UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
ESCOLA DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE TELECOMUNICAÇÕES

NINA BORDINI BRAGA

Análise do Potencial de Hibridização e Capacidade de Escoamento no SIN de Usina Eólica-Solar no Estado Brasileiro da Bahia

NITERÓI
2021

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
ESCOLA DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE TELECOMUNICAÇÕES

NINA BORDINI BRAGA

Análise do Potencial de Hibridização e Capacidade de Escoamento no SIN de Usina Eólica-Solar no Estado Brasileiro da Bahia

Dissertação de Mestrado apresentada ao Corpo Docente do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações (PPGEET) da Universidade Federal Fluminense, como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações.

Orientador: Prof. D.Sc Bruno Soares Moreira Cesar Borba

Niterói, RJ

Julho de 2021

Ficha catalográfica automática - SDC/BEE
Gerada com informações fornecidas pelo autor

B813a Braga, Nina Bordini
Análise do Potencial de Hibridização e Capacidade de Escoamento no SIN de Usina Eólica-Solar no Estado Brasileiro da Bahia / Nina Bordini Braga ; Bruno Soares Moreira Cesar Borba, orientador. Niterói, 2021.
116 f. : il.

Dissertação (mestrado)-Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2021.

DOI: http://dx.doi.org/10.22409/PPGEET.2021.m.12916726721

1. Usinas híbridas / Associadas. 2. Margem do Sistema de Transmissão. 3. Eólica / Fotovoltaica. 4. PCA. 5. Produção intelectual. I. Borba, Bruno Soares Moreira Cesar, orientador. II. Universidade Federal Fluminense. Escola de Engenharia. III. Título.

CDD -

Bibliotecário responsável: Debora do Nascimento - CRB7/6368

NINA BORDINI BRAGA

Análise do Potencial de Hibridização e Capacidade de Escoamento no SIN de Usina Eólica-Solar no Estado Brasileiro da Bahia

Dissertação de Mestrado apresentada ao Corpo Docente do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações (PPGEET) da Universidade Federal Fluminense, como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações.

Aprovado em 27 de julho de 2021.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Bruno Soares Moreira Cesar Borba – Orientador
Universidade Federal Fluminense - UFF

Prof. Dr. Marcio Zamboti Fortes
Universidade Federal Fluminense – UFF

Prof. Dr. Walter Issamu Suemitsu
Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ

Niterói, RJ

Julho de 2021

”Tornar-se é melhor do que ser”

Agradecimentos

Agradeço primeiramente à minha família, aos meus pais, Maria da Conceição e Washington Luiz de Oliveira, bem como meus irmãos, Luiz Daniel, Augusto Cesar, Ana Beatriz e Carolina, por todo apoio e por serem essenciais na formação do meu carácter e intelecto.

Ao meu companheiro de vida, Rodrigo Mazza, pela parceria, amor, paciência, incentivo e apoio incondicional.

Agradeço meu orientador, Prof. Bruno S. M. C. Borba pelo apoio ao longo dessa trajetória, dedicação, paciência e atenção dispensada.

Agradeço ao Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS pelas informações e incentivo ao aperfeiçoamento profissional e principalmente aos colegas que lá trabalham, principalmente a Jaqueline Gomes, Jéssica Felix, Jardel, Luiz Felipe Ferreira e a Rosane Bessa pelas discussões e contribuições ofertadas ao longo do curso de mestrado.

Agradeço aos amigos que me acompanharam e contribuíram na minha formação pessoal e profissional e por tornarem a vida um pouco mais leve!

A Deus, por ter me iluminado e por ter proporcionado saúde para continuar a trilhar o caminho da vida e fechar o ciclo acadêmico.

Resumo

No cenário atual de desenvolvimento sustentável, de Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) horário e de extinção de incentivos tarifários para agentes geradores renováveis por conta da lei nº 14.120/2021, evidenciou ainda mais a necessidade de eficiência de recursos eletroenergéticos, destacando-se cada vez mais o tema de usinas híbridas/associadas no Brasil. Dado que sua contratação do uso da transmissão viabiliza o compartilhamento do Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) de forma otimizada, pode-se assim reduzir significativamente os encargos do uso do sistema de transmissão (EUST) a serem remunerados por estes agentes e consequentemente os custos de operação das usinas. Além disso, a hibridização/associação entre determinadas fontes possibilita uma melhor utilização e otimização do sistema de transmissão existente. Isto posto, o presente trabalho visa apresentar uma análise sobre o potencial de hibridização eólica-solar no estado brasileiro da Bahia, considerando a análise de complementariedade entre as fontes, tendo em conta, ainda, a margem para escoamento da geração pelo sistema de transmissão. A metodologia aplicada a este trabalho se resume a uma análise estatística de séries históricas da velocidade do vento e da insolação total, feita a partir dos dados do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), sendo realizada análise de componentes principais (PCA). A metodologia, associa ainda a análise da margem para escoamento da geração na rede, por meio de estudo em regime permanente, utilizando o software ANAREDE e de complementariedade a partir dos dados energéticos disponibilizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Ademais, faz-se uma análise sobre o panorama internacional, bem como expõe os principais benefícios e desafios da geração híbrida/associada. Adicionalmente, o presente trabalho faz uma análise hipotética comparativa entre o cálculo dos EUST de uma usina híbrida/associada eólica-fotovoltaica com contratação do uso do sistema de transmissão com um MUST único otimizado, com a extinção dos incentivos tarifários pela Lei 14.120/2021, e as usinas contratadas de forma individualizadas, com e sem a extinção dos incentivos tarifários. Os resultados apresentados neste trabalho proporcionam uma importante metodologia para o processo de tomada de decisão dos investidores na concepção e escolha da localização dos empreendimentos de geração híbrida/associada eólica-fotovoltaica. Além disso, evidencia que os resultados variam, dado que o sistema de transmissão é dinâmico, isto é, sua conjuntura é alterada diariamente, agregando grande complexidade e robustez nas análises realizadas.

Palavras-chaves: Usinas híbridas / Associadas, Margem do Sistema de Transmissão, Eólica, Fotovoltaica, Regulação, PCA, EUST, MUST.

Abstract

In the current scenario of sustainable development, the hourly price of Settlement of Differences (PLD) and the extinction of tariff incentives for renewable generating agents, due to Law nº. 14.120/2021, further highlighted the need for efficiency of electrical energy resources, highlighting the theme more and more of hybrid/associated plants in Brazil. Since their contract for the use of transmission enables the sharing of the Amount for Use of the Transmission System (MUST) in an optimized way, thus being able to reduce the charges for the use of the transmission system (EUST) to be remunerated by these agents and consequently the operation of the costs of the plants.

In addition, a hybridization/association between certain sources allows a better use and optimization of the existing transmission system. That said, the present work aims to present an analysis of the potential of wind-solar hybridization in the Brazilian state of Bahia, considering an analysis of complementarity between the sources, taking into account, also, the margin for the flow of generation through the transmission system. The methodology applied to this work summarizes a statistical analysis of historical series of wind speed and total insolation, based on data from the National Institute of Meteorology (INMET), being performed the principal components analysis (PCA).

The methodology also associates the analysis of the margin for the flow of generation in the network, through a study in the permanent regime, using the ANAREDE software and complementary based on energy data provided by the Energy Research Company (EPE). Furthermore, an analysis of the international panorama is made, as well as the main benefits and challenges of hybrid/associated generation are exposed. Additionally, the present work makes a comparative hypothetical analysis between the calculation of the EUST of a hybrid/associated wind-photovoltaic plant with contracting the use of the transmission system with a single optimized MUST, with the extinction of tariff incentives by Law 14.120/2021, and the plants contracted on an individual basis, with and without the extinction of tariff incentives. The results in this work provide an important methodology for the decision-making process of investors in the design and choice of location of hybrid/associated wind-photovoltaic generation projects. Furthermore, it shows that the results vary, as the transmission system is dynamic, that is, its situation is changed daily, adding great complexity and robustness to the analyzes carried out.

Keywords: Hybrid/associated plants, Transmission System Margin, Wind, Solar-Photovoltaic, Regulation, PCA, EUST, MUST.

Lista de Figuras

Figura 1 – Participação das fontes renováveis na Oferta Interna de Energia (OIE) – Adaptado de EPE / BEN 2021 [4]. 2
Figura 2 - Relação entre a Velocidade do Vento (m/s) e a Potência do Rotor Eólico (p.u) – Adaptado de [34]. 16
Figura 3 - Tipologias de combinações de usinas, adaptado de [39]. 18
Figura 4 – Painel de Plantas Hibridas eólica-fotovoltaica e com baterias no mundo – Fonte *WindEurope* [42]. . 20
Figura 5 - Resumo dos vencedores dos Projetos Híbridos - Leilão para suprimento de Boa Vista e localidades conectadas do sistema isolado, conforme [39]. 27
Figura 6 – Geração Medida do Complexo de Tacarutu (PE) de janeiro a dezembro/2018 – Fonte ENEL: Adaptado de [63]. 29
Figura 7 – Potência média verificada (eólica e solar) em intervalos de tempo de 15 (quinze) minutos, em MW de janeiro a dezembro/2018 – Complexo de Tacarutu (PE): Fonte ENEL [63]. 30
Figura 8 – Diagrama Unifilar Simplificado da Projeto Piloto da empresa Sol do Piauí para implantação de UFV Associada com Complexo Eólico existente – Adaptado de [44]. 31
Figura 9 – Tipologia Usina Associada do Projeto Piloto Sol do Sertão – Fonte [65]. 32
Figura 10 - Potencial Eólico de Geração no Brasil - Atlas Eólico Brasileiro a 100m [35] 33
Figura 11 – Média Anual da Irradiação Global Horizontal [Wh/m².dia][66] 34
Figura 12 – Gráfico *Boxplot* de variabilidade das médias anuais dos totais diários de irradiação global horizontal ao longo dos anos de 2005 a 2015 para cada uma das regiões do Brasil – Adaptado de [66]. 35
Figura 13 - Mapa de Calor do Brasil em relação a Potência Outorgada pela ANEEL - Feito pela Autora. 36
Figura 14 – Gráfico de comparação entre a geração solar e a Eólica – Dia 23/09/2019 – Fonte: PEN 2019 [68] 38
Figura 15 – Capacidade de Transmissão Calculada com base no ATC. Adaptado de [73]. 42
Figura 16 - Capacidade de Transmissão Calculada com base no Fluxo - FB. Adaptado de [73]. 43
Figura 17 – Mapa das Capacidades Remanescentes do SIN do Estado da Bahia para Escoamento de Geração - Fonte ONS [77]. 46
Figura 18 – Guia de Acesso ao Sistema de Transmissão em 10 passos – feito pela autora de acordo com [78]. 47
Figura 19 – Processo de Apuração e liquidação mensal dos EUST. Fonte [9]. 49
Figura 20 – Gráfico dos principais encargos e tributos de empreendimentos de geração com fontes renováveis – PDE 2030 [88]. 54
Figura 21 – Fluxograma da Metodologia do Trabalho. 57
Figura 22 - Variáveis utilizadas no Gráfico tipo *Boxplot*. 61
Figura 23 – Resumo Esquema de Aplicação de componentes principais – Adaptado de [91]. 63
Figura 24 – Sistema hipotético para cálculo da Margem – Adaptado de [76]. 66
Figura 25 - Gráfico da Curva de Permanência da Geração Eólica para o Subsistema Norte/Nordeste, considerando um Risco de 5% (Carga Leve) Para o Interior e Litoral – Adaptado de [28]. 70
Figura 26 - Gráfico da Curva de Permanência da Geração Eólica para o Subsistema Norte/Nordeste, considerando um Risco de 5% (Carga Média) Para o Interior e Litoral – Adaptado de [28]. 71
Figura 27 - Gráfico da Curva de Permanência da Geração Fotovoltaica para o Subsistema Norte/Nordeste, considerando um Risco de 5% (Carga Leve e Média) – Adaptado de [28]. 71
Figura 28 – Diagrama Resumido sobre a metodologia aplicada na comparação do cálculo do EUST. 77
Figura 29 - Diagrama Resumido sobre a metodologia aplicada na comparação do cálculo do EUST Cenário 1, casos A e B. 78
Figura 30 - Diagrama *Boxplot* de Velocidade de vento (m/s) em 10 metros de altura das 27 estações BA (INMET) - Elaboração própria. 79
Figura 31 – Diagrama *Boxplot* da Insolação (horas) das 27 estações BA (INMET) - Elaboração própria. 80
Figura 32 – Distribuição de Variáveis de Insolação Total (horas) e Velocidade do Vento (m/s) das 27 estações BA (INMET) – Elaboração própria. 82
Figura 33 - Gráfico *boxplot* Insolação média (horas) e Velocidade média do vento (m/s) em 10m, de acordo com dados do INMET [27]. 83
Figura 34- Divisão por cluster dos pontos de conexão analisados no cálculo de margem na Região da Bahia – Adaptado de [97]. 85

FIGURA 35 – GRÁFICO DE COMPLEMENTARIEDADE DA GERAÇÃO EÓLICA SOLAR E HÍBRIDA (EIXO VERTICAL: GERAÇÃO EM P.U. E EIXO HORIZONTAL: HORAS DO DIA – ELABORAÇÃO PRÓPRIA. 91
FIGURA 36 - GRÁFICO DE CORRELAÇÃO DE GERAÇÃO EÓLICA E FOTOVOLTAICA MENSAL. 92
FIGURA 37 – GRÁFICO DO EUST PARA OS CENÁRIOS 1 A 3 CONSIDERANDO O CASO A. 94
FIGURA 38 – GRÁFICO DE ENCARGOS DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO PARA OS CENÁRIOS 1 A 3 CONSIDERANDO O CASO B. 95

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Oferta Energética por Fonte no Brasil em 2019 [7]. 2
Tabela 2 - Vantagens e Desvantagens dos principais métodos de multicritérios utilizados para o processo decisório de escolha de regiões - De acordo com Yunna et al. (2014) Adaptado de [23]. 9
Tabela 3 - Resumo das principais alterações possíveis dos tipos de combinações entre fontes para geração de eletricidade – Adaptado da EPE [39]. 19
Tabela 4 – Objetivos da Consulta Pública ANEEL Nº 61/2020 [44]. 28
Tabela 5 – Capacidade Instalada de Usinas Eólicas e Fotovoltaicas por Estado no SIN – Fonte: SIGA [67]. 35
Tabela 6 – Características Principais dos Métodos ATC x Baseado em Fluxo - FB – Adaptado de [73]. 43
Tabela 7 – Descontos aplicados na TUST/TUSD conforme REN 77/2014 – Adaptado de [85]. 51
Tabela 8 – Estações (Automáticas e Convencionais) Utilizadas a partir do banco de dados do INMET [27]. 58
Tabela 9 - Resumo de dados utilizados nos modelos elétricos e energéticos gerados pela EPE. Adaptado de [29]. 60
Tabela 10 – Relação de localidades simuladas para fins de simulações energéticas. 73
Tabela 11 – Características técnicas e arranjos dos equipamentos utilizados para simular dados energéticos de usina fotovoltaica – Adaptado de [29]. 74
Tabela 12 - Características técnicas dos aerogeradores utilizados para simular dados energéticos de usina eólica– Adaptado de [29]. 74
Tabela 13 – Relação entre as estações meteorológicas e os barramentos para fins de análises de Margem de acordo com os dados georreferenciados de [93]. 84
Tabela 14 - Resultados de margens de escoamento remanescentes para os barramentos próximos a estação meteorológicas analisadas BA no ano de 2024. 86
Tabela 15 – Barramentos/subestações de Rede básica do SIN e suas respectivas margens para fins de escoamento de geração por barramento/ no ano de 2024 a partir dos critérios estipulados em [28]. 88
Tabela 16 – Encargos de Uso do Sistema de Transmissão (EUST) para os cenários 1 a 3 considerando o caso A. . 93
Tabela 17 – Encargos de Uso do Sistema de Transmissão para os cenários 1 a 3 considerando o caso B. 94
Tabela 18 – Economia (%) no EUST para os casos A e B comparando os Cenários 1 e 2. 96
Tabela 19 Dados da Normal Climatológica do Brasil 1981-2010 [27] (Insolação Total (horas)) das estações utilizadas. 107
Tabela 20 - Dados da Normal Climatológica do Brasil 1981-2010 [27] (Intensidade do Vento (m/s)) das estações utilizadas. 109

Lista de Abreviaturas e Siglas

AHP	*Analytic Hierarchy Process*
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	*Analytic Network Proces*
COVID-19	*Coronavirus Disease 2019*
CUST	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão
DIT	Demais Instalações da Transmissão
ELECTRE	*ELimination Et Choice Translating REality*
EUST	Encargos de Uso do Sistema de Transmissão
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ICG	Instalação de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada
IEEE	*Institute of Electrical and Electronic Engineers*
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais

