juazeiro Solar	230/34,5	15,6	Não se aplica
SE Juazeiro II	230/69	10,9	280
SE Juazeiro III	500/230	9,62	2.500/230
SE UFV Humaitá	230	19,1	Não se aplica

Fonte: Autora.

As Subestações Juazeiro Solar e UFV Humaitá são subestações coletoras e elevadoras de empreendimentos fotovoltaicos em implantação ou em operação, implantadas pelos seus respectivos titulares. Por não constituírem o SIN, não há informações sobre esses pontos no mapa do ONS.

Considerando os resultados apresentados, escolheu-se, portanto, o barramento em 230 kV da SE Juazeiro III, que, além de ser o ponto de conexão mais próximo da localização escolhida, possui 230 MW de margem disponível. Esse será o valor considerado como máxima capacidade a ser instalada do estudo de caso nas próximas etapas deste trabalho.

4.3 Análise de complementaridade entre recursos

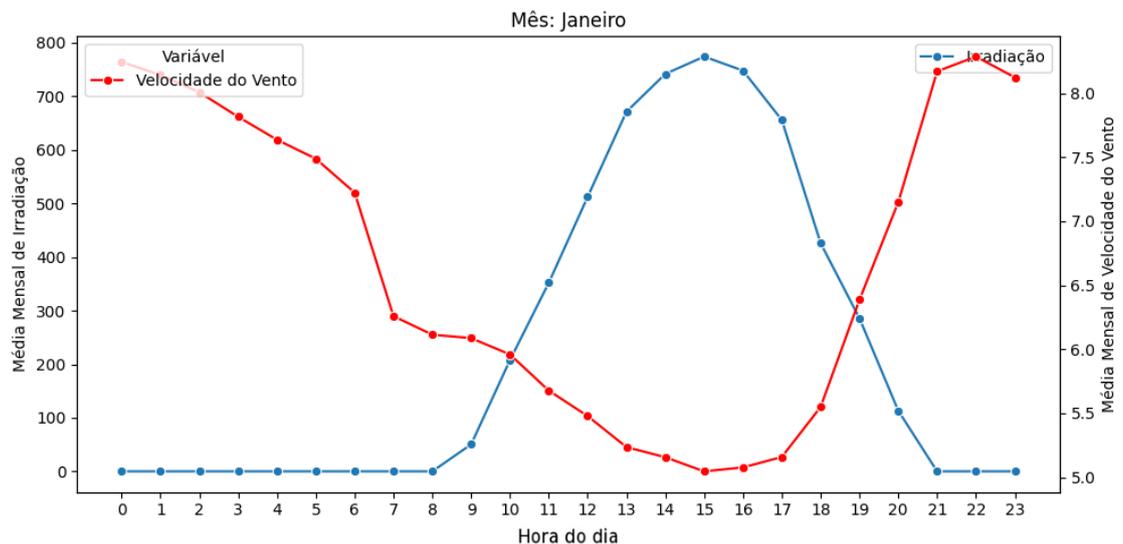
A análise de complementaridade entre recursos foi realizada através dos dados obtidos conforme descrito na seção de Metodologia.

Após o tratamento dos dados de medição satelital para velocidade do vento, considerando quatorze conjuntos de dados de diferentes períodos de seis meses e de diferentes satélites, montou-se o ano típico de velocidade do vento para a localização escolhida.

Em seguida, os dados foram consolidados em uma única planilha com o ano típico de irradiância (dados fornecidos pelo PVGIS). Deste modo, obteve-se uma planilha com 8760 dados de irradiância e 8760 dados de velocidade do vento, um para cada hora do ano.

As imagens da Figura 16 e da Figura 17 apresentam os gráficos das médias mensais da irradiância e velocidade do vento, de modo que a complementaridade pode ser observada visualmente ao longo de um dia (em média) de cada mês do ano.

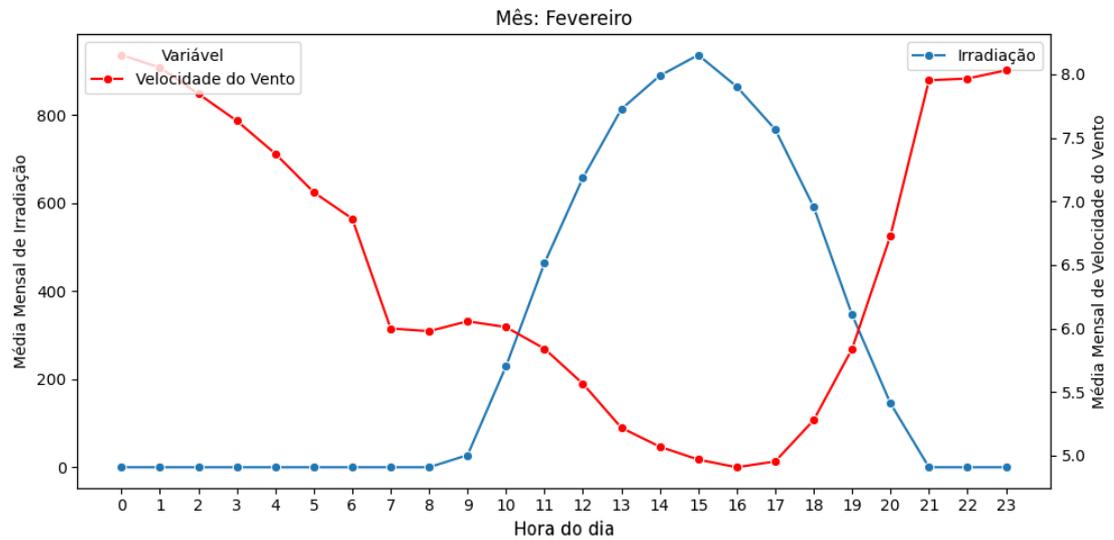
Figura 16: Média Mensal de Irradiação e Velocidade do Vento em janeiro de um ano típico.



Fonte: Autora.

Como pode ser observado no gráfico da Figura 16, na maior parte do dia, horário em que se encontra geração fotovoltaica, é exatamente o momento de baixa na geração eólica, demonstrando a complementaridade entre as duas fontes.

Figura 17: Média Mensal de Irradiação e Velocidade do Vento em fevereiro de um ano típico.

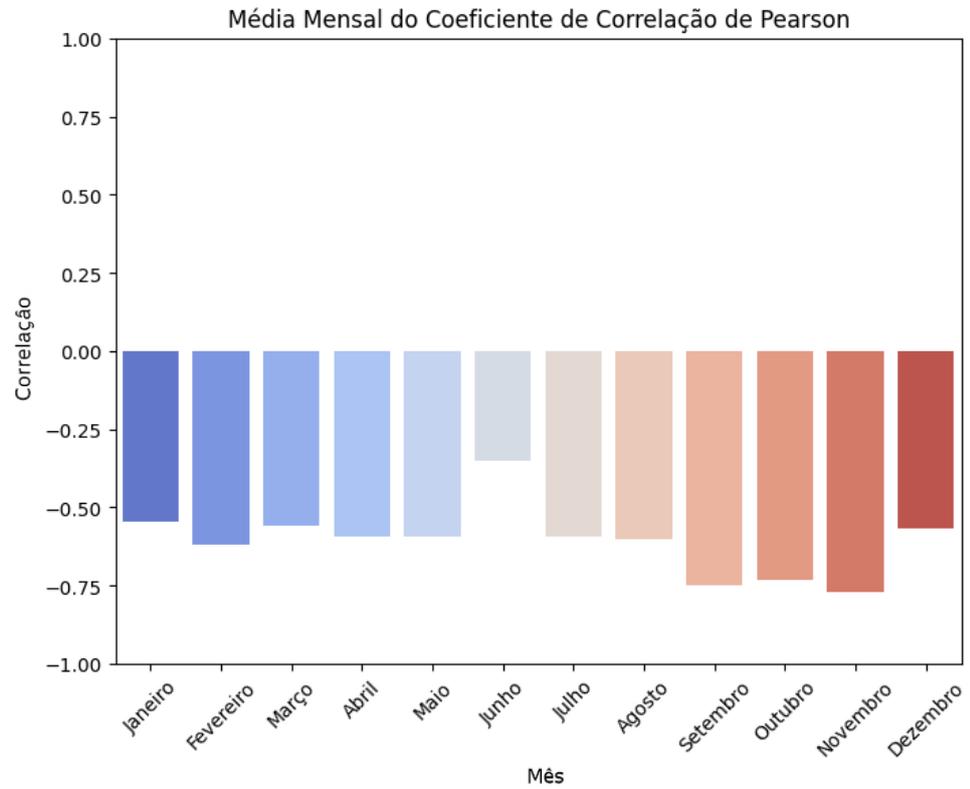


Fonte: Autora.

As figuras que apresentam o comportamento da média mensal de irradiação e velocidade do vento nos demais meses do ano típico encontram-se no Anexo A deste trabalho.

Com os conjuntos de dados, foi realizado o cálculo da média mensal do coeficiente de correlação de Pearson para cada mês do ano, cujo resultado é apresentado em gráfico na Figura 18. A Tabela 9 apresenta as médias mensais e a média anual deste coeficiente.

Figura 18: Média Mensal do Coeficiente de Correlação de Pearson.



Fonte: Autora.

Tabela 9: Médias Mensais do Coeficiente de Correlação de Pearson.

Mês	Coeficiente
Janeiro	-0,546050
Fevereiro	-0,619193
Março	-0,560738
Abril	-0,591972
Maio	-0,592367
Junho	-0,350751
Julho	-0,592269
Agosto	-0,603948
Setembro	-0,749517
Outubro	-0,731786
Novembro	-0,770094
Dezembro	-0,567234
ANUAL	-0,543982

Fonte: Autora.

O coeficiente negativo indica que existe, de fato, uma complementaridade entre os recursos, uma vez que os dados estão opostamente correlacionados. Os meses de outubro e novembro destacam-se por apresentarem os índices mais próximos do -1 (maior correlação negativa) e, conseqüente, são os meses de maior complementaridade entre os recursos eólico e solar fotovoltaico.