LEN	Leilão de Energia Nova
MP	Medida Provisória
MME	Ministério de Minas e Energia
MUST	Montante do Uso do Sistema de Transmissão
PAR/PEL	Planejamento Elétrico de Médio Prazo do SIN
PCA	Análise de componentes principais (*Principal Component Analysis)*
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
PPGEET	Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica de Telecomunicações
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SEP	Sistemas Especiais de Proteção
SIG	Sistema de Informações Geográficas
SIGA	Sistema de Informações de Geração da ANEEL
SIN	Sistema Interligado Nacional

SONDA	Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais
TOPSIS	*Technique for Order Preference by Similarity to Ideal Solution* (Técnica para Ordem de Preferência por Similaridade com a Solução Ideal)
TUST	Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão

Sumário

Capítulo 1 - Introdução 1
1.1 Objetivos 11
1.2 Estrutura do Trabalho 13
Capítulo 2 - Fundamentação Teórica 14
2.1 Geração Eólica e Solar 14
2.1.1 Geração Eólica 14
2.1.2 Geração Fotovoltaica 16
2.2 Usinas híbridas/associadas eólico-fotovoltaica 17
2.2.1 Experiência de Usinas Híbridas/Associadas no Mundo 19
a) Austrália 21
b) Estados Unidos - EUA 22
c) China 22
d) Índia 23
2.2.2 Experiência de Usinas Híbridas/Associadas no Brasil 25
2.3 Mapeamento Potencial Eólico e Fotovoltaico Brasileiro 32
2.4 Análise de complementariedade sol e vento e Otimização do Sistema de Transmissão 37
2.5 Análise de Margem de Transmissão 40
2.5.1 Análise de Margem de Transmissão no Cenário Internacional 41
2.5.2 Análise de Margem e Sistemática para conexão de geração no Brasil 44
2.6 Dinâmica do Sistema de Transmissão Brasileiro e Contratação do Uso 48
2.6.1 Incentivos Tarifários Fontes Renováveis 51
2.6.2 Fim dos Incentivos Tarifários x Contratação híbrida 53
Capítulo 3 - Metodologia 55
3.1 Metodologia para Avaliação do Potencial Solar e Eólico da Bahia 57
3.1.1 Período Amostral 60
3.1.1 Análise dos Dados 61
3.1.2 Análise Integrada dos Parâmetros com base na PCA 62
3.2 Metodologia para Cálculo da Margem de Transmissão 64
3.2.1 Premissas para o Cálculo da Margem 67
3.3 Metodologia para estimativa energética e sua complementariedade. 72
3.3.1 Análise de Geração Eólica e Solar 73

3.3.2 Análise de Complementariedade 75
3.4 Metodologia de Análise do cálculo dos EUST comparativo. 76
Capítulo 4 - Estudo de Caso 78
4.1 Regiões da Bahia com maior Potencial de geração Eólica e fotovoltaica 78
4.1.1 Análise Integrada Sol e Vento 81
4.2 Análise da margem para escoamento da geração no sistema de transmissão. 83
4.3 Análise de complementariedade Fontes Eólica-Fotovoltaica. 90
4.4 Análise do cálculo dos EUST. 92
Capítulo 5 - Conclusões 96
5.1 Trabalhos Futuros 99
Bibliografia 101
Anexo A – Dados INMET 107
Apêndice 1 – Script Aplicação no R – PCA e *boxplot* 111

Capítulo 1 - Introdução

Com a crise do petróleo, em 1973, o planejamento energético em vigência à época foi ameaçado [1]. Nesse panorama, a aplicação de medidas de eficiência energética passou a ser pauta de amplo investimento e estudo. Outrossim, em consonância com o cenário internacional, a evolução da matriz renovável nos países desenvolvidos foi estimulada principalmente com o protocolo de Kyoto em 2005 [2] e, na sequência, a assinatura do Acordo de Paris [3], que entrou em vigor em novembro de 2016. Estes acontecimentos tornaram ainda mais evidente a busca de fontes alternativas ao combustível fóssil para a geração de eletricidade, com vistas à minimização do impacto climático e, assim, conter o aquecimento global. A partir de então as fontes renováveis, principalmente eólica e fotovoltaica, tiveram grandes investimentos, tornando-se alvo de amplo estudo e tendo seu uso democratizado em diversos países.

O Brasil tradicionalmente se destaca por possuir um alto percentual de fontes renováveis na oferta interna de energia elétrica, quando comparado ao cenário internacional, conforme pode ser observado na Figura 1. Segundo dados do Balanço Nacional de Energia (BEN) de 2021 [4], no decorrer de 10 anos, a participação das renováveis na oferta interna de energia se manteve em torno de 80%. Tal destaque se deve principalmente pela grande contribuição da energia hidráulica na matriz elétrica brasileira. No período de 2011 a 2014 houve uma redução de 10% da participação de renováveis na oferta interna energética, associada à baixos índices pluviométricos e consequentemente à queda da oferta de energia hidráulica [5]. A partir de 2014 a participação das fontes renováveis retomou crescimento, alcançando 83% em 2019, consequência da expansão da oferta de energia eólica, fotovoltaica, biomassa da cana-de-açúcar e recuo da geração térmica por meio de derivados de petróleo [6].

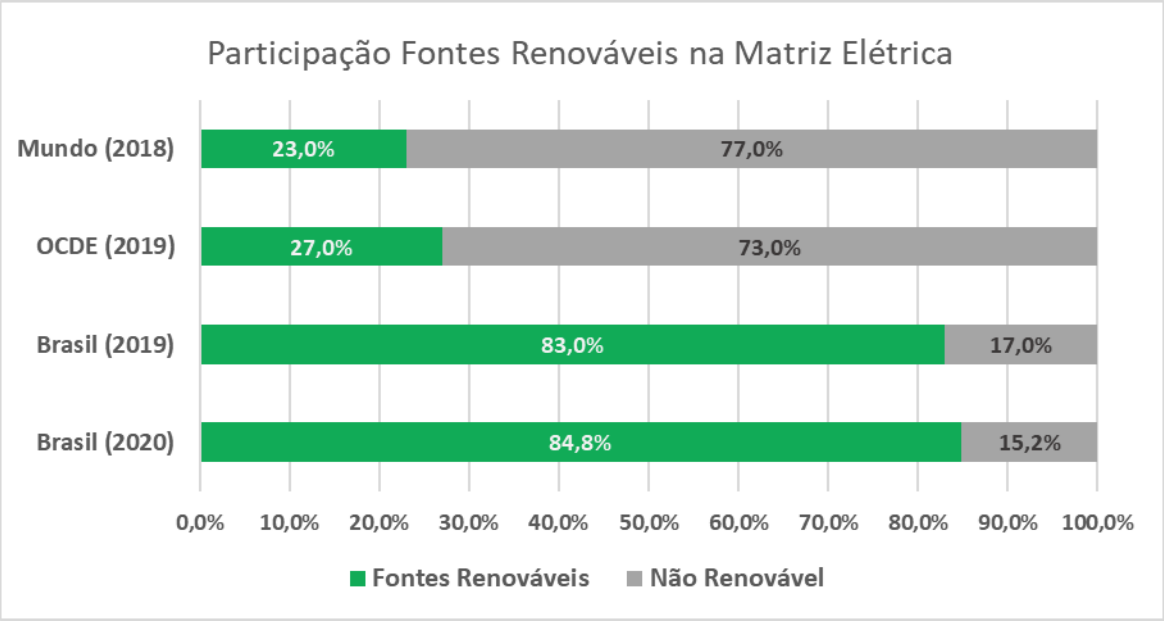

Figura 1 – Participação das fontes renováveis na Oferta Interna de Energia (OIE) – Adaptado de EPE / BEN 2021 [4]**.**

Conforme dados do BEN 2020 [7] apresentados na Tabela 1, no ano de 2019 a geração de eletricidade foi expandida em 4,1% no período entre 2018 e 2019, totalizando 626.324 GWh. A única fonte que apresentou queda percentual neste período foi a geração termelétrica a partir de derivados de petróleo, com uma redução significativa de 23,8%.

Tabela 1 - Oferta Energética por Fonte no Brasil em 2019 [7]**.**

Fonte	Geração Elétrica no Brasil (GWh)					Variação % em 2018/2019
	2015	2016	2017	2018	2019	
Hidráulica (i)	359.743	380.911	370.906	388.971	397.877	2,3%
Gás	79.503	56.550	65.591	54.295	60.188	10,9%
Derivados Petróleo (ii)	25.708	12.207	12.911	10.293	7.846	-23,8%
Carvão	19.096	17.001	16.257	14.204	15.327	7,9%
Nuclear	14.734	15.864	15.739	15.674	16.129	2,9%
Biomassa (iii)	47.394	49.236	49.385	51.876	52.111	0,5%
Eólica	21.626	33.489	42.373	48.475	55.986	15,5%
Solar	59	85	831	3.461	6.651	92,2%
Outras (iv)	13.623	13.554	13.968	14.147	14.210	0,4%
Total	581.486	578.898	587.962	601.396	626.325	4,1%

(i) inclui PCH, CGH e autoprodução

(ii) Derivados de Petróleo: óleo diesel e óleo combustível

(ii) Biomassa: Lenha, bagaço de cana e lixivia

(iv) Outras: gás de coqueria, outras secundárias, não renováveis e renováveis.

Em contrapartida, as maiores altas percentuais no período de 2018 a 2019 ocorreram na geração solar, com um aumento de 92,2%, bem como na geração eólica, com um aumento de 15,5%, apresentando altas expressivas no período de 2015 a 2019.

Nesse sentido, de acordo com a Tabela 1, no ano de 2019 a geração total solar fotovoltaica somada à geração eólica significou cerca de 10% da oferta interna de energia. Tal comportamento é resultado de um cenário de diversificação da matriz elétrica brasileira, motivada principalmente por meio de políticas de incentivo governamentais, sendo o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), criado em 2002 por meio da lei nº 10.438/2002, o principal [8].

Um dos problemas do crescimento expressivo da participação das renováveis, não controláveis está relacionado à questão da intermitência e, da variabilidade dessas fontes na matriz elétrica Brasileira. Estes fatos trazem à tona a necessidade de dar um enfoque maior na segurança da operação de uma rede mais complexa, de modo a garantir a segurança dos sistemas elétricos mediante maior diversidade de cenários de disponibilidade de geração [9]. No caso das eólicas a previsibilidade torna-se ainda mais sensível do que a solar, visto que a geração eólica é dependente da velocidade do vento e, portanto, é suscetível a redução de sua capacidade de geração em qualquer momento do dia, pela eventual ausência de ventos e sua variação. Já as usinas fotovoltaicas, apesar de apresentarem variações de geração ao longo do dia em razão da nebulosidade [10], possuem uma curva de geração mais previsível que as usinas eólicas, tendo em vista que não geram durante o período da noite. Nesse contexto, as denominadas usinas híbridas e associadas, ou seja, usinas que utilizam mais de uma fonte primária na geração de energia, têm surgido como alternativa para reduzir a intermitência da geração elétrica a partir das fontes eólica e solar.

Um estudo feito por Hoicka e Rowland [11] a partir de dados de geração eólica e solar do *Canadian Weather Energy and Engineering Data Sets* (CWEEDS), de quatro locais de Ontário no Canadá, sendo eles: Toronto, Salto da Santa Maria (*Saut Ste. Marie*), Ottawa e Wiartone, analisou que a geração híbrida suavizou a geração de energia, evidenciando redução da variabilidade de geração.

Goncalves et al. [12] analisaram a redução de variabilidade de geração eólica e solar com a hibridização hipotética de usinas no município de Petrolina, no estado de Pernambuco. Foi verificado que, a adição de 20% de potência solar às plantas eólicas reduz pela metade o número de eventos de sete horas ou mais de baixa geração,

proporcionando maior estabilidade na geração horária. Ressalta-se que, devem ser consideradas as limitações da análise, principalmente o potencial eólico relativamente baixo do local de medição quando comparado a áreas adjacentes, bem como o uso de modelos de conversão de energia simplificados. No entanto, as referidas limitações não comprometem os resultados e reforçam que tal análise deve ser realizada caso a caso.

Já Leoni et al. [13] faz uma análise de complementariedade entre as fontes eólica e solar da região de Caetité da Bahia, a partir de um parque híbrido eólico-solar de 26,4 MW, cujos 21,6 MW origina-se da fonte eólica e 4,8 MWp da solar fotovoltaica. O estudo evidenciou a complementariedade, ou seja, no período em que há redução da irradiação solar há aumento do recurso eólico, compensando a geração, e garantindo uma geração mais estável, menos exposta às variações climáticas. Moura [14] estudou a correlação entre os recursos eólicos, solares e hídricos em Portugal, apresentando as curvas de variação anual das suas fatores de capacidade. O trabalho propõe um novo método multi-objetivo para otimizar a combinação das fontes, maximizando sua contribuição para o pico de demanda, reduzindo a intermitência, a um custo mínimo.

Ademais, com a implantação do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) em bases horárias, que entrou em vigor para o mercado livre em janeiro de 2021, torna-se ainda mais importante o gerenciamento da geração e do portfólio das empresas que comercializam a energia. Atrelado a isto, a hibridização de usinas eólico-fotovoltaicas faz com que a geração do conjunto tenha uma variação menor e, portanto, uma maior previsibilidade, contribuindo para a reduzir as flutuações de preços horários e riscos associados [15]. Posto isto, com a adoção do hibridismo com fontes energéticas complementares há uma expectativa de redução da variabilidade de injeção de potência na rede elétrica, induzindo a redução de recursos de controle de frequência e tensão o que pode contribuir para uma maior estabilidade do sistema [16].

No atual cenário, a hibridização ganhou ainda maior evidência com a justificativa de que a complementariedade entre determinadas fontes possibilita uma melhor utilização e otimização do sistema de transmissão existente. Além de promover maior previsibilidade, a partir da complementariedade em função do perfil de geração de diferentes fontes, que é o caso da geração eólica e fotovoltaica, no qual é notório que em algumas regiões do Brasil a incidência de ventos é maior durante a noite e evidentemente sol apenas durante o dia. Dessa forma, os benefícios são potencializados, sendo o fator de capacidade

otimizado, trazendo implicações futuras como postergação de investimentos na transmissão.

Cabe salientar que, conforme [11], a Tarifa do Uso da Transmissão (TUST) e a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) representam os principais custos operacionais de usinas. Assim, com a implantação da lei nº 14.120/2021 [12], criada a partir da Medida Provisória (MP) nº 998 [13] de 2020, que na busca da racionalização dos subsídios retira-se, em um prazo determinado, os incentivos tarifários de agentes geradores de fontes incentivadas (fontes renováveis), acarretará aumento dos encargos de uso do sistema de transmissão pagos por esses agentes. Deste modo, a contratação híbrida/associada possibilita o compartilhamento de Montante do Uso do Sistema de Transmissão (MUST) ou de distribuição (MUSD), podendo assim reduzir significativamente os custos de operação destas usinas e trazer maior modicidade tarifária aos consumidores, como será tratado melhor na seção 2.6 do Capítulo 2 -

Nesse sentido, a contratação do MUST/MUSD de forma otimizada consiste na análise central para promover os projetos híbridos/associados. Visto que, com a contratação de um único MUST, inferior ao somatório das potências instaladas dos projetos, haverá um alívio na contratação do uso do sistema de transmissão, reduzindo os encargos a serem remunerados pelos geradores, bem como otimizando as instalações de interesse restrito e consequentemente postergando ampliações e reforços no sistema [14].

Contudo, várias questões sobre a temática ainda estão em discussão, como por exemplo a necessidade de implantação de corte automático obrigatório de geração, nos limites do MUST/MUSD contratados, a instalação dos Sistemas Especiais de Proteção, as mudanças na contratação do uso do sistema de transmissão de usinas novas e existentes, dentre outras.

Em junho de 2019 a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) elaborou a Nota Técnica nº 51/2019 SRG-SCG-SRD-SRT/ANEEL, dando início a Consulta Pública nº 14/2019 (CP 14/2019), com a finalidade de coletar subsídios para uma proposta de nova regulamentação sobre o estabelecimento de usinas híbridas e/ou associadas. Em dezembro/2019 foram consolidadas, por meio da Nota Técnica nº 133/2019-SRG-SCG-SRD/ANEEL, as contribuições recebidas no âmbito da CP 14/2019, para fins de criar um ambiente regulatório adequado para o desenvolvimento das usinas híbridas no Brasil.

Dado a complexidade técnica-regulatória, em outubro/2020 a ANEEL iniciou a primeira fase de nova Consulta Pública, de nº 61/2020 (CP 61/2020), para debater

novamente com a sociedade e agentes a questão, trazendo uma análise de impacto regulatório, bem como uma primeira proposta de tratamento regulatório a respeito do estabelecimento de usinas híbridas e associadas. O resultado dessa primeira fase concluiu pelo aprimoramento nas normas vigentes. Assim, em maio/2021, foi aberta a segunda fase da CP 61/2020, via Nota Técnica nº 048/2021-SRG-SRT-SCG-SGT/ANEEL [17], com vistas a avaliar as contribuições da CP 61/2020, com objetivo de apresentar uma nova versão da proposta de tratamento regulatório considerando as contribuições recebidas e uma revisão de adequações regulatórias adicionais necessárias para implantação de usinas híbridas e associadas, a qual encontra-se em andamento.

Cumpre destacar que, a regulação e implantação de usinas híbridas vem sendo estudada em diversos países, como a Austrália, China, Estados Unidos, Reino Unido e com destaque para a Índia, país que manifesta maior interesse na hibridização de usinas, especificamente as eólico-fotovoltaicas [18]. Ainda que haja potenciais benefícios na implantação de usinas híbridas, a experiência internacional evidencia que há grandes dificuldades, sobretudo comerciais e regulatórias para sua implementação, como será abordado com mais detalhes na seção 2.2 do Capítulo 2 -

Nessa perspectiva, para fins de respaldar o tratamento regulatório, e mapear os potenciais benefícios da hibridização, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) fez um estudo [19] a respeito da complementariedade de geração das fontes eólica e fotovoltaica, tendo como base a disponibilidade de medições anemométricas e solarimétricas para escolha do local de implantação. O estudo utilizou a base de dados do Sistema de Acompanhamento de Medições Anemométricas (AMA), bem como as medições para fins de cadastramento e habilitação técnica nos leilões de energia, com período das medições não inferior a 1 ano. Considerando esses dados, foram definidas 5 localidades na região nordeste do Brasil, sendo que foram analisadas 6 configurações de geração eólica e 2 para fotovoltaica, totalizando 60 casos estudados. Na avaliação de corte de geração acima do MUST estabelecido para o conjunto, foi observada uma alta variância, de 0,05% até 33,99% de corte. Observou-se que, a partir das análises realizadas para um mesmo local estudado é possível obter diversos resultados, a depender do dimensionamento dos geradores, e que não basta avaliar a provável complementariedade de recursos (vento e irradiação), dado que a produção de energia elétrica pode ter comportamento distinto, a depender do dimensionamento das usinas. Em relação às limitações do referido estudo destaca-se que foi considerado um período limitado dos dados meteorológicos, não sendo

necessariamente o mesmo período (data de início e fim) para os diferentes locais estudados. Desse modo, os efeitos da variabilidade interanual dos recursos não foram estudados, algo relevante para análise.

A seleção de um local ideal para a implantação de usinas híbridas eólico-solar depende de diversos fatores, tais como irradiação solar, velocidade do vento, topografia, complementariedade entre as fontes, capacidade de escoamento do sistema de transmissão (margem da transmissão), mapeamento de áreas com proteção ambiental, dentre outros. Portanto, é necessário aplicar uma metodologia que permita a integração e o processamento de todos os dados considerados. Na literatura existem diversas metodologias e ferramentas para auxiliar na tomada de decisão para fins de escolha do melhor local para tal, e não existe melhor método, depende da aplicação e situação específica.

De acordo com Moiloa [20], a análise multicritério - *Multi-criteria Analysis* (MCA) é bastante utilizada nos estudos para a avaliação da viabilidade e/ou capacidade, para fins de instalação de empreendimentos, em virtude dessa metodologia apresentar a aplicabilidade de englobar critérios distintos sem quaisquer relação. De acordo com Therivel (2004) a análise multicritério agrega a escolha dos critérios de avaliação ou impactos relevantes e alternativas, avaliando como cada alternativa afeta nos critérios, ponderando assim o impacto e englobando em sua pontuação (peso) de cada alternativa para, finalmente, escolher a melhor alternativa com base nas pontuações finais. Cumpre destacar que essa análise engloba diferentes tipos de metodologias.

Dentre os métodos existentes que buscam realizar essa combinação de mapas (sobreposição) em Sistema de Informações Geográficas (SIG), os mais comumente utilizados são a Combinação Linear Ponderada (CLP) e a Sobreposição Booleana. De acordo com Malczewski [21] a sobreposição Booleana ("*and*"(E) e "*or*"(OU)) de mapas de adequação é uma maneira simples de combinar diversos dados com sobreposição espacial, baseando-se em regras de operações "*and*"(E) e "*or*"(OU). A operação "*and*"(E) resulta na classificação de áreas como resultados rígidos, já que todos os critérios estarão ou não de acordo com a predefinição do usuário. Já a operação "*or*"(OU) identifica locais que atendem a pelo menos um valor limite de adequação, sendo portanto, mais flexível. O método CLP baseia-se na média ponderada, dado que envolve a padronização dos mapas de adequação atribuindo pesos relativos importância para adequação e, em seguida, combinando os pesos e mapas de adequação para obter um resultado. No entanto,

ambas as metodologias são limitantes na medida em que necessitam de uma análise de SIG, e certas limitações nos casos em que haja a necessidade de se considerar a importância relativa de critérios e ainda a existência de fatores restritivos a utilização combinada de ambas.

Em [22] Vicari faz uma análise de multicritério em conjunto com um SIG, para fins de levantamento do potencial de implantação de usinas eólicas e solares no estado do Rio Grande do Sul, considerando o potencial energético, distâncias de infraestruturas, características do terreno e áreas de proteção ambiental, sendo gerados mapeamentos de potencial de instalação na área estudada. Conclui-se que o Rio Grande do Sul apresentou um potencial relativamente alto para a instalação de usinas híbridas, com a maior parcela de seu território sendo classificado com valores acima de 60% de potencial para instalação. No entanto, não foi feita uma análise de complementariedade entre as fontes, não sendo possível, portanto, afirmar que a geração híbrida será maximizada.

Outros métodos de multicritérios bem difundidos na tomada de decisão que englobam projetos de energia renovável são *Analytic Hierarchy Process* (AHP) e a Lógica *Fuzzy*. De acordo com [23], o método AHP é responsável pela tomada de decisão ponderando os julgamentos e critérios utilizados na análise por meio da atribuição de pontuação para cada critério por ordem de prioridade, ou seja, atributos subjetivos. A pontuação é então concedida fundamentada na relação de importância entre os itens. Dessa maneira, os julgamentos são mensurados numericamente. Já a utilização da lógica *Fuzzy* reduz, a imprecisão originária de uma escolha, que surge por meio do julgamento humano, e que é encontrada no método AHP.

Nesse sentido, Fávero [24] realiza uma proposta metodológica de seleção do melhor local, dentre 5 locais diferentes, para implantação da usina híbrida por meio do Método AHP e Lógica *Fuzzy*. Em ambas as metodologias aplicadas constatou-se a mesma localidade/projeto como sendo o de maior atratividade, corroborando que os modelos expostos se mostram como consistentes para suporte à tomada de decisão. Contudo, confirmou-se que tanto a metodologia AHP quanto a Lógica *Fuzzy* estão vinculadas a julgamentos realizados por especialistas que estão participando do processo decisório, podendo incorrer em uma certa subjetividade nas análises.

Já Çalişkan e Özcan realizam em [25] um estudo que elenca as melhores regiões para implantação de uma usina híbrida eólica-fotovoltaica na Turquia. Tal estudo baseia-se em dois métodos de multicritérios o AHP com *Benefit, Opportunity, Cost and Risk* (BOCR)

e *Ideal Matter Element* (IME). Em ambos os métodos elencaram a região de Karaman como sendo a melhor localização para implantação. Além disso, é feito um resumo dos principais métodos utilizados na academia para seleção de regiões, os quais encontram-se resumidos na Tabela 2.

Tabela 2 - Vantagens e Desvantagens dos principais métodos de multicritérios utilizados para o processo decisório de escolha de regiões - De acordo com Yunna et al. (2014) Adaptado de [23].

AHP	Vantagens	• A consistência da metodologia de avaliação pode ser medida; • É aplicável para critérios quantitativos e qualitativos; • Pode lidar com problemas complexos de decisão, tanto na teoria quanto na prática; • Fácil de ser calculado para a maioria dos empreendedores.
	Desvantagens	• Quando há muitos critérios e alternativas é difícil de obter consistência.
TOPSIS	Vantagens	• Pode medir a distância das alternativas para a solução ideal; • Pode obter o resultado mais próximo de a solução ideal; • Fácil de utilizar.
	Desvantagens	• É necessário normalizar os dados para resolver um problema multidimensional; • Não pode verificar a consistência.
ANP	Vantagens	• É capaz de interagir com feedbacks e interdependências; • retrata a dependência e influências dos fatores envolvidos para alcançar a meta ou nível superior de desempenho a ser alcançado.
	Desvantagens	• É necessário um software específico.
ELECTRE	Vantagens	• Utiliza limites de indiferença, preferência e método de ultrapassagem para tomar decisões; • Aplicável para critérios quantitativos e qualitativos; • Aplicável mesmo quando existem alternativas que não são comparáveis.
	Desvantagens	• Dificuldade de conceituar o problema na ausência de estrutura hierárquica; • Comparativamente com o AHP é mais difícil de resolver devido a complexo procedimento computacional.
Multi-objective programming	Vantagens	• O modelo envolve função objetivo linear ou não linear e restrições; • Pode ter variáveis de decisão contínuas ou inteiras; • Utilizado quando há grandes número de escolhas alternativas.
	Desvantagens	• É difícil conceituar o problema na ausência de estrutura hierárquica; • Comparativamente com o AHP é mais difícil de resolver devido a complexo procedimento computacional.

Em [13] a empresa de consultoria MRTS elaborou uma análise de complementariedade entre as fontes eólica e solar, com base em séries temporais medidas e oriundas de modelos de mesoescala, de nove localidades das regiões nordeste e sul do país. Concluiu-se que o estado da Bahia apresentou as melhores correlações entre as séries analisadas. A consultoria fez ainda uma análise econômica a respeito da flexibilização da contratação do MUST em relação a usinas híbridas/associadas, permitindo a otimização do uso da rede. A partir das simulações realizadas, evidenciou-se que nas diferentes configurações analisadas pode-se gerar uma contratação de MUST de 2,5% até 5% inferior ao somatório dos montantes individuais, resultando de 3% até 8% de economia de custos evitados com transmissão para a situação de MUST otimizado. Contudo, salienta-se que os percentuais de economia apresentados não devem proporcionar conclusões únicas em relação à composição de portfólios otimizados e do potencial econômico dos parques a ser explorado, dado que as análises dependem de um maior aprofundamento em relação à comercialização de energia e investimentos feitos.

Diferentes análises por meio de previsão meteorológica, de natureza estocástica, capazes de analisar a variabilidade inerente das fontes eólicas e solar são aplicadas na literatura. Em [18] Tina et al. apresentam um método probabilístico, baseado na técnica de convolução, avaliando o desempenho de longo prazo de um sistema híbrido eólico-solar e o dimensionamento ideal de uma usina híbrida. No entanto, um ponto delicado na aplicação do cálculo da rede estocástica em questão é a obtenção de suprimentos confiáveis e modelos de demanda.

Sengupta et al. [19] realizou uma análise a partir de uma proposta de alocação ótima sob as restrições de clima, condições meteorológicas, disponibilidade de terra e características das usinas fotovoltaicas e eólicas, para implantação de parques híbridos. Com base em dados históricos de velocidade do vento e irradiação solar para um determinado local, foi utilizado um modelo probabilístico, no qual são desenvolvidas técnicas de estimativa paramétricas e não paramétricas para capturar a variabilidade e periodicidade desses recursos, para fins de mapeamento da alocação ideal que satisfaça os requisitos de geração híbrida de energia solar e eólica.

Já Xhang e Wei [26] propõem uma metodologia híbrida que prevê a radiação solar por meio de Máquina de aprendizado extremo - *Extreme Learning Machine* (ELM) otimizada pelo algoritmo de Bat - *Bat Algorithm* (BA), baseada na Transformada Wavelet - *Wavelet Transform* (WT) e na Análise de Componentes Principais - *Principal Component*

Analysis (PCA), para fins de dimensionamento e previsão da quantidade de radiação solar que incide na superfície da terra para subsidiar a escolha do local de implantação de uma usina fotovoltaica.

Posto isto, o presente trabalho além de identificar as regiões com maior potencial de geração eólica-solar na Bahia, realiza essa análise com base nas componentes principais, tal qual [26]. A PCA é uma técnica de análise multivariada por meio de combinações lineares, que objetiva reduzir a covariância e a variância de um conjunto de variáveis ou dimensões. Cabe destacar que, a PCA não introduz subjetividade para fins de decisão nas análises, diferentemente da técnica AHP e *Fuzzy* aplicada em [24]. Adicionalmente, tal qual [13] e [19], é feita uma análise de complementariedade dessas fontes, por meio de um estudo de séries temporais de velocidade do vento e insolação/irradiação ao longo de 1 (um) ano. Além disso, a metodologia aplicada, diferentemente de [16] [18], abrange dados históricos e períodos simultâneos de medições, sendo dessa forma avaliados também os efeitos da variabilidade interanual de recursos e de dados confiáveis para análise.

Ademais, de forma complementar aos trabalhos [13] [16] [17] [18] [19] [24], o presente estudo associa ainda o cálculo de margens de escoamento do sistema de transmissão, haja vista que a escolha de um local com margem de transmissão é essencial para o empreendedor na tomada de decisão para fins de instalação de plantas eólica-solar. Portanto, essencial para viabilizar a implantação e o acesso do empreendimento ao SIN e, fundamental na escolha da melhor região para fins de hibridização.

1.1 Objetivos

Aprofundar a discussão sobre a melhor localização de usinas híbridas eólico-fotovoltaicas no Brasil e expor os principais benefícios e desafios, além de abordar as elementares regras de acesso ao sistema de transmissão e aspectos da regulação para a implantação no Brasil, que atualmente, trata como parques totalmente independentes e sem nenhuma sinergia.

Isto posto, este trabalho visa auxiliar os agentes do setor elétrico no desenvolvimento, planejamento e decisão a respeito da localização para sua implantação. Para tal, apresenta uma análise sobre o potencial de hibridização eólica-solar no estado brasileiro da Bahia, identificando as regiões mais favoráveis para a implantação deste tipo de empreendimento, face à complementariedade dessas fontes. Para tanto, utiliza-se a análise estatística de séries

temporais de velocidade do vento e insolação/irradiação em diferentes regiões, associadas às margens de escoamento do sistema de transmissão. Neste estudo, avaliam-se três aspectos principais:

(i) O potencial de insolação/irradiação solar e de vento;

(ii) A margem para escoamento da geração no sistema de transmissão;

(iii) A complementariedade entre as fontes eólico-solar.

Para tal, de acordo com [16], o estado brasileiro que apresenta a melhor complementaridade entre as fontes eólica-fotovoltaica é a Bahia. Posto isto, o presente trabalho foi elaborado a partir dessa premissa. No que tange ao item (i), a identificação da microrregião do estado da Bahia com maior potencial de irradiação solar e de velocidade do vento foi feita a partir dos dados históricos de velocidade do vento e radiação total obtidos no sítio eletrônico do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) na internet [27].

A partir dos resultados obtidos em (i), foi realizada a análise da margem para escoamento da geração pelo sistema de transmissão na Rede Básica do Sistema Interligado Nacional (SIN), para o ano de 2024, a fim de avaliar a viabilidade de escoamento da região. A referida análise avaliou a capacidade de escoamento de geração existente na região, considerando as premissas e critérios estipulados pelo ONS e EPE na Nota Técnica nº ONS NT 0008/2021 / EPE-DEE-RE-008-r0/2021[28]. Para tanto, é utilizado o programa computacional do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), de Análise de Redes Elétricas (ANEREDE), que possui validação e uso consolidado pelos agentes do setor elétrico brasileiro.

Adicionalmente, de posse do melhor ponto de conexão existente no sistema de transmissão, a partir de (ii), o presente trabalho faz uma análise de complementariedade (iii) da geração eólica e solar na região elencada, a partir de dados de geração simulados pela EPE [29].

Ademais faz uma análise hipotética comparativa entre o cálculo dos encargos do uso do sistema de transmissão de: uma usina híbrida/associada eólica-fotovoltaica, considerando a complementariedade entre as fontes eólica-solar, e a contratação do uso do sistema de transmissão com um MUST único otimizado, com a extinção do incentivo tarifário pela lei nº 14.120/2021 [30] (oriunda da MP nº 998/2020 [31]), e as referidas usinas contratadas de forma individualizadas, mantendo os descontos tarifários das usinas com fontes incentivadas, conforme regulamentação vigente.

1.2 Estrutura do Trabalho

Este trabalho foi organizado em 5 capítulos, que serão descritos a seguir. O presente Capítulo 1, ilustra um breve contexto do trabalho, principais motivações e seus objetivos.