Com estes resultados, é possível constatar que existe complementaridade entre os recursos eólico e solar fotovoltaico no município de Petrolina/PE, sendo uma cidade com potencial atrativo para hibridização.

4.4 Avaliação da potência instalada ótima

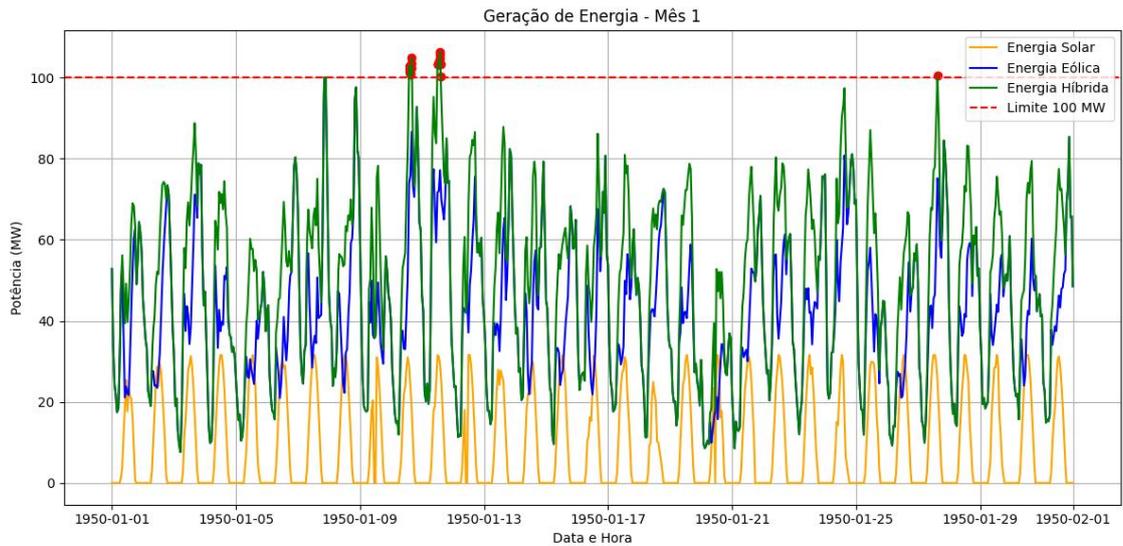
Para determinação da potência instalada ótima, fixou-se a potência instalada do parque eólico como sendo de 100 MW. Este é também o MUST considerado no estudo de caso, desconsiderando perdas.

Ao aplicar a metodologia descrita na seção 3.5, obtém-se como valor de mediana da geração do parque eólico o montante de 68,43 MW. Sendo assim, a potência do parque fotovoltaico pode ser estimada inicialmente de 31,57 MW.

Considerando os valores encontrados, é possível determinar o comportamento dos parques ao longo dos dias de um ano típico.

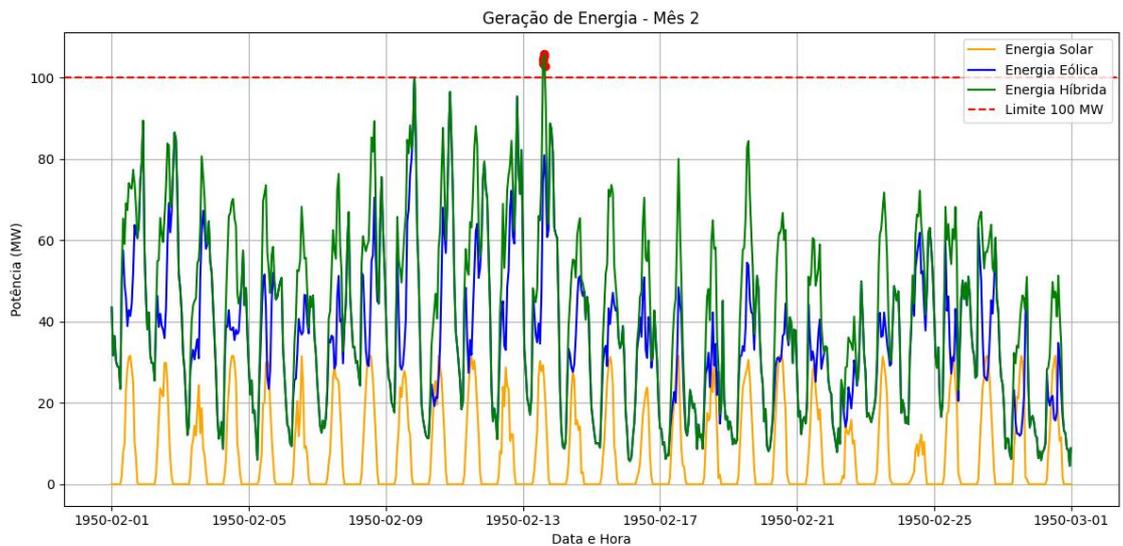
As imagens a seguir apresentam os gráficos de geração de energia na forma de potência dos parques eólico, fotovoltaico e híbrido para cada mês de um ano típico. A linha tracejada em vermelho indica o limite do MUST contratado para o parque em questão. As ultrapassagens do MUST serão tratadas na próxima seção.

Figura 19: Potência do parque em estudo para o mês 1 de um ano típico.



Fonte: Autora.

Figura 20: Potência do parque em estudo para o mês 2 de um ano típico.



Fonte: Autora.

As figuras que apresentam a potência do parque em estudo nos demais meses do ano típico encontram-se no Anexo B deste trabalho.

Os gráficos apresentam a geração de potência instantânea ao longo de todas as horas de um mês típico para cada mês do ano. Observa-se como o uso do montante foi otimizado ao combinar as fontes eólica e fotovoltaica.

Os pontos em vermelho são as ultrapassagens do MUST contratado. Estas ultrapassagens, no caso das que ultrapassam em 1% a potência contratada, como

abordado pela regulação, terão suas respectivas multas calculadas no tópico a seguir.

4.5 Avaliação das multas por ultrapassagem de MUST

Visando avaliar se a estratégia proposta de dimensionamento é efetiva em termos de manter o contrato de MUST no ponto de conexão, foi avaliada a ocorrência de ultrapassagens. Para os meses em que houve violação do MUST contratado, foram calculados os valores de multa, seguindo a Equação (9):

Tabela 10: Valores das multas por ultrapassagem de MUST.

Mês do ano típico	Valor da multa (R\$)
Janeiro	167.024,41
Fevereiro	152.133,30
Março	-
Abril	-
Maio	-
Junho	-
Julho	-
Agosto	-
Setembro	538.904,60
Outubro	614.831,43
Novembro	602.276,44
Dezembro	690.201,42
TOTAL	2.765.371,60

Fonte: Autora.

É possível observar que dos meses de março a agosto do ano típico estudado não houve ultrapassagens do MUST contratado. Já na outra metade do ano, os demais meses apresentam ultrapassagens.

A Tabela 11 apresenta uma estimativa de quanto seria arrecadado com a venda de excedentes de energia para cada mês do ano típico, considerando a média mensal do PLD no ano de 2024.

Como excedente de energia, entende-se o montante de energia que não foi contratado em um contrato bilateral de longo prazo. Para este estudo de caso, supõe-se a existência de um contrato firme de 19.000 MWh. Todo excedente de energia, ou seja, o montante gerado subtraído o montante contratado, é valorado a PLD.

Tabela 11: Valores das vendas de excedentes de energia a PLD.

Mês	Excedente (MWh)	PLD (R\$/MWh)	Valor arrecadado (R\$)
Janeiro	18.089,58	61,14	1.105.996,64
Fevereiro	9.635,24	61,2	589.676,61
Março	-	-	
Abril	-	-	
Maio	-	-	
Junho	-	-	
Julho	-	-	
Agosto	-	-	
Setembro	20.629,62	243,3	5.019.186,44
Outubro	26.949,29	449,83	12.122.600,25
Novembro	21.468,96	102,14	2.192.839,72
Dezembro	17.755,36	64,8	1.150.547,57
TOTAL			22.180.847,24

Fonte: Autora.

Observa-se que o valor arrecado com a venda de excedentes é muito maior do que o montante pago por multas oriundas de ultrapassagem de MUST. Sendo assim, compreende-se que ainda que as ultrapassagens sejam onerosas, a venda de excedentes de energia gera muito mais receita ao gerador.

4.6 Averiguação de sensibilidade do método proposto

O método proposto é baseado no quanto de potência se deve instalar no parque fotovoltaico complementar ao eólico. Para isso, relações matemáticas simplificadas da literatura foram empregadas de modo a estimar a energia gerada.

Para o parque fotovoltaico, propõe-se utilizar a diferença entre o MUST contratado e a mediana da geração do parque eólico.

Como uma análise de sensibilidade do método, e, também, com a finalidade de exemplificar a motivação da escolha deste parâmetro estatístico, a mediana, realizou-se o teste de aplicar a mesma metodologia com uma única diferença: utilizar a média ao invés da mediana.

Como existem baixas de geração eólica, a média é menor que a mediana, o que faz com a potência a ser instalada no parque fotovoltaico seja maior. Para o caso de uma potência fotovoltaica maior, tem-se uma potência do parque híbrido também maior.

Para fins de quantificação, verificou-se como ficariam as multas por ultrapassagem de MUST na ocasião em que se aumente a potência solar fotovoltaica. O resultado foi registrado na Tabela 12.

Tabela 12: Valores das multas por ultrapassagem de MUST.

Mês do ano típico	Valor da multa (R\$)
Janeiro	269.472,78
Fevereiro	239.654,70
Março	-
Abril	-
Maio	-
Junho	-
Julho	-
Agosto	-
Setembro	619.123,60
Outubro	713.306,43
Novembro	682.280,67
Dezembro	777.238,95
TOTAL	3.301.077,14

Fonte: Autora.