O Capítulo 2 - realiza uma revisão bibliográfica referente às usinas híbridas e associadas, centrada na fundamentação teórica e apresentando os principais conceitos e aspectos técnicos imprescindíveis sobre o tema. Por último, apresenta as diversas possibilidades de configurações, experiências internacionais e os principais desafios regulatórios no cenário Nacional, além de discutir as principais regras de acesso ao sistema de transmissão e aspectos da regulação para a implantação no Brasil.

No Capítulo 3 - é apresentada a metodologia desenvolvida nesse trabalho para fins de alcançar objetivo principal desta dissertação, isto é, identificar as regiões com maior capacidade de hibridização eólica-solar no estado da Bahia, face à complementariedade dessas fontes, associada às margens de escoamento do sistema de transmissão. Apresenta ainda a metodologia do cálculo de encargos e comparativo realizado.

O Capítulo 4 - constitui-se no desenvolvimento do trabalho, a partir de estudo de caso. A seção 1 apresenta uma análise das regiões da Bahia que têm maior capacidade de hibridização eólica-fotovoltaica, enquanto a seção 2 faz um estudo de caso em relação à margem para escoamento da geração no sistema de transmissão na região escolhida e, a seção 3 ostenta a capacidade de complementariedade entre as duas fontes na região escolhida. Já na seção 4 é realizada uma análise hipotética comparativa entre o cálculo dos encargos do uso do sistema de transmissão de uma usina híbrida/associada eólica-fotovoltaica, considerando a extinção do incentivo tarifário pela lei nº 14.120/2021 [30], originada da MP nº 998/2020 [31], e as usinas contratadas de forma individualizadas, mantendo os descontos tarifários das usinas com fontes incentivadas, conforme regulamentação vigente.

Por fim, no Capítulo 5 - é feita a análise dos resultados das simulações realizadas e são apresentadas as conclusões do trabalho, bem como propostas de trabalhos futuros.

Capítulo 2 - Fundamentação Teórica

Ao longo deste capítulo serão detalhadas as principais fundamentações teóricas com relação à geração eólica e fotovoltaica, bem como os principais conceitos das usinas híbridas. Sob esse enfoque, serão apresentadas experiências de usinas híbridas/associadas no cenário internacional e no Brasil, considerando os potenciais benefícios e aspectos regulatórios. Discorre ainda sobre o mapeamento do potencial eólico e fotovoltaico do Brasil, tal qual sobre aspectos que envolvem a complementaridade das gerações eólica e solar. Na sequência é discutido o conceito da margem de transmissão, apresentando as principais metodologias aplicadas no contexto internacional e nacional. Por fim transcorre sobre a dinâmica do sistema de transmissão brasileiro e sua remuneração.

2.1 Geração Eólica e Solar

Essa seção apresenta um resumo teórico sobre os principais aspectos em relação a geração eólica e fotovoltaica, sendo que o item 2.1.1 detalha os aspectos relacionados a geração eólica e o item 2.1.2 em relação a geração fotovoltaica.

2.1.1 Geração Eólica

Energia eólica é a energia elétrica convertida a partir da energia cinética das massas de ar em movimento [32]. Nesse contexto, uma turbina eólica capta uma parte da energia cinética do vento, que passa por meio da área do rotor, e transforma-se em energia elétrica. Nesse sentido, a potência elétrica de um aerogerador é calculada como função do cubo da velocidade de vento [33], calculada de acordo com (1). Assim, o potencial de geração eólica de uma região baseia-se, em medições da velocidade do vento.

$$P\ (Watts) = ½.\rho.A_r.V^3.C_P.\eta \qquad (1)$$

Sendo:

$P\ (Watts)$: Potência extraída do vento em [W];

ρ: Densidade do ar em [kg/m^3];

A_r: Área [m²] em relação as pás do rotor = $\pi . D^2/4$, onde D é o diâmetro do rotor;

V: Velocidade do vento [m/s];

C_P: Coeficiente aerodinâmico de potência do rotor;

η: Eficiência do conjunto gerador/transmissões mecânicas e elétricas.

De acordo com [33], para calcular a energia gerada basta multiplicar a potência pelo tempo de duração de ocorrência associado a intervalos de velocidades de vento (V). A duração de ocorrência de uma velocidade *v* é geralmente aproximada pela distribuição estatística de *Weibull*:

$$p(v) = \frac{k}{C} . \left(\frac{v}{C}\right)^{k-1} . e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (2)$$

Sendo:

$p(v)$: Probabilidade (ou duração) - de ocorrência;

C: Parâmetro de Escala (m/s);

k: Parâmetro de forma, adimensional.

Assim, uma distribuição alternativa é a de *Rayleight*, equivale a de *Weibull* quando k=2.

No gráfico da Figura 2 são representadas as faixas operativas típicas de um gerador eólico [34]. Comumente a geração de energia elétrica a partir da geração eólica se inicia com velocidades de vento de 3 a 5 m/s, isto é, velocidade mínima de vento para entrada em operação (*cut in*). Velocidades abaixo desses valores não fazem jus ao aproveitamento energético para dar partida no gerador, e consequentemente tem "Geração nula".

Complementarmente, velocidades altas podem provocar danos nas turbinas e pás, assim o sistema de controle limita a potência das turbinas até uma velocidade de corte (*cut out*) em torno de 20 m/s – 25 m/s, a depender do modelo da turbina, podendo ser por controle de ângulo de passo das pás ou por estol [34].

A faixa de operação de "Máxima eficiência do rotor", compreende ventos com velocidade mínima (*cut in*) necessária para acionar a turbina até valores que promovem a potência nominal do aerogerador (velocidade nominal), nos modelos estudados em [34] encontra-se na faixa de 12 m/s. Por fim, a faixa de "Potência nominal e eficiência do rotor reduzida" ocorre para cenários com ventos maiores do que a velocidade nominal e

menores do que a velocidade de corte (*cut out*). Verifica-se que nessa faixa para o controle do tipo estol, há uma variação da geração em torno do valor nominal e no controle do tipo passo, a geração se mantém constante, com o valor igual à potência nominal.

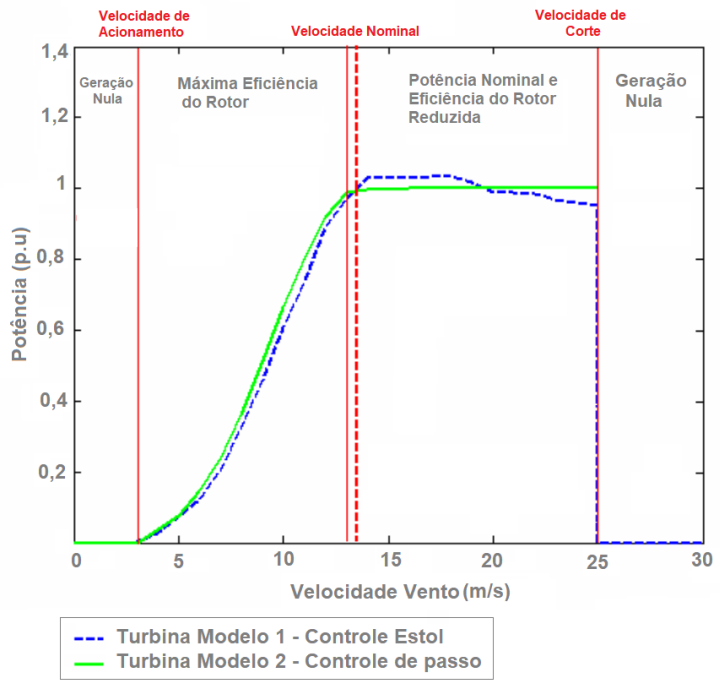

Figura 2 - Relação entre a Velocidade do Vento (m/s) e a Potência do Rotor Eólico (p.u) – Adaptado de [34]**.**

De forma resumida, os fatores que interferem na velocidade do vento e, consequentemente, na geração, são as condições climáticas: variações de temperatura, regime de ventos e as características do local: rugosidade do terreno, presença de obstáculos, orografia, dentre outros [35].

2.1.2 Geração Fotovoltaica

Já a energia solar fotovoltaica é a energia proveniente da conversão da radiação solar em eletricidade por meio de materiais semicondutores. A quantidade de energia incidente do sol que atinge uma unidade de uma superfície é designada de irradiância – G [W/m²]. A irradiância integrada em um intervalo de tempo chama-se irradiação solar, determinada em [kWh/m²] ou [J/m²] [16]. Assim a energia gerada é determinada pelo valor da irradiação acumulada anual, combinada com a eficiência do painel solar. A potência instalada de sistema fotovoltaico é definida por meio de (3), conforme [15] e [36].

$$P_{PV}\ (Watts) = \frac{E_G\ .G}{H_{TOT}.\eta} \tag{3}$$

Sendo:

Pp – Potência Instalada total (kWp);

E_G– Energia Elétrica média diária gerada [kWh/dia];

G – Irradiação em condições de teste padrão = 1 [dado em kW/m²];

H_{TOT} – Irradiação solar incidente no plano dos módulos [dado em kWh/ m².dia];

η – Taxa de desempenho da usina.

O desempenho de um sistema fotovoltaico pode sofrer alterações em função de variações nas condições ambientais como temperatura, umidade, espectro solar, radiação solar, além de acúmulo de sujeira e sombreamento sobre os módulos fotovoltaicos [37]. Cumpre destacar que, altas temperaturas também afetam negativamente no desempenho de um sistema FV, além de acelerar a degradação das células.

Isto posto, uma região com maior potencial de hibridização eólico-fotovoltaico está diretamente relacionada com locais que apresentem maior velocidade do vento e irradiância solar.

2.2 Usinas híbridas/associadas eólico-fotovoltaica

Em 2018, a EPE publicou o informe [38], na sequência, em 2018 a Nota Técnica [39] que em resumo, apresenta 4 (quatro) tipologias de arranjos e configurações diferentes de usinas: Usinas Híbridas, Usinas Associadas, Usinas Adjacentes, e Portfólios Comerciais, conforme apresentado na Figura 3, sendo as respectivas definições:

a) **Usinas Híbridas**: Usinas que têm como característica principal a impossibilidade de distinguir dentre as tecnologias/fontes responsáveis pela geração da energia elétrica, as fontes se associam ainda na etapa de produção de energia elétrica, dessa maneira considera-se uma única central geradora, assinando apenas 01 (um) contrato de uso ao sistema (CUST ou CUSD).

b) **Usinas Associadas:** Já a usina associada a geração elétrica é formada por duas ou mais tecnologias/fontes de geração distintas, compartilhando fisicamente o acesso e as instalações de conexão à Rede de Transmissão ou de Distribuição,

considerando duas ou mais centrais geradoras, isto é, sendo possível a distinção entre as fontes, dado que existe medição independente. Assim, tal qual as usinas híbridas, há também o compartilhamento contratual entre as fontes.

c) **Usinas Adjacentes:** Diferentemente das usinas associadas, as usinas adjacentes podem utilizar o mesmo terreno e compartilhar instalações de interesse restrito, entretanto cada usina deve contratar separadamente o uso do sistema (CUST ou CUSD), de acordo com as regras vigentes, referindo-se contratualmente como distintas usinas.

d) **Portfólios Comerciais:** Projetos compostos por diversas fontes, e diferentemente dos demais tipos citados, são caracterizados por não envolver obrigatoriamente o compartilhamento de equipamentos ou proximidade física entre as diferentes fontes de geração. Assim, esse arranjo não interfere na contratação do uso do sistema de transmissão ou distribuição, sendo feito individualmente para cada usina. A essência desse tipo de usina tem carácter comercial-contratual, especialmente para usinas com geração complementar, para fins de diversificação de ativos e redução de riscos associados.

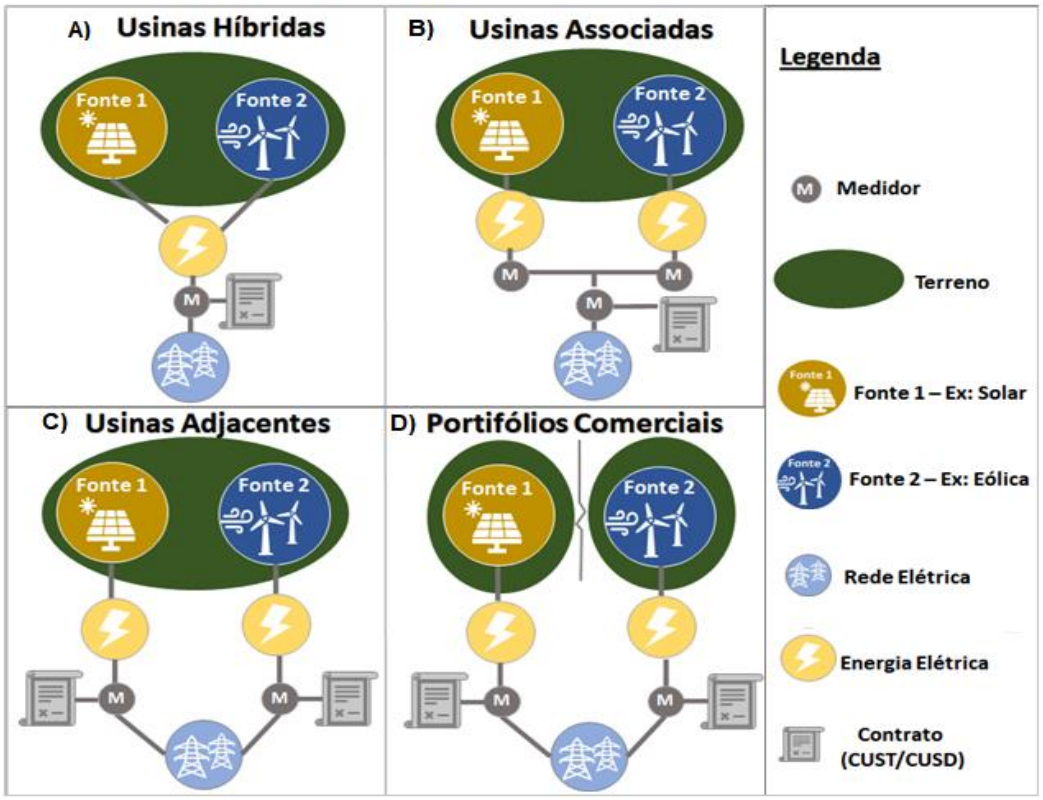

Figura 3 - Tipologias de combinações de usinas, adaptado de [39]**.**

Em relação aos potenciais benefícios e impactos das diferentes tipologias propostas, a EPE destacou em [39] alguns itens, os quais seguem de forma resumida na Tabela 3 e são de relevância para o presente trabalho.

Tabela 3 - Resumo das principais alterações possíveis dos tipos de combinações entre fontes para geração de eletricidade – Adaptado da EPE [39].

[] Benefícios [] Recomendações	A) USINAS HÍBRIDAS	B) USINAS ASSOCIADAS	C) USINAS ADJACENTES	D) PORTIFÓLIOS COMERCIAIS
Aumento do Fator de Capacidade	Sim	Sim, ao considerar a geração conjunta	Não	Não
Redução Ociosidade do Sistema de Transmissão	Sim	Sim	Não	Não
Otimização da operação e espaço físico	Sim	Sim	Sim	Não
Criação de regras específicas para fins de Contratação de usinas com combinações de fontes.	Sim	Sim	Não	Não

A distinção das combinações possíveis é importante na análise dos benefícios e impactos de cada solução, sendo necessário aprimorar o entendimento da diferença entre cada tipologia para fins de consolidação do tratamento regulatório. Contudo, no presente trabalho será dado o enfoque nas usinas híbridas e associadas, haja vista que de forma geral são as duas configurações que apresentam maiores potenciais benefícios, no que se refere ao aumento do fator de capacidade, redução de ociosidade do sistema de transmissão e otimização da operação e espaço físico.

2.2.1 Experiência de Usinas Híbridas/Associadas no Mundo

No cenário internacional projetos híbridos de grande porte, conectados ao sistema de transmissão, estão mais consolidados e a regulação para viabilizar as usinas híbridas vem sendo cada vez mais estudada. No entanto, na maioria dos países europeus, as usinas “híbridas” eólicas-solares não tem tratamento regulatório diferenciado [40]. Isto posto, habitualmente são tratadas como usinas eólicas ou solares, separadamente, ou com a

inclusão de baterias. Além disso, segundo [41] a hibridização de uma usina existente pode se tornar muito complexa, cara e demorada. De modo geral, hoje a maioria dos países não oferece condições equitativas para as usinas híbridas, em comparação com outras usinas de energia.

A *WindEurope* desenvolveu e disponibilizou um painel que apresenta dados de usinas eólica-fotovoltaica, com ou sem armazenamento no mundo. A Figura 4 exibe a tela do painel disponível em [42].