É possível observar que os valores de multas são superiores aos valores apresentados na Tabela 10, como esperado. Assim, verifica-se que o método é sensível a variações na potência escolhida para o parque fotovoltaico complementar, além de mostrar a otimização que se obtém em utilizar-se da mediana como parâmetro.

5. Conclusões

O presente estudo analisou a viabilidade de implantação de sistemas híbridos eólico-solar FV no Brasil, considerando os desafios regulatórios e as oportunidades de integração dessas tecnologias no setor elétrico.

Com base na análise da complementaridade entre os recursos eólico e solar, bem como na avaliação da margem de escoamento de energia e do Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST), foram desenvolvidas simulações que permitiram identificar a combinação ótima de potência instalada de cada fonte, considerando uma potência fixa para uma das fontes.

Os resultados indicaram que a hibridização pode contribuir significativamente para a eficiência do sistema elétrico, otimizando o uso da infraestrutura de transmissão, reduzindo as perdas por ineficiência da contratação do montante de uso do sistema, que em muitos casos têm se encontrado ocioso (CASARIN, 2023) em parques de fontes intermitentes, além de permitir que novos empreendimentos de geração, que teriam seus pareceres de acesso negado, consigam acesso à rede.

No estudo de caso realizado para o município de Petrolina/PE, foi identificado um coeficiente de correlação de aproximadamente -0,54 entre as fontes, demonstrando um nível relevante de complementaridade entre os recursos.

Além disso, a simulação permitiu verificar a ocorrência de ultrapassagens do MUST e suas conseqüentes penalidades financeiras, reforçando a necessidade de um planejamento estratégico na implantação desses sistemas.

A partir dos resultados obtidos, pode-se concluir que a integração das fontes eólica e solar é uma alternativa viável e promissora para a ampliação da participação das energias renováveis na matriz elétrica brasileira. Entretanto, alguns desafios precisam ser superados, como o aprimoramento das regulamentações do setor e a necessidade de maior flexibilidade na contratação do MUST, permitindo que a capacidade de escoamento seja mais bem aproveitada sem incorrer em penalidades.

Com base nas análises e limitações deste estudo, algumas direções para pesquisas futuras são recomendadas:

- 1) Desenvolvimento de Modelos de Otimização Avançados: Testar outras metodologias para alcançar a potência ótima do parque a ser associado;

- 2) Análise de Impacto Econômico-Operacional: Estudos mais detalhados sobre os impactos financeiros da hibridização, incluindo análises de viabilidade econômica considerando uso compartilhado de equipes de operação e manutenção;
- 3) Avaliação de Sistemas Desde Sua Concepção: Avaliar projetos que comecem propositalmente como híbridos, sem necessariamente possuir um CUST/D assinado onde o valor do MUST não esteja pré-fixado;
- 4) Integração de Sistemas de Armazenamento: Avaliação do potencial de armazenamento de energia, como baterias ou sistemas de hidrogênio, para mitigar as flutuações de geração e reduzir o risco de penalidades por ultrapassagem do MUST.

Dessa forma, espera-se que as contribuições deste estudo possam auxiliar o setor elétrico na tomada de decisões sobre a implantação de sistemas híbridos, contribuindo para um modelo de geração mais sustentável, eficiente e resiliente.

6. Publicação

De forma a compartilhar os resultados científicos deste trabalho, foi submetido e publicado o seguinte artigo:

- Sobral, M. S. M., Castro, J. F. da C., & Tiba, C. (2024). AVALIAÇÃO DE SISTEMAS HÍBRIDOS EÓLICO-SOLAR FV E OS DESAFIOS REGULATÓRIOS PARA COMERCIALIZAÇÃO NO CONTEXTO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO. *Anais Congresso Brasileiro De Energia Solar - CBENS*. <https://doi.org/10.59627/cbens.2024.2350>

7. Referências Bibliográficas

ABEEÓLICA. **Voltalia inaugura usinas Solar Serra do Mel 1&2**. Disponível em: <<https://abeeolica.org.br/voltalia-inaugura-usinas-solar-serra-do-mel-12>>. Acesso em: 15 out. 2023.

ABSOLAR. **Infográficos ABSolar**. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. Acesso em: 16 out. 2023.

ALÉM DA ENERGIA. **Eólica é a segunda maior fonte do Brasil**. Disponível em: <<https://www.alemdaenergia.engie.com.br/energia-eolica-e-segunda-maior-fonte-energetica-brasil/#:~:text=Energia>>. Acesso em: 21 jun. 2025.

ANEEL. **Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 002/2020-SRG/SRT/SCG/ANEEL**. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/air2020002srg.pdf>>. Acesso em: 21 jun. 2025.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 954/2021**. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2021954.html>>. Acesso em: 21 jun. 2025.

ANEEL. **Nota Técnica nº 048/2021-SRG-SRT-SCG-SGT/ANEEL**. Disponível em: <<https://tinyurl.com/consulta-aneel>>. Acesso em: 21 jun. 2025.

ANEEL. **VOTO - Resultado da segunda fase da Consulta Pública nº 61/2020, instituída com vistas a colher subsídios e informações adicionais para o aprimoramento da proposta de regulamentação que trata das usinas híbridas e associadas**. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021954_1.pdf>. Acesso em: 21 jun. 2025.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 1029/2022**. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221029.html>>. Acesso em: 21 jun. 2025.

ANEEL. **Regras de Transmissão**. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020905_2_4.pdf>. Acesso em: 17 mar. 2025c.

ANEEL. **Sistema de Informações de Geração da ANEEL**. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNjc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2liwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>>. Acesso em: 16 out. 2023.

ANEEL. **A ANEEL**. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/aceso-a-informacao/institucional/a-aneel>>. Acesso em: 19 out. 2023.

BADRA, M. **Complexo no sertão da Paraíba integra geração solar e eólica**. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/complexo-no-sertao-da-paraiba-integra-geracao-solar-e-eolica/>>. Acesso em: 16 out. 2023.

BARROS, B. F.; BORELLI, R.; GEDRA, R. L. **Gerenciamento de energia: ações administrativas e técnicas de uso adequado da energia elétrica**. 2ª ed. São Paulo.

BEZUTTI, N. **Enel aposta em projetos híbridos como alternativa aos combustíveis fósseis para balancear o sistema**. Disponível em: <<https://megawhat.energy/noticias/geracao/148192/enel-aposta-em-projetos-hibridos-como-alternativa-aos-combustiveis-fosseis-para-balancear-o..>>. Acesso em: 16 out. 2023.

BORGES, P. V. DE S. **Valoração Locacional da Geração Distribuída em Sistemas de Distribuição via Teoria de Jogos Cooperativos**. Disponível em: <<https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/57299/57299.PDF>>. Acesso em: 17 out. 2023.

BRAGA, N. B. **Análise do Potencial de Hibridização e Capacidade de Escoamento no SIN de Usina Eólica-Solar no Estado Brasileiro da Bahia**. Disponível em: <<https://www.ppgeet.uff.br/site/wp-content/uploads/2021/08/Nina-Bordini.pdf>>. Acesso em: 17 out. 2023.

BURTON, T. et al. **Wind Energy Handbook**. Terceira Edição.

CAMARGO, S. **Inaugurado primeiro parque híbrido de energia renovável do país**. Disponível em: <<http://conexoplaneta.com.br/blog/pernambuco-inaugura-primeiro-parque-hibrido-de-energia-renovavel-do-pais/>>. Acesso em: 16 out. 2023.

CASA CIVIL. **LEI Nº 9.427, DE 26 DE DEZEMBRO DE 1996**. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9427compilada.htm>. Acesso em: 17 out. 2023.

CASA CIVIL. **Decreto No 5.163 de 30 de julho de 2004**. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.htm>. Acesso em: 17 jun. 2023.

CASARIN, R. (2023). **Usina de geração híbrida solar e eólica é inaugurada no Piauí**. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/noticias/mercado/projetos/usina-de-geracao-hibrida-solar-e-eolica-e-inaugurada-no-piaui>>. Acesso em: 17 jun. 2025.

CASTRO, A. M. **Aplicações do Método da Entropia Cruzada em Estimação de Risco e Otimização de Contrato de Montante de Uso do Sistema de Transmissão**. Disponível em: <<https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/56089/56089.PDF>>. Acesso em: 18 out. 2023.

CASTRO, N. J. B. DE et al. **Flexible network equivalents for optimal transmission access contracting in uncertain scenarios**. Electric Power Systems Research, v. 183, p. 106296, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106296>>. Acesso em: 16 jul. 2025.

CCEE. **PROINFA**. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/mercado/proinfa#&gid=1&pid=1>>. Acesso em: 18 out. 2023.

DAS, H. S. et al. **Recent advances in hybrid renewable energy systems: Challenges and policy implications**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 134, p. 110253, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110253>>. Acesso em: 16 jul. 2025.

EPE. **ESTUDOS DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO - USINAS HÍBRIDAS**. Disponível em: <<https://tinyurl.com/EPE-hibrida>>. Acesso em: 17 out. 2023.

EPE. **ESTUDOS DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO - USINAS HÍBRIDAS NO CONTEXTO DO PLANEJAMENTO ENERGÉTICO**. Disponível em: <<https://tinyurl.com/EPE-hibrida2>>. Acesso em: 17 out. 2023.

EPE. **Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com vistas à Participação nos Leilões de Energia Elétrica**. Disponível em: <<https://tinyurl.com/Leiloes-de-Energia>>. Acesso em: 18 jan. 2022.

EPE; MME. **Plano Nacional de Energia 2050**. Disponível em: <<https://tinyurl.com/PNE2050>>. Acesso em: 17 out. 2023.

EPE; MME. **Informações sobre o Cadastramento dos Projetos e Diretrizes do Leilão**. Disponível em: <<https://tinyurl.com/LEILAO-CADASTRAMENTO>>. Acesso em: 15 out. 2023.

EPE; MME. **BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL 2023**. Disponível em: <<https://tinyurl.com/BEN-EPE-2023>>. Acesso em: 15 out. 2023.

EPOWERBAY. **O Dia do Perdão - ANEEL REN 1.065**. Disponível em: <<https://www.epowerbay.com/single-post/o-dia-do-perdao-aneel-ren-1065>>. Acesso em: 15 out. 2023.

GEORGE, B. D. et al. ***Optimal sizing of grid-tied hybrid renewable energy system using modified dragonfly algorithm for Indian higher education institutes***. Energy, v. 278, p. 127756, 2023. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.127756>>. Acesso em: 16 jul. 2025.

GOVERNO DE PERNAMBUCO. **Atlas Eólico e Solar de Pernambuco**. Disponível em: <<http://www.atlaseolicosolar.pe.gov.br/chapter/hibrido.html?Capitulo%20IX%20-%20Potencial%20H%C3%ADbrido%20-%20E%C3%B3lico%20e%20Solar%20de%20Pernambuco>>. Acesso em: 16 out. 2023.

GUIMARÃES, A. M. D. C.; MESSIAS, A. L. B.; NETTO, C. C. A. L. A RESOLUÇÃO 954/2021 E AS VANTAGENS, DESVANTAGENS E DESAFIOS PARA O DESENVOLVIMENTO DE USINAS HÍBRIDAS E ASSOCIADAS NO BRASIL RESOLUTION 954/2021. **Centro Universitário Curitiba - Unicuritiba**, v. 35, 2022.

HASSAN, M. S. et al. ***Hybrid renewable energy systems: A review on optimization approaches and techno-economic analysis***. Sustainable Energy Technologies and

Assessments, v. 59, p. 103377, 2023. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.seta.2022.103377>>. Acesso em: 16 jul. 2025.

HEIN, H. **Solar ultrapassa eólica e se torna 2ª maior fonte da matriz elétrica brasileira**. Disponível em: <<https://tinyurl.com/SOLAR-E-EOLICA>>. Acesso em: 9 abr. 2025.

HEIN, H. **Usina solar flutuante entra em operação no interior de MG**. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/usina-solar-flutuante-de-12-mwp-entra-em-operacao-no-interior-de-mg/>>. Acesso em: 16 out. 2023.

IBGE. **Panorama da Cidade de Petrolina**. Disponível em: <<https://cidades.ibge.gov.br/brasil/pe/petrolina/panorama>>. Acesso em: 19 out. 2023.

JAMSHIDI, M. et al. **Novel approach for sizing of solar-wind hybrid energy systems without long-term data availability**. Energy, v. 223, p. 119994, 2021. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.119994>>. Acesso em: 16 jul. 2025.

LUZ, A. F. DA. **CENTRAIS GERADORAS HÍBRIDAS E ASSOCIADAS: DESAFIOS, OPORTUNIDADES E O NOVO CENÁRIO PARA PROJETOS RENOVÁVEIS NA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA COM A REN 954/2021**. Disponível em: <<https://lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/239986/001141981.pdf?sequence=1>>. Acesso em: 17 out. 2023.

MACHADO TRINDADE, V. **OTIMIZAÇÃO DE PROJETOS HÍBRIDOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COMPOSTOS PELAS FONTES EÓLICA E SOLAR FOTOVOLTAICA** - Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2020.

MENEZES, R. F. A. **Programação Diária da Operação e Formação de Preços em Múltiplos Cenários Considerando Sistemas de Armazenamento de Energia por Bateria**. Disponível em: <<https://repositorio.ufpe.br/bitstream/123456789/48323/1/TESE%20Roberto%20Felipe%20Andrade%20Menezes.pdf>>. Acesso em: 17 out. 2023.

MOHAPATRA, P. et al. **Black-Winged Kite Algorithm for design optimization of stand-alone hybrid PV–Wind–Battery system for educational campuses**.

Scientific Reports, v. 14, n. 1, p. 2455, 2025. Disponível em: <<https://doi.org/10.1038/s41598-025-06442-7>>. Acesso em: 16 jul. 2025.

ONS. **Submódulo 1.2 Glossário dos Procedimentos de Rede**. Disponível em: <<https://tinyurl.com/Glossario-ONS>>. Acesso em: 15 fev. 2022.

ONS. **ONS publica mapa interativo com indicativo da Capacidade Remanescente para Escoamento de Geração de Energia**. Disponível em: <https://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20220523_ONS-publica-mapa-interativo-com-indicativo-da-capacidade-remanescente-para-escoamento-de-gera%C3%A7%C3%A3o-de-energia.aspx>. Acesso em: 15 out. 2023.

PAIVA, L. F. DE. **Usinas híbridas eólico-fotovoltaicas: Uma análise das sinergias e complementaridades**. Disponível em: <<https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-04052022-085038/publico/LucasFreitasdePaivaCorr22.pdf>>. Acesso em: 17 out. 2023.

PREFEITURA DE PETROLINA. **História - Prefeitura de Petrolina/PE**. Disponível em: <<https://www.petrolina.pe.gov.br/historia/>>. Acesso em: 15 out. 2023.

REIS, L. B. D.; FADIGAS, E. A. F. A.; CARVALHO, C. E. **Energia, recursos naturais e a prática do desenvolvimento sustentável**. 2ª ed.

RITCHIE, H.; ROSADO, P. **Energy Mix**. Disponível em: <<https://ourworldindata.org/energy-mix#article-citation>>. Acesso em: 26 jan. 2021.

SANTOS, B. **Brasil é o terceiro país com maior potencial de solar flutuante no mundo**. Disponível em: <<https://www.pv-magazine-brasil.com/2023/03/22/brasil-e-o-terceiro-pais-com-maior-potencial-de-solar-flutuante-no-mundo/>>. Acesso em: 16 out. 2023.

SANTOS, J. A. F. DE A. et al. **Combining wind and solar energy sources: Potential for hybrid power generation in Brazil**. Utilities Policy, v. 67, p. 101084, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.jup.2020.101084>>. Acesso em: 16 jul. 2025.

SENADO FEDERAL. **Lei nº 14.300 de 06 de janeiro de 2022.** Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/l14300.htm>. Acesso em: 19 out. 2023.

SUSTENTARQUI. **Primeiro parque híbrido de energia renovável do Brasil foi inaugurado em PE.** Disponível em: <<https://sustentarqui.com.br/primeiro-parque-hibrido-de-energia-renovavel-do-brasil-foi-inaugurado-em-pe>>. Acesso em: 15 out. 2023.

WESCHENFELDER, F. **AVALIAÇÃO DA COMPLEMENTARIDADE DOS RECURSOS EÓLICO E SOLAR BASEADA EM DADOS DE REANÁLISE E CENÁRIOS DE MUDANÇAS CLIMÁTICAS.** Disponível em: <<https://repositorio.ufpe.br/bitstream/123456789/36715/1/TESE%20Franciele%20Weschfelder.pdf>>. Acesso em: 17 out. 2023.

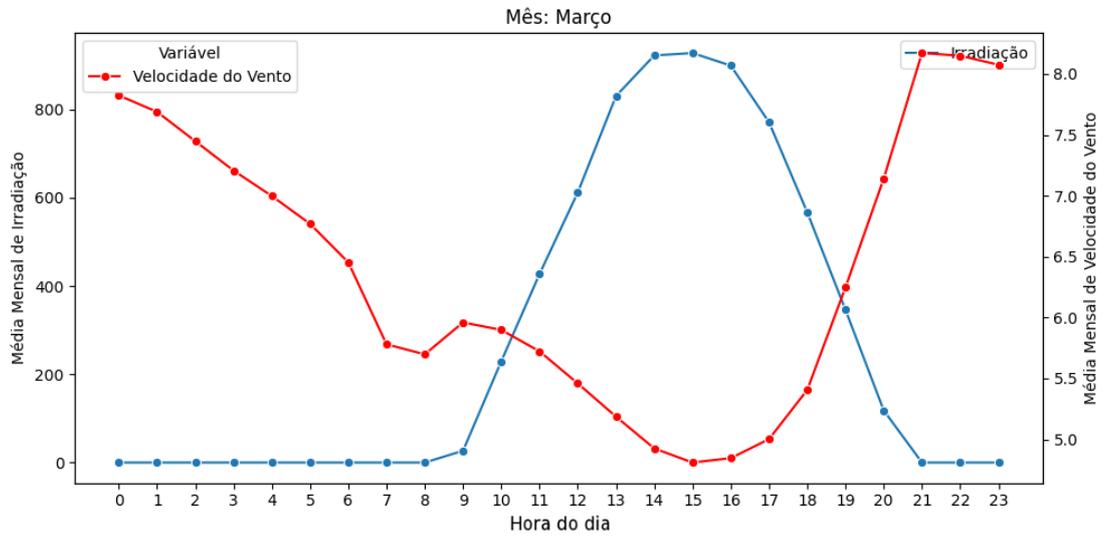
WESCHENFELDER, F. ET AL. **A review on the complementarity between grid-connected solar and wind power systems.** Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.120617>>. Acesso em: 29 jun. 2025.

WRI BRASIL. **COP 21 - Conferência das Nações Unidas para Mudanças Climáticas.** Disponível em: <<https://wricidades.org/eventos/cop-21-confer%C3%A2ncia-das-na%C3%A7%C3%B5es-unidas-para-mudan%C3%A7as-clim%C3%A1ticas>>. Acesso em: 15 out. 2023.