Figura 4 – Painel de Plantas Hibridas eólica-fotovoltaica e com baterias no mundo – Fonte *WindEurope* [42]**.**

Em 2019, projetos híbridos combinando energia eólica, fotovoltaica e/ou armazenamento foram iniciados na Austrália, Holanda, Filipinas, Estados Unidos e Índia. [41]. De acordo com o resultado do estudo [18] realizado pela EPE, constata-se que apesar de existirem possíveis benefícios na configuração de usinas híbridas, ainda há grandes obstáculos, principalmente no âmbito regulatório e comercial. Além disso, foram mapeados os benefícios e o motivador para implantação de usinas híbridas e sua dependência em relação às condições de cada sistema elétrico, de forma particular. Atualmente, existem mais de cinquenta projetos de energia híbrida anunciados ou em

desenvolvimento em todo o mundo [43]. Verifica-se que países como Austrália, Estados Unidos, China e principalmente a Índia, evidenciam essa nova tendência [44].

a) Austrália

A abundância de carvão na Austrália faz com que os preços da energia termoelétrica sejam baixos, no entanto, a dependência de energia a carvão torna-o um dos países produtores de emissões per capita de gases de efeito estufa mais elevados do mundo [45]. Em razão disso, o governo australiano vem adotando metidas para encorajar o desenvolvimento de geração renovável, principalmente a energia eólica e fotovoltaica [45]. Nessa perspectiva, em 2016 foi realizado o estudo [46], contratado pela Agência de Energias Renováveis (ARENA) do governo Australiano, que fez uma análise aprofundada em relação à implantação de novas usinas híbridas e de hibridização de usinas existentes. Tal estudo evidencia que pode haver redução de 3% a 13% no investimento (CAPEX) em uma usina fotovoltaica junto a uma eólica, se comparado com a construção de uma fotovoltaica em outro local separado. Já em relação a operação e manutenção (OPEX) essa economia representaria cerca de 3% a 16%. Adicionalmente, o estudo avaliou o *curtailment*, a relação de custo-benefício, dentro outros, e conclui que a combinação de usinas eólicas e fotovoltaicas deve ser analisada caso a caso, tendo em vista que os benefícios dependem das condições de mercado, das características do local e recursos naturais disponíveis. A título de exemplo, segundo [19], o país detêm uma usina híbrida composta pela usina eólica *Gullen Range Wind Farm*, de 165MW, e pela usina solar de 10 MW, a *Gullen Solar Park*, além da primeira usina híbrida eólico-fotovoltaica com bateria, a *Kennedy Energy Park* com 43,5 MW de energia eólica, 15 MW de energia solar e uma bateria Tesla de 4 MWh, que tem objetivo de expandir até 1.200 MW a longo prazo [47].

Cumpre destacar que, está previsto para ser iniciada no final do ano de 2021 a implantação de um projeto híbrido eólico-solar de 320 MW no sul da Austrália, na região de *Port Augusta* [48]. A primeira fase do projeto, que compreende 210 MW de capacidade instalada de energia eólica e 110 MW de solar, foi vendida à Iberdrola, enquanto *a DP Energy* mantém a propriedade de uma segunda fase proposta com outra parcela de energia solar fotovoltaica e uma potente bateria. De acordo com [48], desde a desativação da

termoelétrica a carvão em *Port Augusta*, atrelada a condições naturais favoráveis, a cidade se tornou um centro para projetos inovadores de energia renovável.

b) Estados Unidos - EUA

De acordo com a *U.S. Energy Information Administration* [49], a geração de eletricidade dos Estados Unidos cresceu mais de 10 vezes do ano de 1949 ao ano de 2011, trazendo desafios para fontes de geração e impactos ao meio ambiente, dado que o sistema eletroenergético da maior potência econômica do mundo é baseado em combustíveis fósseis. Assim, o planejamento de novas usinas convencionais tornou-se complicado devido às preocupações ambientais, além das dificuldades em selecionar locais com instalações de transmissão apropriadas para novas usinas. Como alternativa as usinas híbridas eólica-fotovoltaica com baterias chama cada vez mais a atenção dos investidores e do governo, devido ao seu caráter sustentável e otimizado.

Conforme EPE [19], foram construídas usinas adjacentes eólica-solar, da empresa *EDF Renewables*, sendo formada pela California *Pacific Wind*, com 140MWp, *Oasis Wind*, com 60 MW, e *Catalina Solar*, de 143MWp, apresentando ganhos de sinergia operacional.

Em dezembro de 2018, foi implantado no estado de Minnesota a primeira usina eólica-fotovoltaica conectada ao sistema, chamada *Minnesota community site* [50]. Tal projeto integra 0,5 MWp de energia solar e 5 MW de energia eólica [40]. Entretanto, tal projeto se tornou alvo de uma disputa judicial entre a distribuidora local e os proprietários da usina por questões relativas à precificação da energia [19].

Em 2021 será instalado em Lexington, Oregon o projeto *Wheatridge Renewable Energy Facility*, de 380 MW planejado para ser desenvolvido no condado de Morrow, Oregon, Lexington, EUA. Será uma das maiores usinas de energia dos EUA e vai integrar fonte eólica (300 MW), fotovoltaíca (50 MWp) e armazenamento de bateria (30 MW/120 MWh) em um único local [42].

c) China

De acordo com [51], recentemente, a China implantou a política de hibridização a respeito da “Integração Eólica-Solar-Hidrotérmica” - *Wind-Solar-Hydro-Thermal Integration*) e Desenvolvimento de “Integração de Geração Centralizada e Armazenamento” - *Generation-Grid-Load-Storage Integration*. Publicada pela Comissão Nacional de Desenvolvimento e Reforma - *National Development & Reform Commission* (NDRC), bem como pela Administração Nacional de Energia - *National Energy Administration* (NEA), como sendo um dos resultados do plano de metas de descarbonização no horizonte de 2025-2030 do regulador de energia da China, firmado pelo presidente Xi Jinping em setembro/2020. Considerando que a China atingirá o pico de carbono em 2030, foi estipulado, portanto, que o país alcançaria a neutralidade de carbono em 2060, a meta ambiciosa agora conhecida como horizonte “2030/2060”, visto que pela primeira vez o país estabeleceu uma meta climática de longo prazo.

Nesse contexto, diversas combinações híbridas estão sendo implantadas, no que se refere à hibridização com as fontes eólica e solar destaca-se a construção de uma planta “Eólica-Solar-Bateria” com 20 MW eólicos, 1,8 GW de fotovoltaica e 200 MW/40 MW de baterias. Tal projeto foi firmado pela empresa CNEEC em parceria com o governo de Guangxi, representando um investimento total de ¥ 1,2 bilhões. Já a *China Three Gorges* - CTG começou a construir a primeira fase do maior complexo híbrido de geração “Eólica-Solar-Bateria” do mundo, composta de 2,7GW eólica, 300MW fotovoltaica e 880MW de bateria. O projeto localiza-se em Ulanqab, no interior da Mongólia.

Em relação às usinas híbridas já em operação na China, ressalta-se o projeto piloto *Luneng Haixi Multi-mixed Energy* que engloba três diferentes fontes renováveis de energia “Eólica-Fotovoltaica-bateria”, com 400MW de eólica, 250MW de fotovoltaica e 100 MWh de bateria [42]. Outro projeto piloto híbrido “eólico-fotovoltaico-bateria” pioneiro na China foi implantado pela empresa *State Grid*, em parceria com a BYD, em 2012, com 100 MW de geração eólica, 40 MW de fotovoltaica e 36 MWh de bateria de íon-lítio [18].

d) Índia

De acordo com o Instituto Nacional de Energia Eólica (NIWE), a Índia tem um potencial de energia eólica de 300 GW e potencial de energia solar de 750 GW [43]. O país é pioneiro no desenvolvimento de usinas híbridas. Em maio de 2018 o Ministério de

Energia Nova e Renovável da Índia publicou o Plano de Política Nacional de usinas híbridas eólico-solar "*National Wind-Solar Hybrid Policy*" [52]. O plano tem como principal objetivo fornecer uma estrutura para viabilizar a implantação de sistema híbrido eólico-solar conectado ao sistema de transmissão, para fins de promover a utilização eficiente e otimizada da infraestrutura de transmissão e terreno utilizado, bem como reduzir a variabilidade na geração de energia renovável, proporcionando maior estabilidade ao sistema. Cabe destacar que, no citado plano é possível hibridizar projetos existentes ou totalmente novos, e os incentivos disponíveis para usinas eólicas e solares individuais também são aplicáveis para as usinas híbridas. No entanto, conforme [52], uma usina eólica-solar só é reconhecida como planta híbrida se a capacidade de energia de um recurso for de pelo menos 25% da capacidade de energia nominal de outro (em MW).

Assim, a Índia assumiu a liderança e introduziu leilões específicos para usinas híbridas [40]. Em 2018 e 2019 ocorreram os dois primeiros leilões de usina híbrida eólica-fotovoltaica, os quais tiveram lances totalizando 1,56 GW contratados, atribuídos às empresas SB Energy, Adani Green Energy e ReNew Power, contra um total de 2,4 GW ofertados, havendo sobra portanto de 0,84 GW. As tarifas ficaram próximas ao teto tarifário estabelecido, de ₹2,70 /MWh (USD 38,00/MWh) [43]. A principal crítica por parte dos empreendedores foram as tarifas ofertadas, acarretando falta de interesse para a contratação plena da energia disponibilizada no leilão. Além disso, conforme [43], a principal barreira no atual processo de licitação dar-se-á pela falta de diretrizes, padrão ou critérios de elegibilidade que devem ser satisfeitos para participar do leilão. Na medida em que, os agentes podem apresentar sua oferta apenas com base no cálculo documentado, sem ter quaisquer dados de campo ou aquisição adequada de terras. Isso torna o processo de licitação vulnerável e pode resultar na vitória uma licitação inviável.

Em resumo, dado o número limitado de projetos, os procedimentos de operação, contratação, licenciamento e conexão de usinas híbridas no sistema de transmissão ainda são incipientes na maioria dos países. De acordo com [40], para tornar as usinas híbridas viáveis, o empreendedor deve ser capaz de explorar a capacidade total da conexão à rede existente. Isso significa que o somatório da capacidade instalada das usinas deve ser maior do que a capacidade de conexão à rede existente, embora uma parte da energia produzida pode ser reduzida quando a geração instantânea exceder a capacidade da conexão ao

sistema de transmissão. Assim, apesar dos benefícios, em relação a redução de custos e maior estabilidade ao sistema, há complexidades de desenvolvimento e implantação, uma equipe multidisciplinar com experiência em energia eólica e solar é necessária e a interoperabilidade entre eles. Além disso, a gestão do projeto também é mais complexa em comparação com as usinas eólicas ou solares separadamente, pois o empreendedor precisa alinhar diferentes cronogramas de desenvolvimento (por exemplo, o processo de construção e autorização de uma usina eólica é geralmente mais longo do que o solar). Finalmente, em alguns países, os sistemas solares fotovoltaicos não podem ser instalados em terras agrícolas (não é o caso do vento), que pode limitar as oportunidades de co-localização.

Nessa perspectiva, posto que haja potenciais benefícios na implantação de usinas híbridas, a experiência internacional, principalmente na Índia, evidencia que há dificuldades para sua implantação, sobretudo comerciais e regulatórias. No entanto, de acordo com a EPE [19], o Brasil deve observar as experiencias internacionais e procurar aprender com erros e acertos, para fins de adequação à realidade nacional.

Ainda em relação ao cenário mundial, cumpre destacar que, a crise ocasionada pela pandemia da COVID-19 (SARS-CoV-2) paralisou grande parte da economia global, refletido diretamente nas cadeias de abastecimento, nos mercados e consequentemente na demanda de energia. Embora a prospecção de uma economia pós-pandemia ainda não esteja clara, há razões para acreditar que o setor de energia renovável se mostrará resiliente [53], principalmente após a retomada dos EUA em janeiro/2021 ao acordo climático de Paris [3] e os termos ajustados durante a Cúpula do Clima de 23 de abril de 2021. Atrelado a isto, espera-se que hibridização das usinas eólica-fotovoltaicas continue crescendo.

2.2.2 Experiência de Usinas Híbridas/Associadas no Brasil

O primeiro sistema híbrido Brasileiro originou-se em Fernando de Noronha, no estado de Pernambuco, constituindo um sistema eólico combinado com diesel, o qual entrou em operação em 1992, com a implantação de um aerogerador de 75 kW na planta diesel da ilha, em um sistema isolado [54]. A partir de 2001, com o crescimento da demanda de

energia devido ao aumento do turismo na ilha, tal sistema passou a ter uma capacidade de geração de 3,3 MW, sendo 300 kW eólica e 3 MW diesel-elétrica [54].

As aplicações de plantas híbridas mais frequentes encontram-se em áreas remotas/isoladas, considerando que nesses locais a implantação de um sistema de transmissão tem um alto custo, inviabilizando sua conexão à rede [55]. Além disso, o custo do combustível pode aumentar significativamente com o afastamento do local. Assim para atender às demandas de carga, em diferentes patamares e cenários com condições naturais variáveis, plantas híbridas com distintas fontes de energia renováveis, como fotovoltaica e eólica fornecem uma alternativa viável e eficiente para geradores térmicos, em áreas remotas. Dessa forma, as usinas híbridas podem reduzir significativamente o custo total de operação e imputar maior confiabilidade no suprimento de energia no sistema isolado [55].

Em relação aos sistemas isolados, há vários projetos de sistemas híbridos no Brasil, principalmente concentrados na região Norte do país [39]. De acordo com a EPE [39], nos referidos sistemas a combinação de capacidade de geração a diesel com fontes renováveis (podendo ter ou não armazenamento de energia), tem se mostrado competitiva em muitos casos já analisados e até mesmo licitados. A título de exemplo, em maio/2019 foi realizado o Leilão nº 001/2019, para suprimento de Boa Vista e localidades conectadas, objeto da Portaria MME nº 512/2018, de 21.12.2018. Nesse leilão 09 (nove) soluções de suprimento foram vencedoras, totalizando 293,869 MW de capacidade instalada e 263,514 MW a serem injetados. Dos quais 2 (dois) deles de projetos híbridos, com a produção de biocombustíveis líquidos, sendo um associando o uso com fotovoltaica, bateria e outro com biomassa [56], totalizando 73,834 MW de capacidade instalada e 64,73 MW injetados, representando assim 25% da capacidade instalada do portifólio do leilão, conforme apresentado na Figura 5. Conforme apontado na Nota Técnica [57] elaborada por EPE e ONS, de requisitos elétricos para o leilão, tais projetos híbridos poderão contribuir com o controle de tensão necessário na região, dando maior confiabilidade ao sistema.

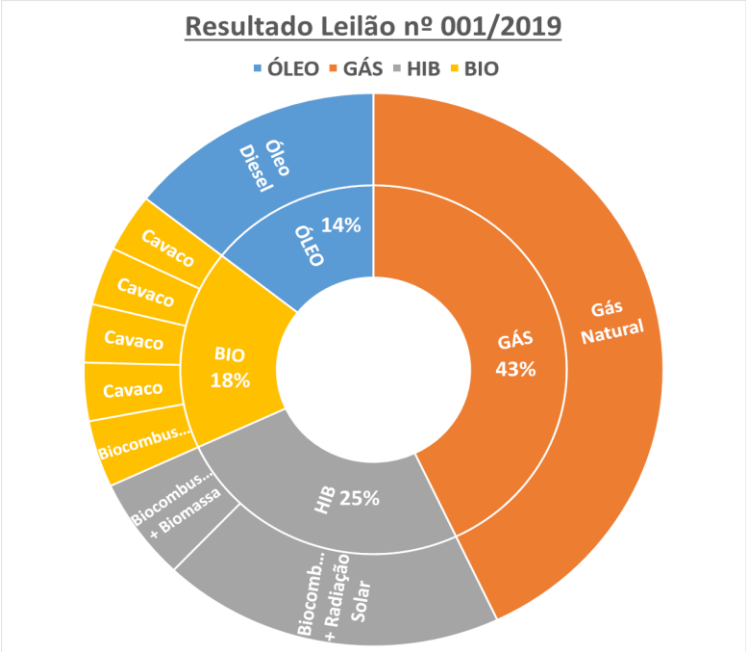

Figura 5 - Resumo dos vencedores dos Projetos Híbridos - Leilão para suprimento de Boa Vista e localidades conectadas do sistema isolado, conforme [39]**.**

Contudo, no que se refere a projetos híbridos ao SIN, ainda se encontram incipientes. Diversas questões sobre a temática ainda estão em discussão no Brasil, como por exemplo, a necessidade de implantação de corte automático obrigatório de geração, nos limites do MUST contratado, a implantação dos Sistemas Especiais de Proteção (SEP), mudanças na contratação do uso do sistema de transmissão de usinas novas e existentes, dentre outras. Dado a complexidade técnica-regulatória, em maio de 2019 foi realizado um workshop de Usinas Híbridas no SIN. Tal evento foi organizado pela EPE, com objetivo de nivelar conceitos sobre usinas híbridas com diferentes agentes do setor, sendo apresentado os estudos da EPE das notas técnicas EPE-DEE-NT-025/2017-r0 [39] e EPE-DEE-NT-011/2018-r0 [38] vigentes, bem como apresentado o estudo [16] da empresa de consultoria MRTS Consultoria, em que foram realizadas análises de complementariedade e questões regulatórias de usinas eólico-fotovoltaicas [58]. Em outubro/2020 a ANEEL abriu a primeira fase da Consulta Pública nº 61/2020, de acordo com a Nota Técnica nº 094/2020-SRG/ANEEL [44], para debater com a sociedade, para fins de criar um ambiente regulatório adequado para o desenvolvimento das usinas híbridas no Brasil, conforme detalhado na Tabela 4. Cabe ressaltar que a primeira fase da consulta foi finalizada e, caso se conclua pela necessidade de alterações normativas, será instaurada uma segunda fase para avaliação das minutas de resolução.