WWF. **GERAÇÃO DE ENERGIA EM FERNANDO DE NORONHA - ALTERNATIVAS PARA A DIMINUIÇÃO DE EMISSÕES DE CO2 NO TRANSPORTE E ELETRICIDADE.** Disponível em: <https://wwfbr.awsassets.panda.org/downloads/geracao_de_energia_fernando_de_noronha_versao_web_1.pdf>. Acesso em: 21 jun. 2025

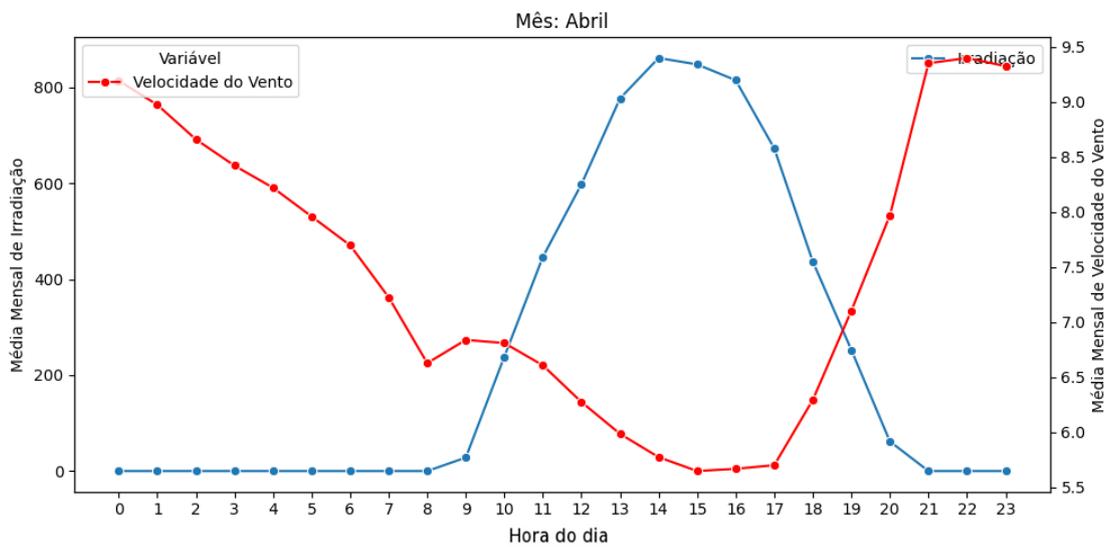
8. Anexo A

Figura 21: Média Mensal de Irradiação e Velocidade do Vento em março.



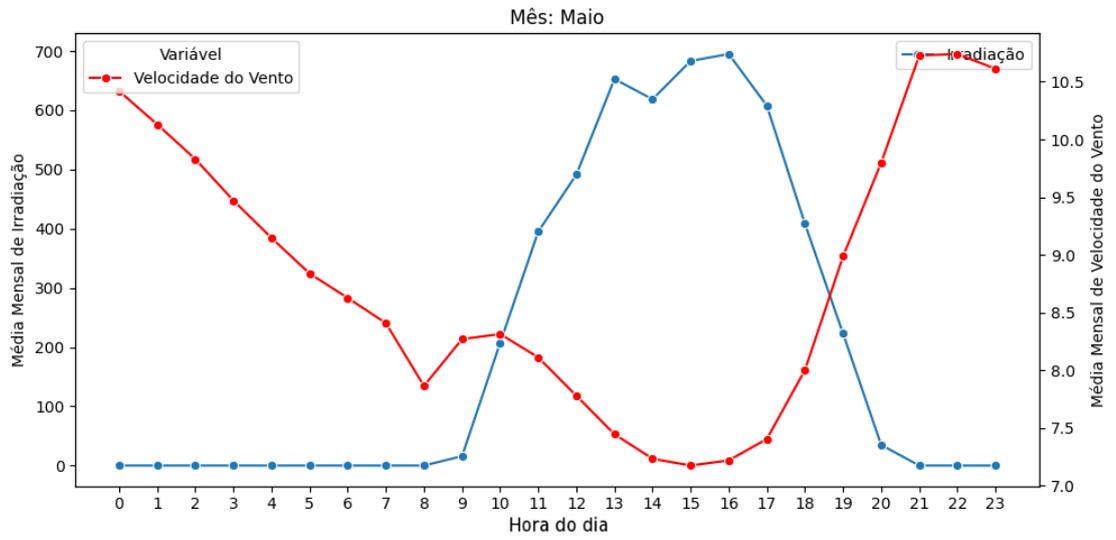
Fonte: Autora.

Figura 22: Média Mensal de Irradiação e Velocidade do Vento em abril.



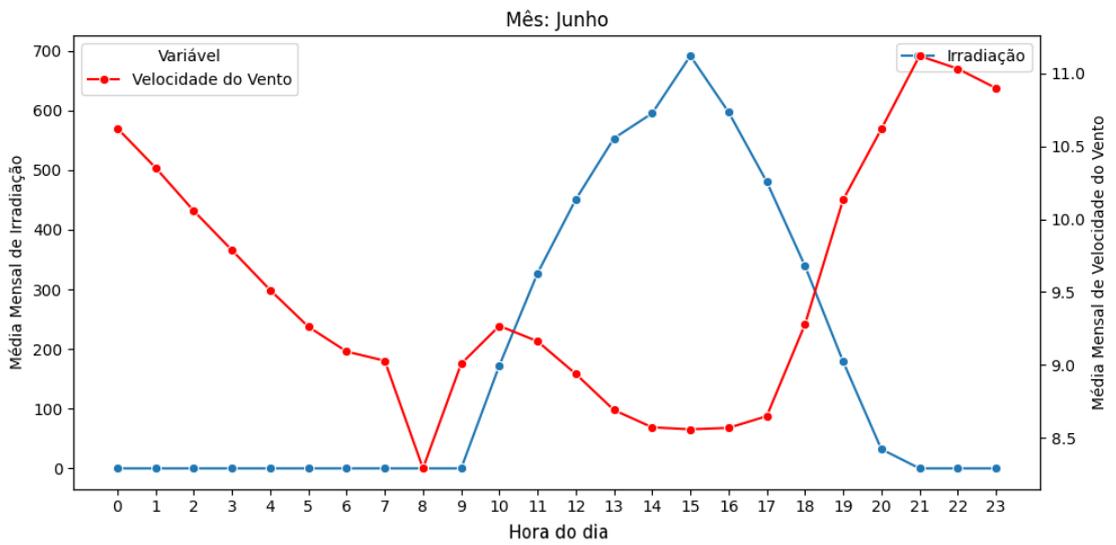
Fonte: Autora.

Figura 23: Média Mensal de Irradiação e Velocidade do Vento em maio.



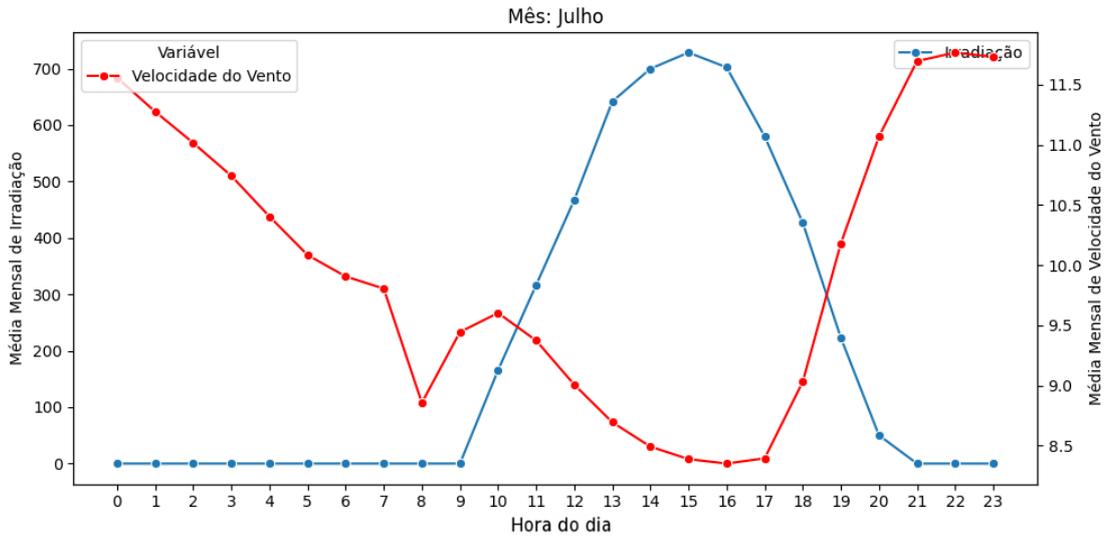
Fonte: Autora.

Figura 24: Média Mensal de Irradiação e Velocidade do Vento em junho.



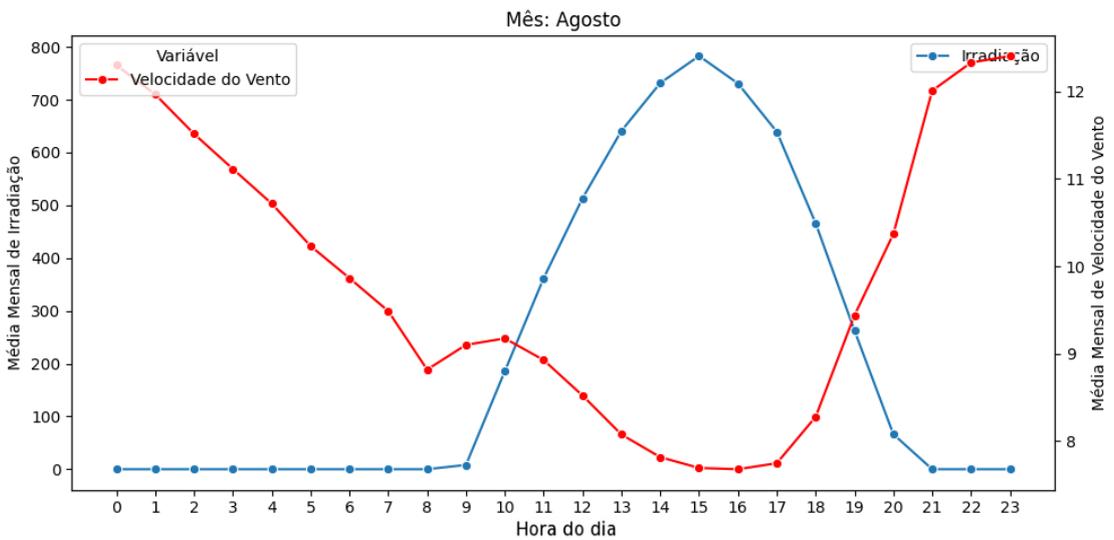
Fonte: Autora.