Tabela 4 – Objetivos da Consulta Pública ANEEL Nº 61/2020 [44].

Objetivo Geral	Objetivo Específicos	Resultados Esperados
• Retirar os entraves à implantação e tratamento de usinas híbridas ou associadas.	• Permitir a comercialização da energia gerada por usinas híbridas ou associadas; • Estabelecer novo padrão de contratação de uso do sistema de transmissão ou distribuição por centrais geradoras híbridas ou associadas; • Facilitar as outorgas de centrais geradoras com mais de uma fonte de geração.	• Otimizar o uso da Rede de transmissão; • Ampliar oportunidade de redução de preço de energia; • Incentivar novos modelos de negócio; • Modernizar o sistema elétrico; • Otimizar o uso de recursos naturais (eólica, solar e hídrica).

Cumpre destacar que a primeira combinação expressiva de geração de energia eólica e solar no SIN corresponde ao complexo Tacaratu, considerado pelo setor o primeiro "parque híbrido" do Brasil, em operação comercial desde setembro de 2015 [59]. As usinas são conectadas de forma compartilhada no barramento de 230 kV da SE Tacaratu, subestação seccionadora da linha de transmissão 230 kV Paulo Afonso III – Bom Nome C1. O complexo pertence a Enel Green Power – EGP, sendo formado pelo parque eólico Fonte dos Ventos (EOLs Pau Ferro, Pedra do Gerônimo e Tacaicó), vencedores do leilão A-3 de 2011 nº 002/2011-ANEEL, com 78 MW de capacidade instalada, em operação comercial desde 2014 [60] e por duas usinas fotovoltaicas, denominadas Fontes Solar I e II, de 10 MW de capacidade instalada, e em operação comercial de forma compartilhada com as usinas eólicas apenas em 2015 [61][62]. Na Figura 6 é apresentado a geração do complexo Tacarutu no período de janeiro a dezembro de 2018, em base horária e mensal. Verifica-se a complementariedade das fontes eólica e solar do complexo, e observa-se que os picos de geração eólica ocorreram durante o período noturno [63].

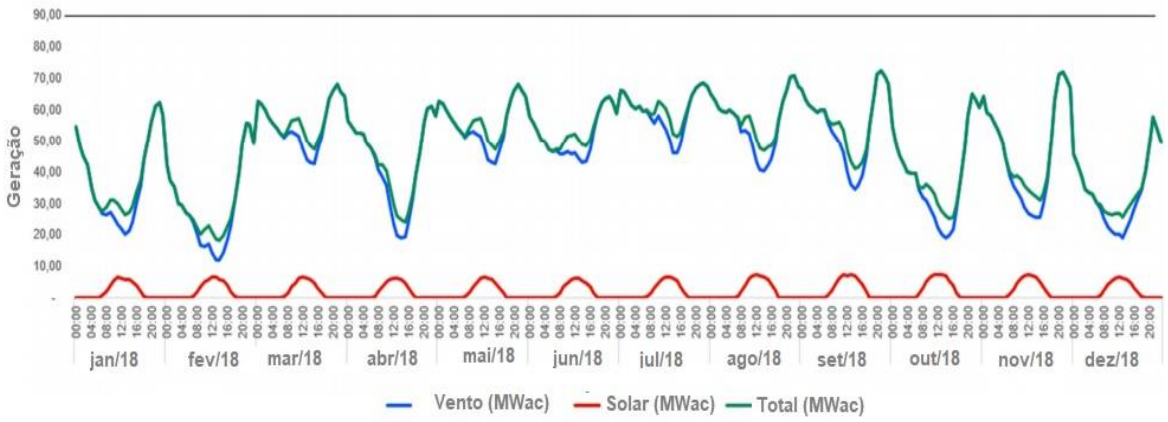

Figura 6 – Geração Medida do Complexo de Tacarutu (PE) de janeiro a dezembro/2018 – Fonte ENEL: Adaptado de [63]**.**

Ademais, na Figura 7 é apresentado o gráfico com os dados de MUST, referindo-se à potência média em intervalos de tempo de 15 (quinze) minutos, em MW, no período de janeiro a dezembro de 2018. Conforme apresentado pela Enel Green Power em [63], caso fosse possível realizar a contratação híbrida, considerando o MUST otimizado de 77 MW do conjunto eólico-solar, apenas em 3,7% do tempo no ano ocorreria ultrapassagem de demanda. Nessa perspectiva, de acordo com [63], embora haja probabilidade de ultrapassagem de potência, quando esta ocorre, dura por pouco tempo. Sendo assim, o agente deverá otimizar o uso da rede ponderando os benefícios econômicos de menor contratação do MUST/MUSD (e investimentos em conexão) e as perdas financeiras ocasionadas pela necessidade de corte de geração.

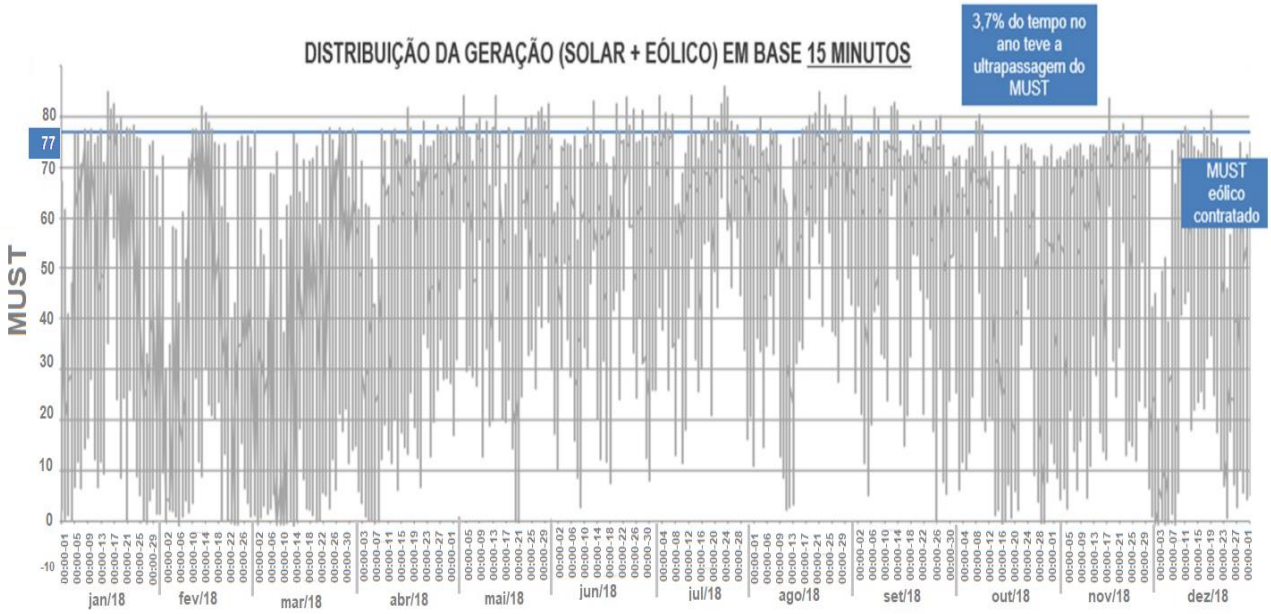

Figura 7 – Potência média verificada (eólica e solar) em intervalos de tempo de 15 (quinze) minutos, em MW de janeiro a dezembro/2018 – Complexo de Tacarutu (PE): Fonte ENEL [63]**.**

Recentemente, em maio de 2021, a ANEEL, por meio da Resolução Autorizativa nº 9995/2021 [64], autorizou em caráter de projeto piloto, a Sol do Piauí Geração de Energia Ltda. a implantar e explorar, sob o regime de Produção Independente de Energia Elétrica, a UFV Sol do Piauí. Usina fotovoltaica com 68 MW de potência instalada, associada com um complexo eólico existente, as EOLs São Vicente 8 a 14, compostas por 7 (sete) usinas eólicas de 29,4 MW de capacidade instalada, totalizando 274,05 MW, localizadas no município de Curral Novo do Piauí, no estado do Piauí, conectadas no sistema de transmissão, conforme apresentado na Figura 8.

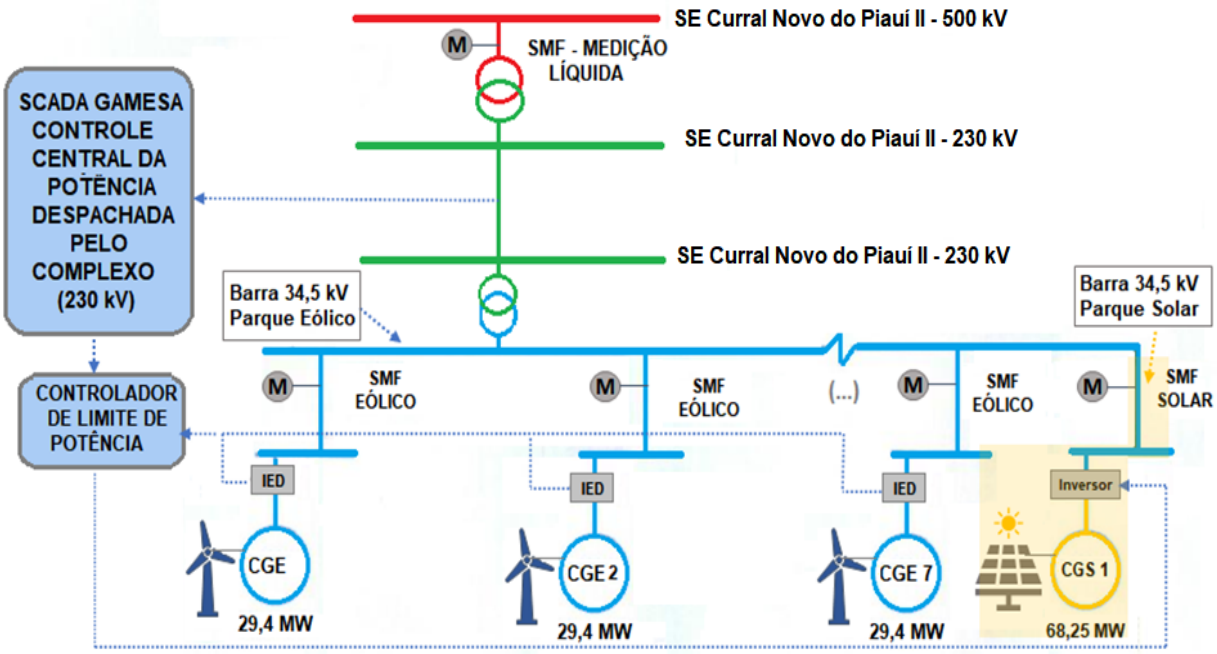

Figura 8 – Diagrama Unifilar Simplificado da Projeto Piloto da empresa Sol do Piauí para implantação de UFV Associada com Complexo Eólico existente – Adaptado de [44]**.**

A ideia do projeto é analisar os impactos em nível de regulação de uma usina fotovoltaica associada às demais centrais geradoras eólicas. De acordo com o voto de [64], a nova usina será instalada em local próximo às centrais geradoras eólicas existentes e compartilhará fisicamente o mesmo terreno e instalações de interesse restrito, no entanto com Sistema de Medição para Faturamento (SMF) individualizado, conforme apresentado na Figura 8 e Figura 9. Além disso, utilizará a capacidade remanescente do uso da rede de transmissão das eólicas existentes. Em razão disso, a UFV Sol do Piauí não contratará MUST adicional ao atualmente contratado para as EOLs Ventos de São Vicente em seus respectivos CUST, representando, portanto, "Usinas Associadas" conforme definido no item 2.2b). Para fins de garantir o controle da geração dos parques eólicos e solares e não ultrapassar o MUST existente do parque eólico Sol do Piauí, será instalado um sistema de controle automático de potência instantânea, para monitorar a geração total (solar + eólica) e garantir a não ultrapassagem do somatório dos montantes contratados pelas centrais geradoras eólicas Ventos de São Vicente 08 a 14.

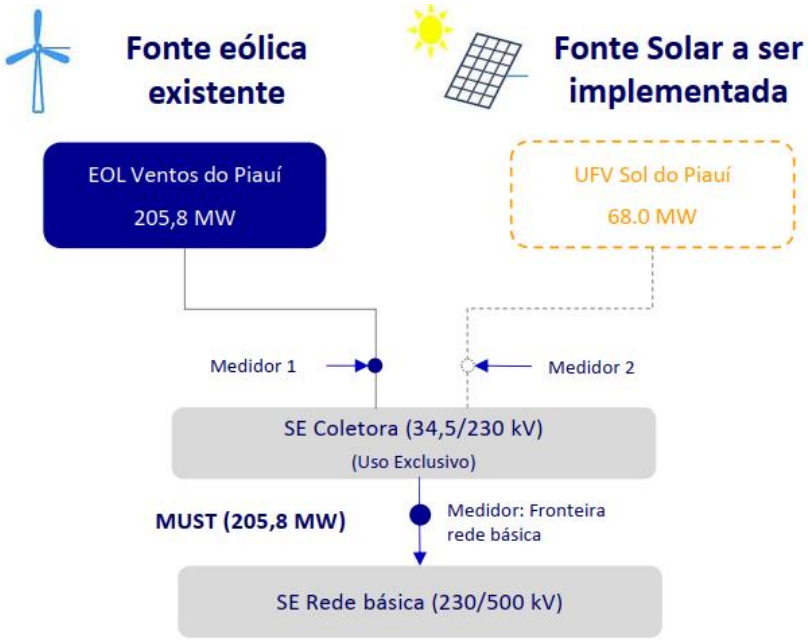

Figura 9 – Tipologia Usina Associada do Projeto Piloto Sol do Sertão – Fonte [65]**.**

De acordo com [38], o debate em relação a possibilidade de produção de energia com usinas que utilizem mais de uma fonte/tecnologia ganhou maior destaque considerando que determinados recursos possibilitam a complementariedade de geração e consequentemente maior aproveitamento do sistema de transmissão existente e planejado. Nesse contexto, diversas combinações de tecnologias e fontes têm sido propostas por agentes do setor, como exemplo: fotovoltaica e hidrelétrica, biomassa e heliotérmica/termossolar, carvão e biomassa (coqueima), gás natural e biomassa, e a fotovoltaica e eólica, sendo essa combinação a mais comum, com maior destaque e por isso dado um maior enfoque nesse trabalho.

2.3 Mapeamento Potencial Eólico e Fotovoltaico Brasileiro

O Brasil é o maior país da América Latina em área territorial, com 8.514.215 km², e o 5º (quinto) maior país do mundo [35]. Em razão disso, o país possui uma topografia diversificada, além de variedade de condições de tempo, com predominância do clima tropical e subtropical, visto que sua localização se encontra entre os trópicos de capricórnio e de câncer.

Atrelado a isto, detêm 7.367 km de extensão litorânea com o Oceano Atlântico, configurando, portanto, um complexo sistema, indutor de brisas marinhas, ventos alísios e de variadas amplitudes sazonais e diurnas [35]. O vento é movimento de ar em grande escala, é atmosfera em movimento, tem sua origem associada entre a energia solar e a rotação planetária [35]. De acordo com [35], a região nordeste é a região com o melhor potencial eólico do país, em particular os estados do Ceará, Rio Grande do Norte, Pernambuco e Bahia, conforme apresentado na Figura 10. O Nordeste se destaca devido a qualidade de seus ventos que possuem como características soprarem com uma velocidade constante durante todo o ano e por não haver grande variação em sua direção.