Figura 25: Média Mensal de Irradiação e Velocidade do Vento em julho.



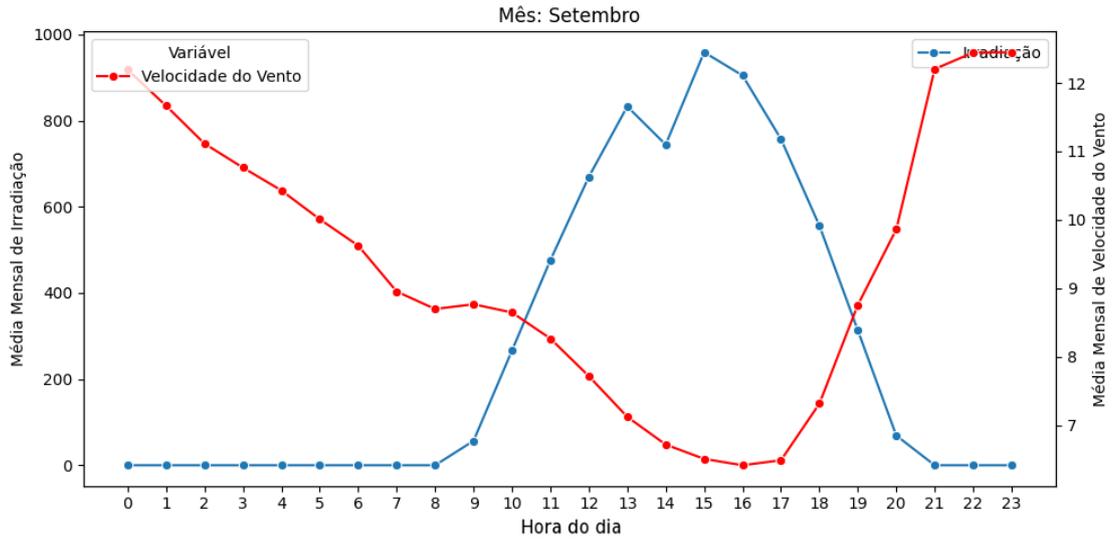
Fonte: Autora.

Figura 26: Média Mensal de Irradiação e Velocidade do Vento em agosto.



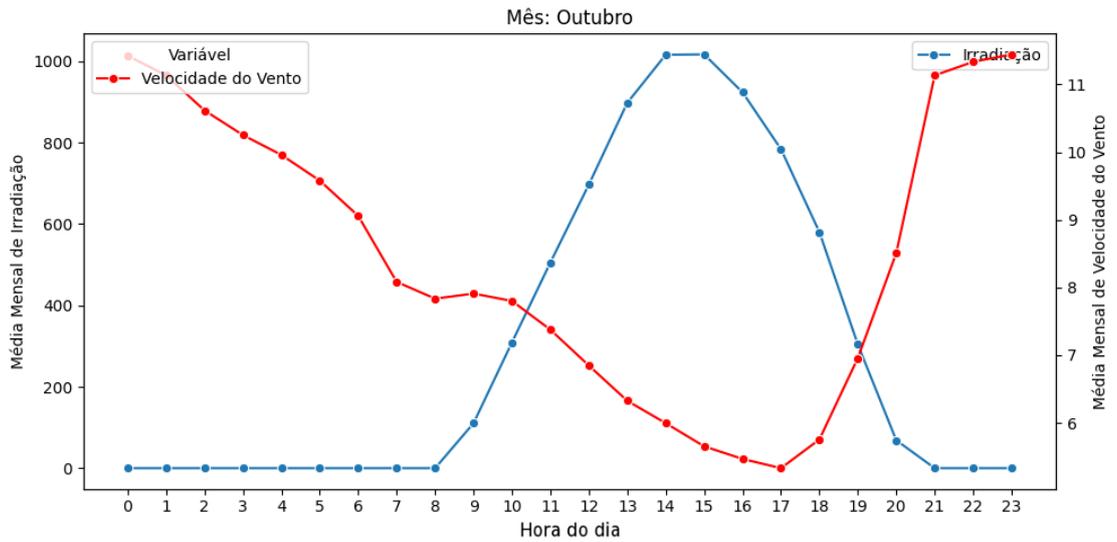
Fonte: Autora.

Figura 27: Média Mensal de Irradiação e Velocidade do Vento em setembro.



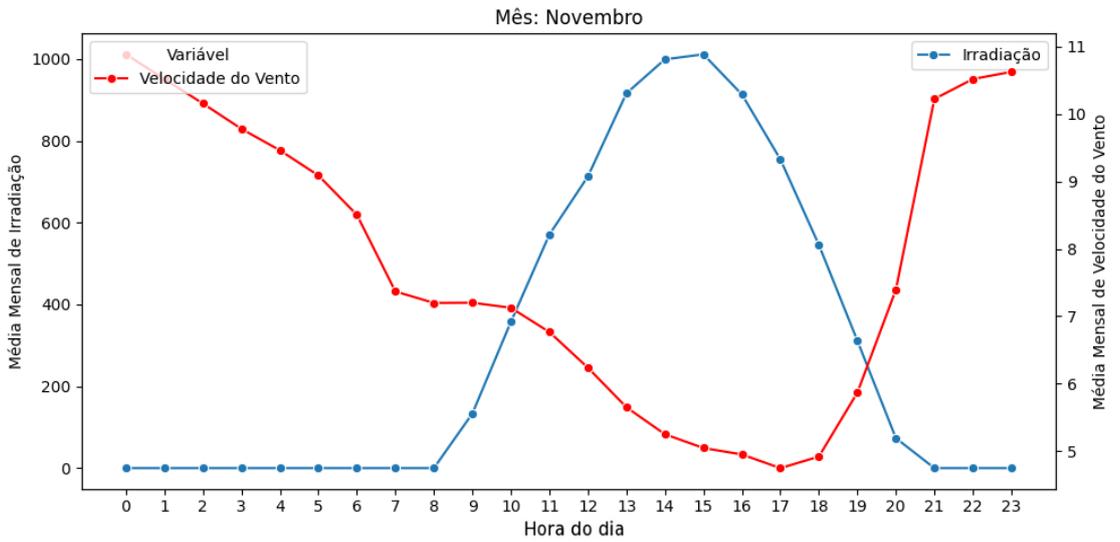
Fonte: Autora.

Figura 28: Média Mensal de Irradiação e Velocidade do Vento em outubro.



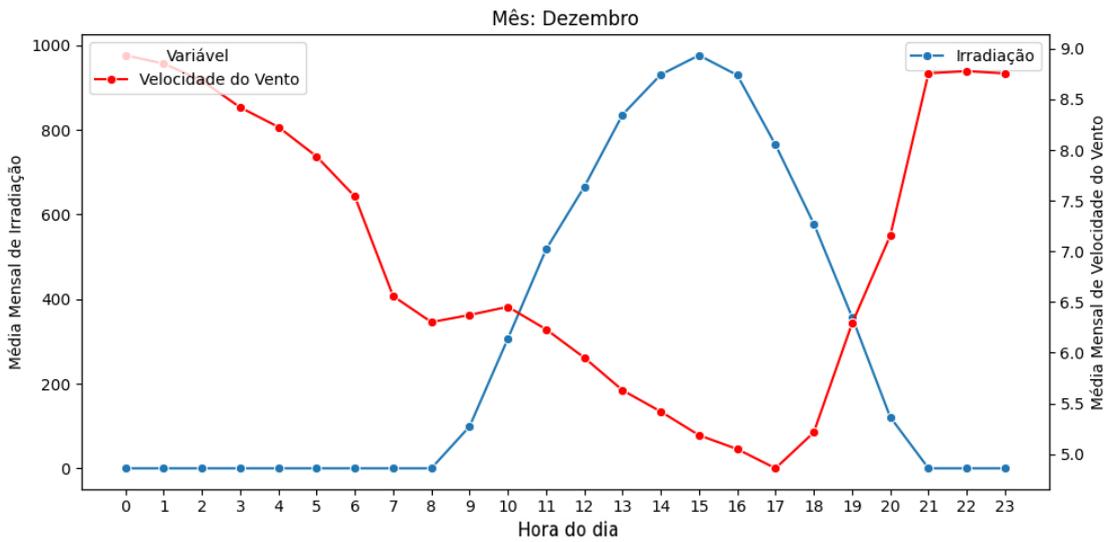
Fonte: Autora.

Figura 29: Média Mensal de Irradiação e Velocidade do Vento em novembro.



Fonte: Autora.

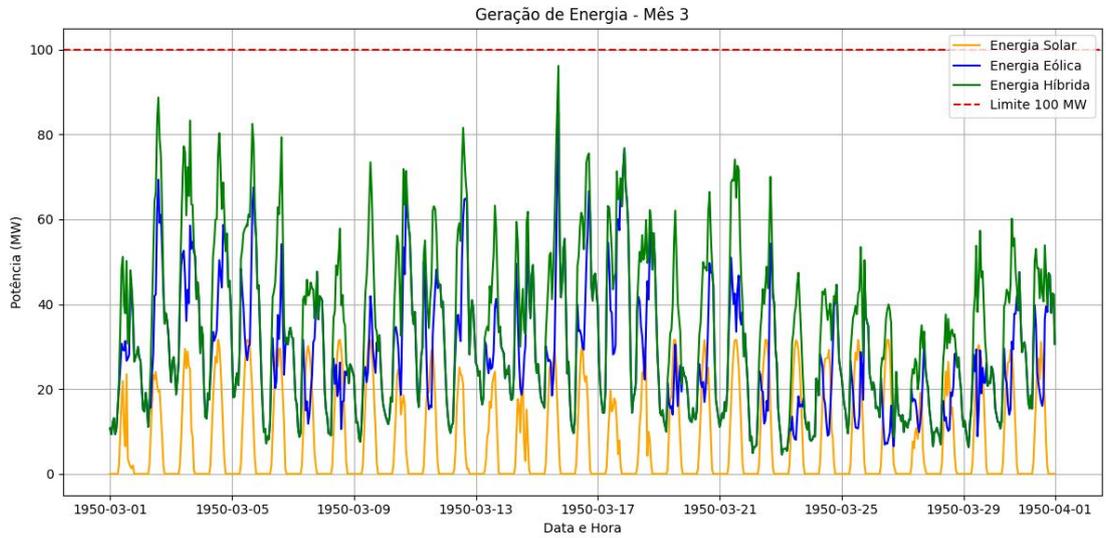
Figura 30: Média Mensal de Irradiação e Velocidade do Vento em dezembro.



Fonte: Autora.

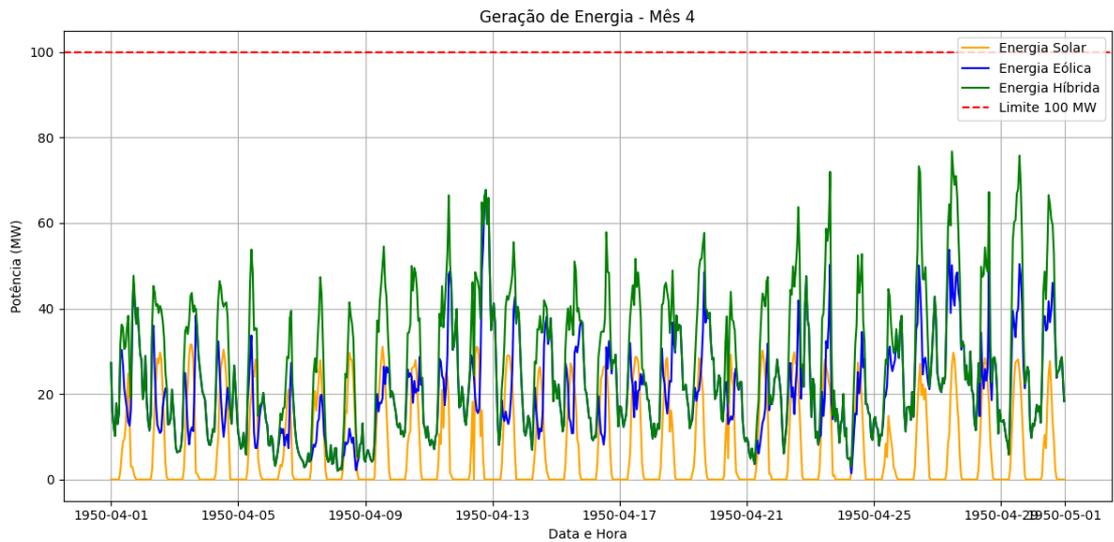
9. Anexo B

Figura 31: Potência do parque em estudo para o mês 3 de um ano típico.



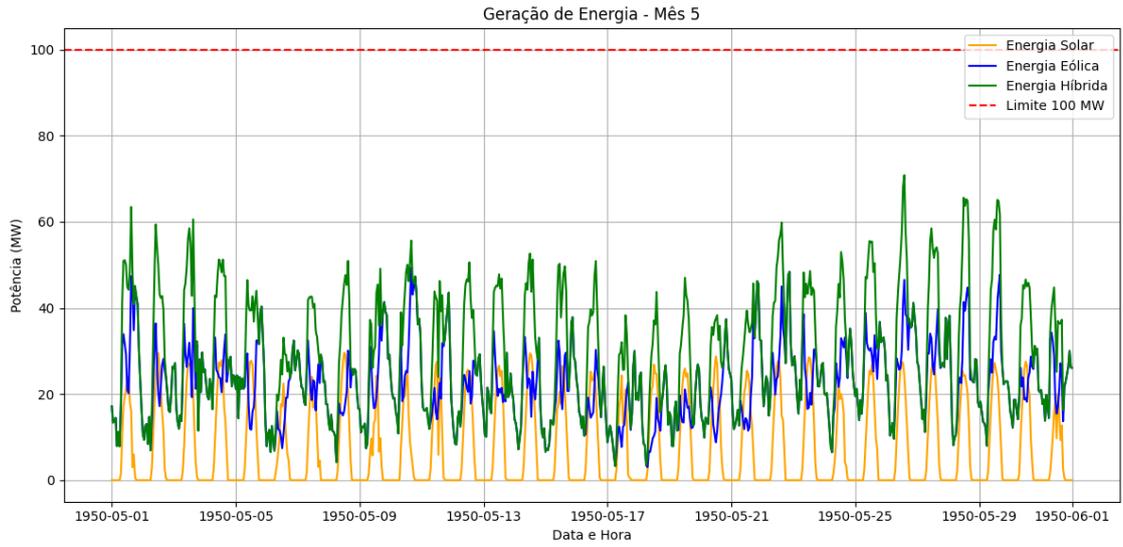
Fonte: Autora.

Figura 32: Potência do parque em estudo para o mês 4 de um ano típico.



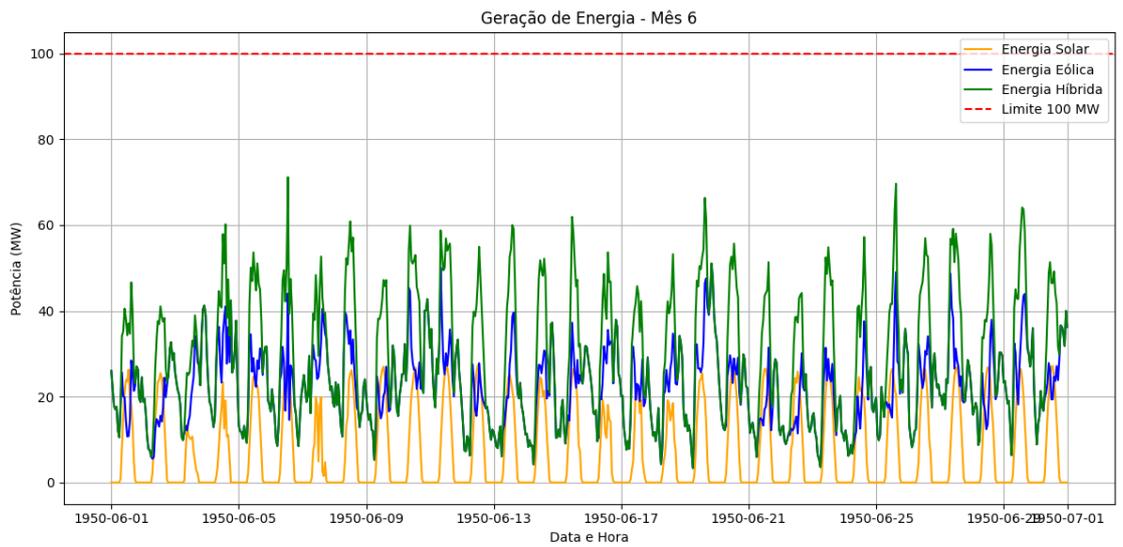
Fonte: Autora.

Figura 33: Potência do parque em estudo para o mês 5 de um ano típico.



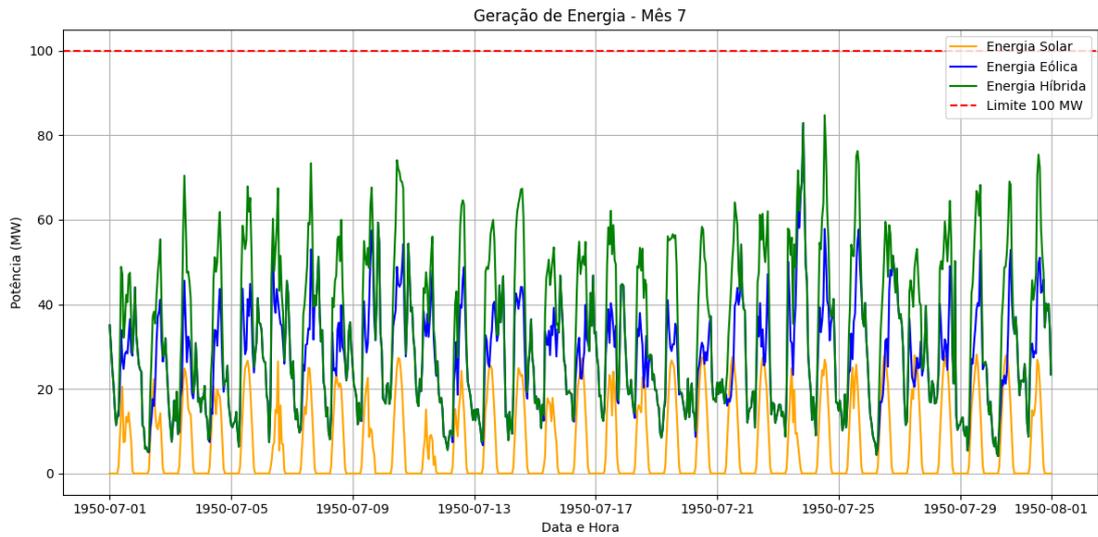
Fonte: Autora.

Figura 34: Potência do parque em estudo para o mês 6 de um ano típico.