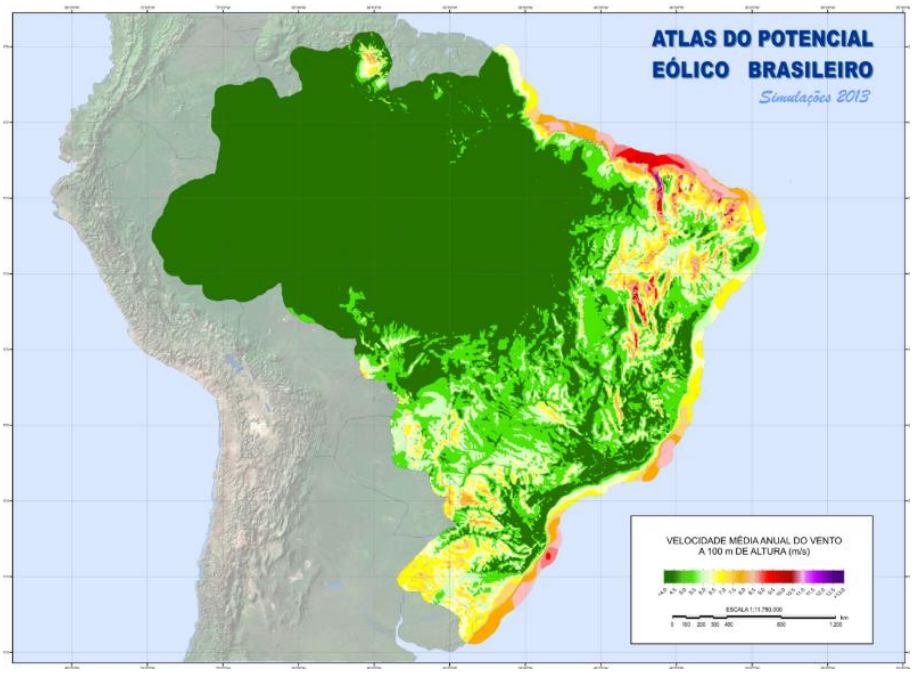

Figura 10 - Potencial Eólico de Geração no Brasil - Atlas Eólico Brasileiro a 100m [35]

No que tange ao recurso energético solar, a sua disponibilidade espacial e temporal está relacionada a conceitos astronômicos (posição relativa entre a terra e o sol), às condições de tempo e clima da região, tendo em vista que condições meteorológicos acarretam em alterações na nebulosidade, dispersão de gases, impactando diretamente na radiação solar que incide em uma área [66].

No Brasil, conforme [21], a irradiação média anual encontra-se entre 1.200 e 2.400kWh/m2/ano, valores esses que são notadamente superiores à maioria dos países europeus, nos quais os levantamentos demonstram valores entre 1.200 e 1.850kWh/m2/ano na Espanha, 900 e 1.650kWh/m2/ano na França e de 900 e 1.650kWh/m2/ano na Alemanha.

Com base nos dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar 2º edição [66], observa-se na Figura 11 que a irradiação global é bem distribuída pelas regiões do país. No entanto, é notório que o Nordeste apresenta os maiores índices de irradiação solar global verificados no país, com menor variabilidade e maior média anual em relação as demais regiões geográficas, conforme apresentado na Figura 12 [66].

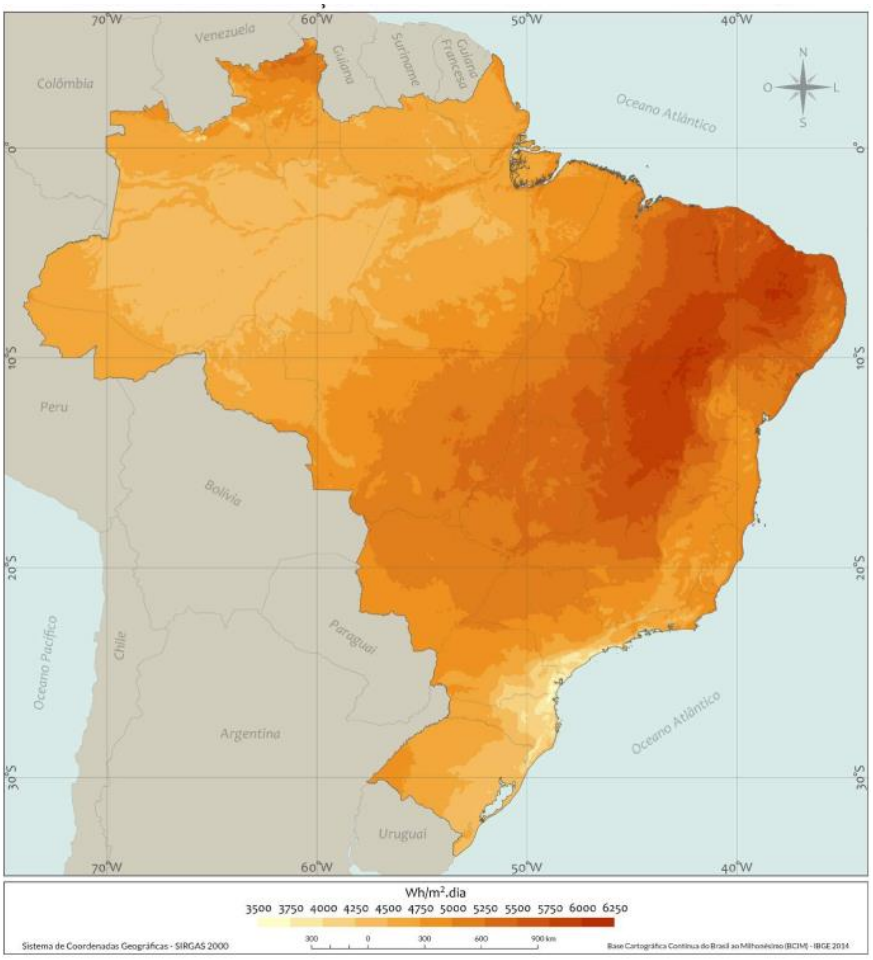

Figura 11 – Média Anual da Irradiação Global Horizontal [Wh/m².dia][66]

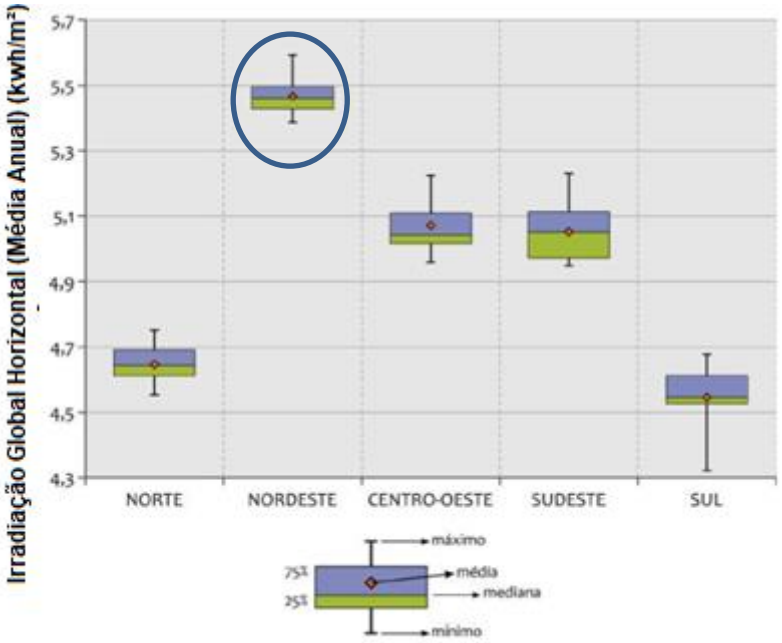

Figura 12 – Gráfico *Boxplot* de variabilidade das médias anuais dos totais diários de irradiação global horizontal ao longo dos anos de 2005 a 2015 para cada uma das regiões do Brasil – Adaptado de [66]**.**

De acordo com a EPE [21], a região central da Bahia e parte do noroeste de Minas Gerais apresentam os máximos valores de irradiação solar, de 6,5 kWh/m²/dia. Nessas regiões semiáridas as condições climáticas asseguram um regime estável, uma baixa nebulosidade e grande incidência de irradiação durante todo o ano.

Nesse contexto, fica evidente que a região Nordeste concentra os melhores índices de sol e vento do Brasil, e especificamente a Bahia mostra-se o estado com maior potencial de ambas as fontes. Nessa perspectiva, observa-se a partir de dados do Sistema de Informações de Geração da ANEEL (SIGA) [67], o estado com maior concentração de usinas eólicas e fotovoltaicas em operação e com potência outorgada pela ANEEL é a Bahia, conforme apresentado na Tabela 5, bem como na Figura 13, corroborando com a análises realizadas em [35] [66].

Tabela 5 – Capacidade Instalada de Usinas Eólicas e Fotovoltaicas por Estado no SIN – Fonte: SIGA [67].

UF	Potência Outorgada (MW)	Potência Fiscalizada (MW)	Nº	%
BA	12.406,20	5.581,06	422	24,38%
RN	11.131,85	5.116,40	339	21,88%

UF	Potência Outorgada (MW)	Potência Fiscalizada (MW)	Nº	%
PI	6.788,37	3.339,80	192	13,34%
MG	5.780,36	542,10	148	11,36%
CE	5.301,99	2.541,24	180	10,42%
PE	3.600,69	840,03	113	7,08%
RS	1.892,71	1.840,21	95	3,72%
PB	1.669,19	293,37	65	3,28%
SP	880,92	382,43	39	1,73%
MA	427,49	427,49	20	0,84%
GO	400,00	0,00	8	0,79%
SC	258,80	258,80	25	0,51%
MS	252,62	2,00	8	0,50%
SE	34,50	34,50	1	0,07%
RJ	32,34	32,34	10	0,06%
TO	5,00	5,00	1	0,01%
PA	4,24	4,24	4049	0,01%
AP	4,04	4,04	1	0,01%
MT	3,97	3,97	5	0,01%
ES	3,07	3,07	7	0,01%
PR	2,67	2,67	5	0,01%
RO	1,02	1,02	2	0,00%
AM	0,18	0,18	14	0,00%

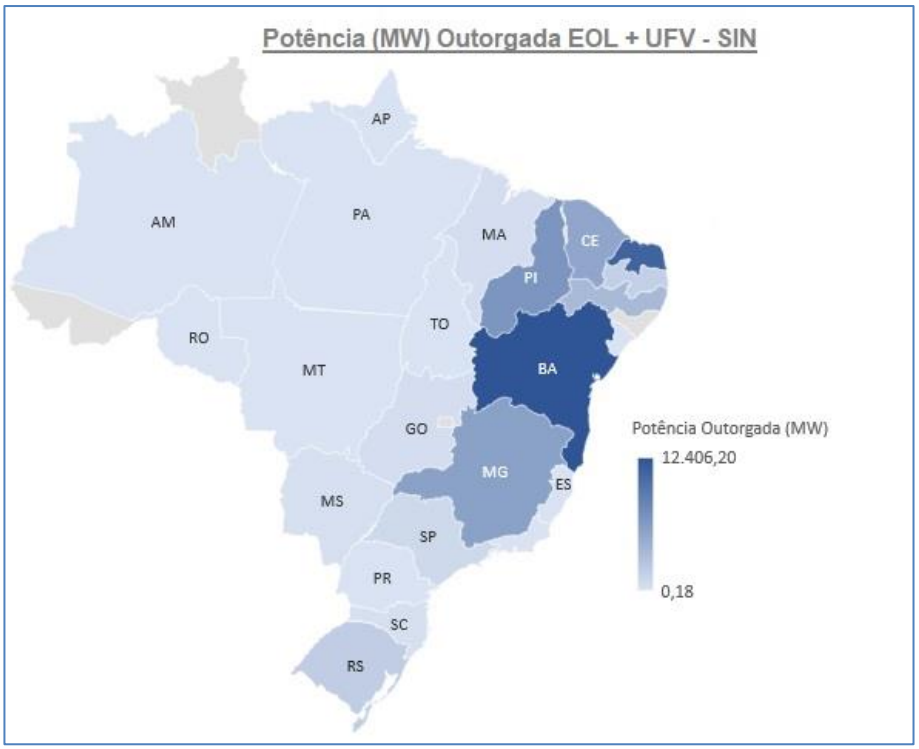

Figura 13 - Mapa de Calor do Brasil em relação a Potência Outorgada pela ANEEL - Feito pela Autora.

Tanto o mapeamento do potencial eólico quanto solar, elaborados respectivamente nos Atlas [35] [66], foram realizados a partir do modelos numéricos. O mapeamento do potencial eólico foi feito a partir do modelo numérico de mesoescala Brams - *Brazilian developments on the Regional Atmospheric Modeling System* um programa de código aberto e flexível para modelagem e previsão de fenômenos atmosféricos e tem como base um conjunto de equações não hidrostáticas [35]. Já o mapeamento do potencial fotovoltaico a partir do modelo BRASIL-SR, modelo físico para obtenção de estimativas da radiação solar incidente na superfície, que utiliza parâmetros a partir de imagens de satélite definidos em análises estatísticas [66].

No entanto, mesmo com os avanços e aprimoramentos expressivos dos modelos de previsões numéricas de tempo e clima, os resultados atuais ainda apresentam um significativo grau de incertezas e imprecisão [35]. Haja vista que os modelos numéricos consistem em uma simplificação de um sistema real e que as incertezas da modelagem são consequência da simplificação matemática realizada, do incompleto conhecimento das interações físicas, bem como o fator estocástico que ocorrem em escalas que não podem ser representados em uma solução numérica precisa. Em razão disso, é essencial calibrar os resultados dos modelos numéricos com os resultados obtidos em campo, a fim de compatibilizar e apresentar uma base de dados mais realista com as condições observadas no “mundo real” e, consequentemente, dispor de um melhor resultado [35]. Cumpre destacar que em ambos os Atlas tal validação foi realizada.

Nesse contexto, a aquisição apurada dos dados de ventos e irradiação, juntamente com os cálculos dos parâmetros estatísticos compõem a condição básica para se efetivar a avaliação de um futuro aproveitamento eólico e solar. Isto posto, o presente trabalho foi realizado com dados reais de estações anemométricas do INMET [27], que será melhor detalhado no Capítulo 3 -

2.4 Análise de complementariedade sol e vento e Otimização do Sistema de Transmissão

De acordo com a EPE [39], a complementaridade energética é a capacidade de dois ou mais recursos de fontes distintas apresentarem disponibilidade energética complementar no tempo. Um dos potenciais benefícios das usinas híbridas e principal argumento dos

agentes geradores para viabilização de sua contratação concerne no compartilhamento do uso do sistema de transmissão e a sua otimização, tendo em conta a complementaridade entre as diferentes fontes.

A partir de experiências dos primeiros empreendedores híbridos [40] verificou-se que a maximização da utilização do sistema de transmissão é essencial para garantir benefícios na contratação e geração híbrida/associada. Nesse cenário, a proposta de projetos híbridos/associados eólico-solar neste trabalho procura otimizar o uso do sistema de transmissão. Pode-se dizer que o projeto ideal é aquele em que a geração total não seja a soma efetiva das capacidades instaladas de cada usina. Portanto, deve-se apresentar uma boa complementariedade entre as fontes solar e eólica, tanto na base horária, quanto diária e mensal, a fim de manter a geração mais estável e para que nos horários de pico de uma fonte não seja coincidente com o de outra fonte, podendo assim haver a contratação de montante em valor inferior ao somatório das capacidades instaladas. A título ilustrativo, no dia 23/09/2019 a geração solar superou a geração eólica no Nordeste, e demonstrou comportamento complementar ao longo do dia, conforme apresentado na Figura 14.

Figura 14 – Gráfico de comparação entre a geração solar e a Eólica – Dia 23/09/2019 – Fonte: PEN 2019 [68]

A EPE realizou um importante estudo [38], em relação a complementariedade das fontes eólica e solar no Brasil, subsidiando discussões sobre usinas híbridas. Foram avaliados 5 locais na região Nordeste que já contemplavam em operação usinas eólicas, considerando os dados do Sistema de Acompanhamento de Medições Anemométricas (AMA), e em um raio de 20 km. Considerou as medições apresentadas na EPE, para fins

de cadastramento e habilitação técnica nos leilões de energia, configurando assim locais com grande potencial de geração de ambas as fontes. Além disso, avaliou-se para cada local, 6 tecnologias distintas de geração eólica e 2 para geração fotovoltaica, representando 60 (5 x 6 x 2) diferentes casos analisados. Adicionalmente, foi realizada uma análise de *curtailment*, isto é, o corte de energia por conta de limitação do sistema elétrico para escoamento da energia, resultados obtidos no período de 1 ano, especificando a influência das tecnologias utilizadas, tal qual do comportamento dos recursos presentes em cada localidade. Os resultados de [38] indicaram a importância de um maior detalhamento dos dados utilizados, e que as características dos recursos energéticos locais, especialmente o perfil sazonal e diário de ventos, e o dimensionamento de cada usina, são fatores que influenciam significativamente o perfil de complementaridade da produção de energia eólico-fotovoltaica e no *curtailment*. Isto posto, deve-se ter cuidado na generalização dos benefícios prováveis de otimização do sistema de transmissão.