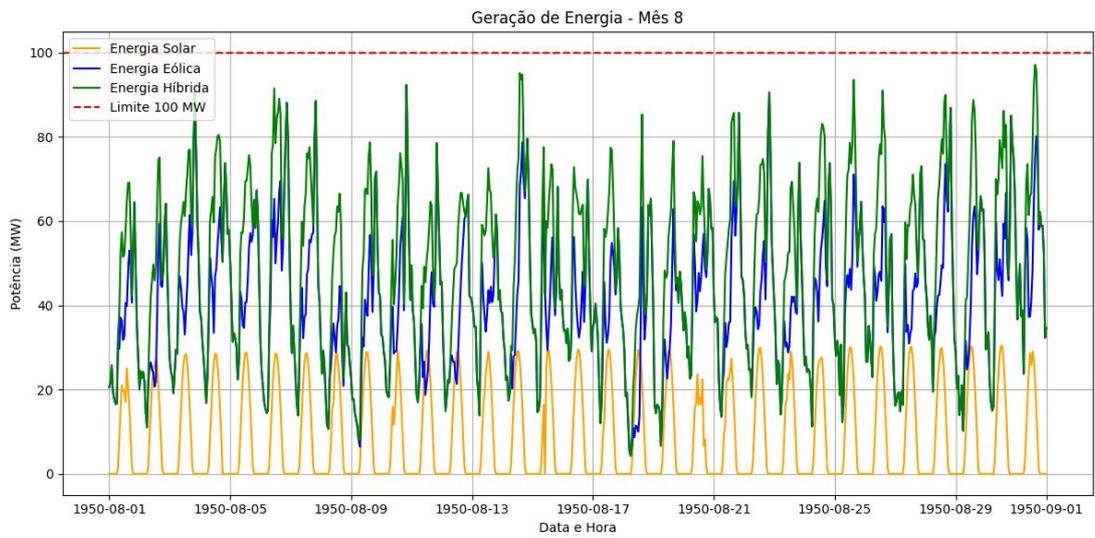
Fonte: Autora.

Figura 35: Potência do parque em estudo para o mês 7 de um ano típico.



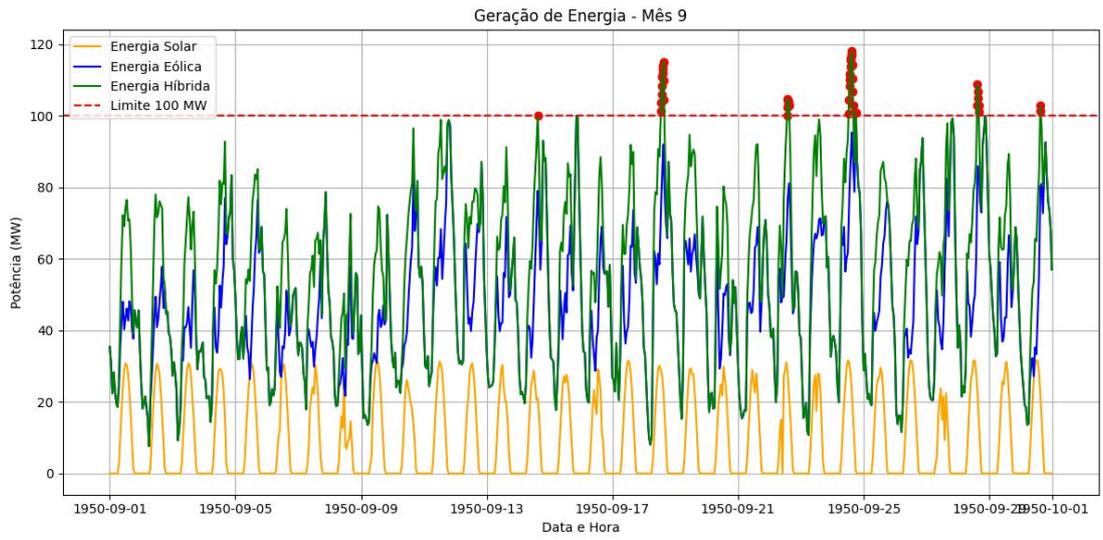
Fonte: Autora.

Figura 36: Potência do parque em estudo para o mês 8 de um ano típico.



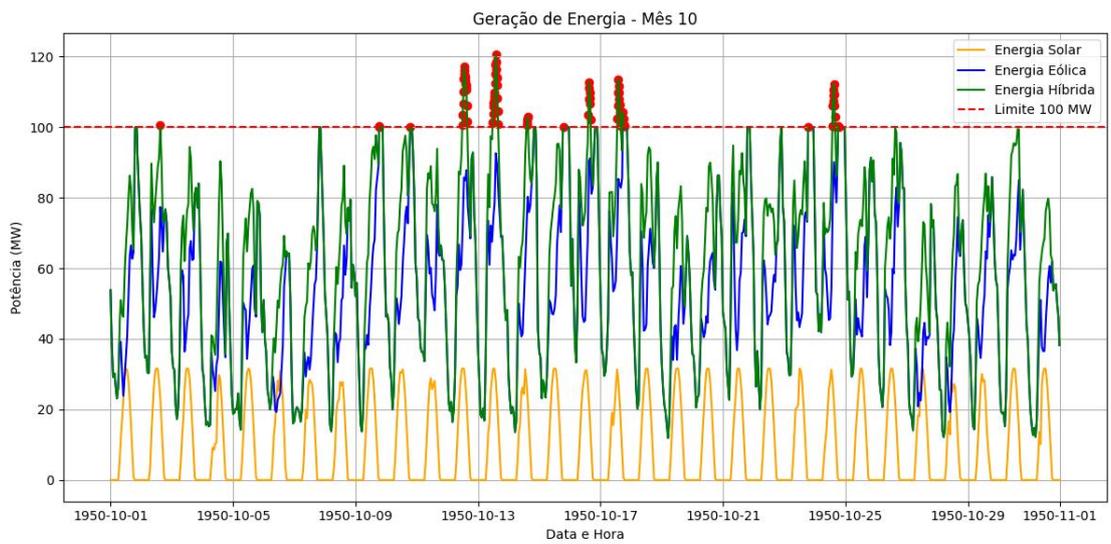
Fonte: Autora.

Figura 37: Potência do parque em estudo para o mês 9 de um ano típico.



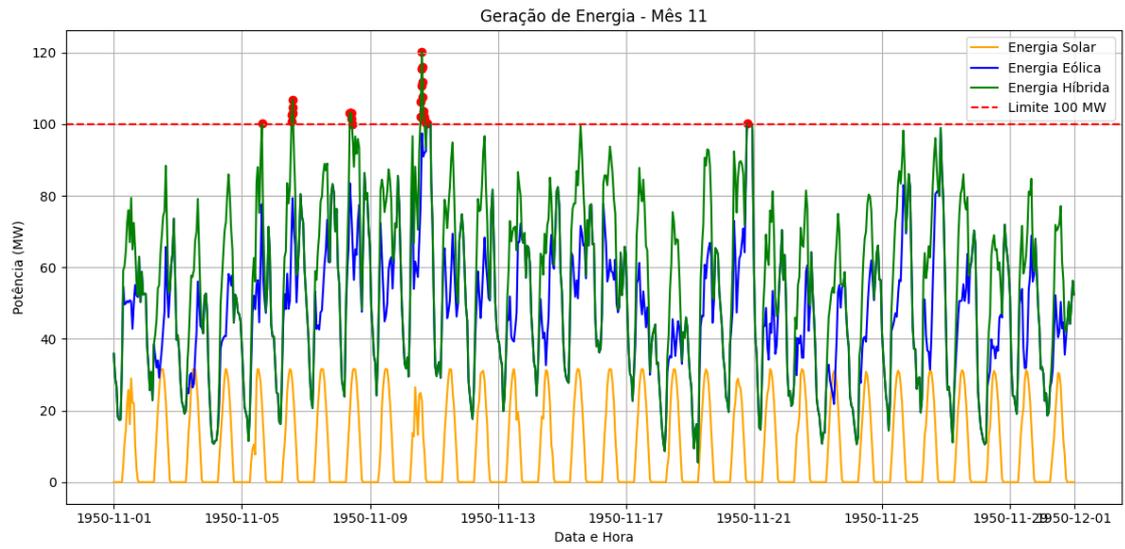
Fonte: Autora.

Figura 38: Potência do parque em estudo para o mês 10 de um ano típico.



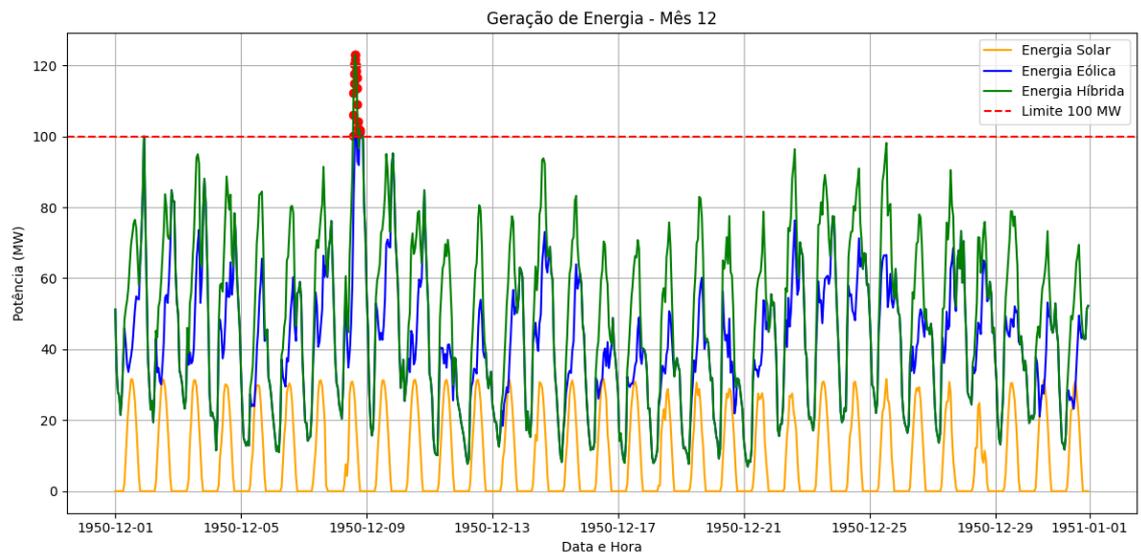
Fonte: Autora.

Figura 39: Potência do parque em estudo para o mês 11 de um ano típico.



Fonte: Autora.

Figura 40: Potência do parque em estudo para o mês 12 de um ano típico.



Fonte: Autora.