Já a MRTS Consultoria, realizou em [16] uma análise da complementaridade entre as fontes eólico-solar no Brasil, objetivando a otimização do uso dos sistemas de transmissão. Foi realizado ainda uma análise de contratação do MUST, bem como de custos e benefícios, tal qual uma análise regulatória. Pode-se concluir que, há sinergias que podem ser revertidas em economias com os encargos do uso dos sistemas de transmissão ao se associar fontes complementares em um mesmo local de geração. Ademais, os eventos de coincidência de elevada geração solar e eólica em concomitância temporal são, pelo menos parcialmente, mitigados quando estas fontes complementares são associadas, de modo que se deve buscar o MUST que seja economicamente viável e descartar as receitas com a geração cortada pelo *curtailment*.

Além disso, com a adoção do hibridismo com fontes energéticas complementares, há uma expectativa de redução da variabilidade de injeção de potência na rede elétrica, assim com uma variação menor, a tendência é que necessite menos de recursos de controle de frequência e tensão, o que pode contribuir para uma estabilidade do sistema [16].

Posto isto, uma análise correta, em relação a quantificação e categorização dos recursos eólicos e solares é crucial para projetar implantar um parque híbrido eólico-fotovoltaico de forma otimizada. Isso permite o dimensionamento ideal do equipamento da planta, maximizando a utilização da capacidade de conexão à rede e reduzindo o corte de energia enquanto, sendo assim, reduzindo os custos de investimento (CAPEX) e de

manutenção (OPEX). Para tal, a escolha do local específico para instalar uma usina híbrida eólico-solar requer uma atenção especial [69]. A métrica para a escolha do local, considerando a complementariedade, proposta neste trabalho será detalhada melhor no Capítulo 3 -

2.5 Análise de Margem de Transmissão

Cumpre destacar que, as regiões que possuem melhores recursos energéticos não necessariamente localizam-se em áreas com um sistema de transmissão adequado para conexão, ou ainda, que o sistema de transmissão existente tenha capacidade de suportar o montante a ser injetado, isto é, com margem para escoamento da geração. A transmissão tem como função principal integrar as fontes de produção e consumo, atuando como um "gerador virtual" [70].

Outrossim, especificamente no Brasil as dimensões continentais, tal qual a dispersão espacial das fontes de produção e as distâncias entre os centros de carga refletem em um complexo e extenso sistema de transmissão, que interliga os quatro subsistemas elétricos do país: Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste, Norte e Sul, denominado SIN [71]. Esses quatro subsistemas interagem na transmissão de energia, promovendo equilíbrio entre carga e geração.

No entanto, há alguns troncos/redes/equipamentos de transmissão que atualmente encontram-se próximos ao limite de escoamento, ou sobrecarregados, isto é, sem margem para escoamento de energia adicional. Isto posto, para fins de segurança na operação e coordenação de sistemas de transmissão é necessário estabelecer limites à contratação de energia em cada barra, área ou subárea elétrica, respeitando os critérios de segurança, de acordo com a capacidade remanescente, considerando equipamentos de transmissão existentes e os licitados, com previsão de entrada em operação comercial até o horizonte de análise.

Portanto, para além da escolha de um local que detenha de maior recurso de sol e de vento, bem como apresentem boa complementariedade de geração entre as fontes, a escolha de um local com margem de transmissão é essencial para o empreendedor na tomada de decisão para fins de instalação de plantas eólica-solar, sendo um grande e importante aliado na escolha da região para fins de instalação do empreendimento de geração, para viabilizar a instalação de um parque.

2.5.1 Análise de Margem de Transmissão no Cenário Internacional

O cálculo de margem e limites de transferências no sistema de transmissão foi iniciado em 1996 nos Estados Unidos, com objetivo de promover um mercado competitivo de energia elétrica, sendo criado, por meio de normas, pela Agência Federal Reguladora de Energia - *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC), o conceito de Capacidade de Transmissão Disponível - *Available Transfer Capacity* (ATC) [72]. A ATC em um sistema de transmissão é a capacidade remanescente de um sistema em um certo instante de tempo. Tal capacidade depende de diversos fatores, como a configuração do sistema de transmissão e seus limites operacionais, demanda e a distribuição da carga, o despacho de geração, e o seu cálculo tem como objetivo principal nos mercados internacionais viabilizar a transferência de energia no mercado de energia elétrica entre áreas e/ou países distintos.

Ademais, a FERC estabeleceu que a referida margem/capacidade de transmissão deve ser calculada para cada área de controle e publicada para todos os agentes em um sistema de comunicação denominado *Open Access SameTime Information System* (OASIS) [72]. O acesso ao público de tal plataforma teve como principal objetivo promover uma sinalização de mercado no que tange à capacidade de um sistema de transmissão de transportar energia, estimulando, portanto, licitações competitivas na geração, ou energia, ou mercado.

Nessa perspectiva, houve estímulos a outros países que praticam o livre comércio de compra e venda de energia implementarem a ATC para fins de incorporar transações comerciais competitivas, haja vista que são realizados cálculos simples e rápidos, adequados para tomadas de decisão em tempo real [73]. Cabe destacar que, nos países europeus, o sistema de transmissão constitui a limitação para o comércio internacional, consequentemente, a forma como a capacidade de margem de transmissão disponível é calculada tem um impacto substancial sobre o mercado.

A definição da capacidade de transmissão disponível ATC de acordo com [73] é dada por (4), sendo representado na Figura 15.

$$ATC = TTC - TRM - NTC \tag{4}$$

Sendo:

TTC - *Total Transfer Capacity*: Capacidade total de transferência, isto é, máxima potência que pode ser transferida entre áreas;

TRM - *Transfer Reliability Margin*: Margem de confiabilidade de transmissão, a mínima reserva que os Operadores do Sistema de Transmissão - *Transmission System Operator* (TSO) devem ter disponíveis em seu sistema de transmissão para que possam fornecer suporte a outros países ou regiões;

NTC - *Net Transfer Capacity:* A capacidade de transferência líquida é derivada da total Capacidade de transferência TTC, após deduzir uma confiabilidade de transferência Margem TRM, isto é, a capacidade de transmissão disponível para transações comerciais, de longo prazo.

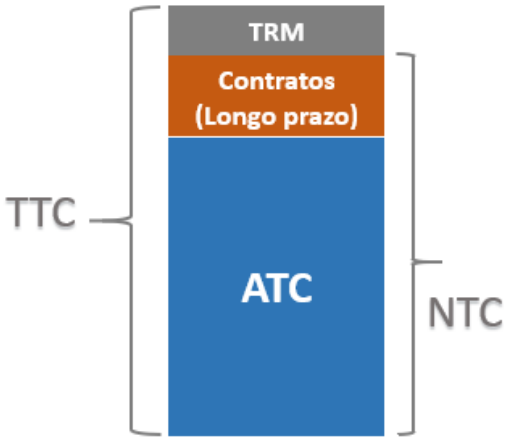

Figura 15 – Capacidade de Transmissão Calculada com base no ATC. Adaptado de [73]**.**

Destaca-se que na Europa como um todo, tem sido utilizado o mecanismo de capacidade de transferência disponível ATC. No entanto, especialmente na Europa Central, vêm sendo planejada a substituição do ATC para uma metodologia baseada no fluxo - *Flow Based* (FB) [73]. A análise baseada em fluxo acarreta um uso mais eficiente da capacidade de transmissão da rede, dado que leva em consideração na rede o efeito do comércio.

Assim, a capacidade disponível de rede, *Remaining Available Margin* (RAM), para uma transferência entre pontos de um sistema de transmissão baseada no Fluxo FB, é calculada de acordo com [73] e dada por (5), sendo representada na Figura 16.

$$RAM = F_{max} - FRM - F_{ref} - F_0 \tag{5}$$

Sendo:

F_{max}: O fluxo máximo disponível em relação ao limite térmico de um conjunto de equipamentos da região analisada;

FRM: Margem de segurança/confiabilidade de um conjunto de equipamentos entre áreas de transferência de energia;

F_{ref}: O Fluxo devido aos contratos de longo prazo e o conjunto de equipamentos entre áreas de transferência de energia;

$F0$: Fluxo inicial de um conjunto de equipamentos entre áreas de transferência de energia.

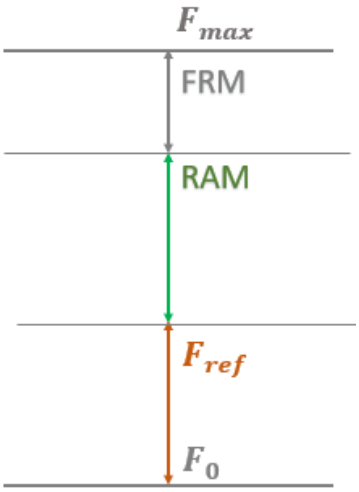

Figura 16 - Capacidade de Transmissão Calculada com base no Fluxo - FB. Adaptado de [73]**.**

Tanto no método utilizando a ATC, quanto na FB, o objetivo principal consiste em realizar o cálculo da capacidade de transmissão disponível para transações comerciais de eletricidade entre diferentes áreas/zonas de mercado, equilibrando a geração com a demanda. Na Tabela 6 são apresentadas de forma resumida as principais características entre cada tipo de método.

Tabela 6 – Características Principais dos Métodos ATC x Baseado em Fluxo - FB – Adaptado de [73].

Etapas	Descrição	Método ATC	Método baseado em Fluxo - FB
1) Cálculo da Margem de transmissão	Coordenação do Operadores	Fronteira bilateral por borda, coorcoordenação entre os operadores.	Coordenação a nível regional com interação entre todos os Operadores

Etapas	Descrição	Método ATC	Método baseado em Fluxo - FB
	Resultado do cálculo da Margem	Capacidade comercial disponível (NTC) - valores por direção em cada fronteira	Um conjunto de ramos críticos e sua capacidade física disponível correspondente
2) Verificação	Granularização de dados	As capacidades de transmissão são verificadas 2x ao dia.	As capacidades de transmissão são verificadas de hora em hora, isto é, 24x ao dia.
3) Ajuste de Margem de longo prazo.	Ajustes de granularização	Ajuste no valor por direção em cada fronteira	Ajuste aplicado em cada ramo considerado crítico.
4) Alocação de capacidade disponível	Restrições ao algoritmo MC	Restrição para cada direção em cada fronteira	Restrição para cada ramo considerado crítico
	Alocação de Capacidade	A capacidade já foi alocada além das fronteiras pelos operadores na Etapa 1	Alocação de capacidade orientada para o mercado, com base em lances e ofertas de mercado

A experiência internacional mostra que o cálculo de capacidade baseado em fluxo de potência trata melhor a questão de fluxos paralelos entre os sistemas de fronteira, os quais não são considerados em transações bilaterais. Além disso, detêm de maior granularização de dados, considerando, portanto, os congestionamentos de rede de forma integrada.

2.5.2 Análise de Margem e Sistemática para conexão de geração no Brasil

A partir de 2013, com a publicação pelo MME da Portaria nº 132/2013 [74], foi estabelecido um novo formato para os leilões de geração no ambiente de contratação regulada (ACR). Este tipo de leilão considera a capacidade de escoamento da rede básica e da rede básica de fronteira, para fins de conexão dos empreendimentos de geração ao sistema de transmissão, sendo denominado “Leilão de Margem” [75]. A proposta do leilão baseia-se em realizar o cálculo da máxima injeção de potência em um ponto do sistema sem que ocorram violações, tanto em operação normal quanto em emergência, de modo que não sejam necessárias ampliações e reforços no sistema de transmissão do SIN [76]. Para fins de classificação na primeira fase do leilão, além da ordem de preço é

considerada a capacidade de escoamento, e caso a injeção de potência exceda o limite da margem, os projetos são desclassificados para a próxima fase [74].

Em um panorama de crescimento expressivo de renováveis, com tempos de implantação reduzidos em relação ao maior tempo de implantação da transmissão, o cálculo da margem de transmissão foi uma importante ferramenta para gerenciamento da expansão da geração versus transmissão. Com a prerrogativa de calcular e reservar margem de transmissão disponível, para entrada de geração adicional vencedora do certame a ser integrada no sistema de transmissão. Logo, o leilão de margem foi implantado para fins de mitigar o risco de restrição à geração no momento de entrega de energia, em relação ao descasamento de expansão da transmissão [75]. A margem de transmissão é calculada pelo ONS sob premissas e critérios definidos de forma conjunta com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), e divulgada antes da realização do leilão, tomando como base os casos atualizados do Plano de Ampliações e Reforços (PAR), a ser detalhado no Capítulo 3 - Já as instruções dos referidos leilões com cálculo de margem são definidas por meio de portarias específicas emitidas pelo Ministério de Minas e Energia – MME.

O ONS identificou a necessidade de disponibilizar informações indicativas referentes às margens de transmissão. Assim, elaborou um painel interativo [77], contendo um mapa de calor com as capacidades remanescentes do SIN para escoamento de geração. As informações associadas à disponibilidade de conexão física nas subestações e as possíveis limitações de curto-circuito que possam ocorrer decorrentes da conexão desses novos projetos nos barramentos analisados não são verificados neste painel. Na Figura 17 é apresentado o painel considerando as margens para o ano de 2023 da Bahia, estado esse objeto de análise deste trabalho.

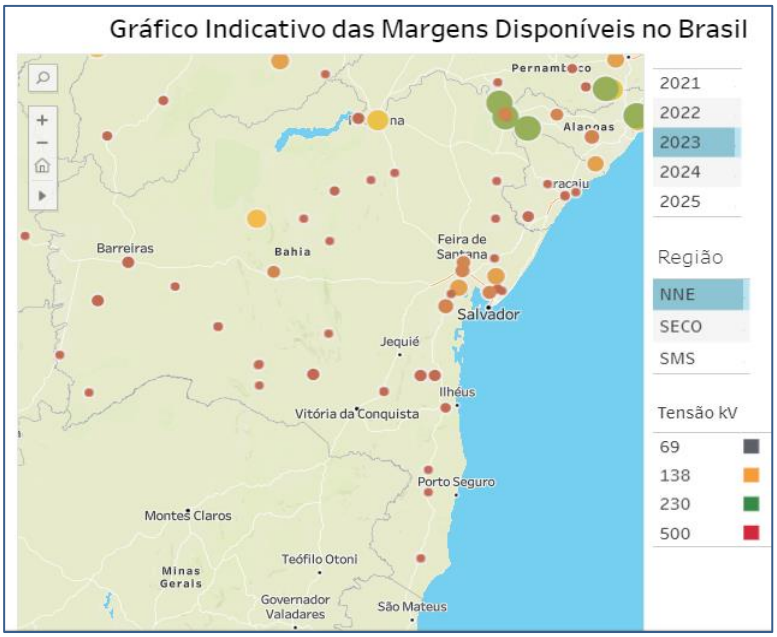

Figura 17 – Mapa das Capacidades Remanescentes do SIN do Estado da Bahia para Escoamento de Geração - Fonte ONS [77]**.**

As regiões nos quais as capacidades para escoamento de geração são reduzidas apresentam círculos em vermelho em menor escala de tamanho. Já os barramentos nos quais as capacidades para escoamento de geração são elevadas apresentam círculos na cor verde em maior escala.

Salienta-se que, como se trata apenas de informações orientativas, por simplificação são calculadas apenas as margens por barramento, diferentemente dos Leilões de Energia que consideram como critério de classificação a margem de transmissão, na sua forma original com limitação em barramento, subárea e área, os quais serão detalhados na seção 3.2 do Capítulo 3 - Além disso, são considerados como fatores limitantes os critérios N e N-1 para sinalizar a margem por barramento estudado.

Assim, cumpre ressaltar que a margem nula para atendimento ao critério N-1, pode ocorrer uma restrição que poderá ser eliminada com a entrada em operação de obras já licitadas ou indicadas no Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN (PAR/PEL) e/ou em estudos de planejamento. Nesses cenários, a falta de margem não inviabiliza a conexão de novos empreendimentos do ambiente de contratação livre (ACL), na hipótese de o empreendedor aceitar se conectar com restrição para escoamento de geração em contingência simples (N-1), até a entrada em operação da solução estrutural. Entretanto, apenas considerar o barramento no cálculo das margens, sem levar em conta as restrições de subáreas e áreas, não garante o escoamento pleno, principalmente quando ocorre a simultaneidade do despacho com gerações que serão alocadas em outras subestações.

Adicionalmente, os casos que existem margem também não são garantia de escoamento da potência, dado que o painel apresenta uma fotografia do sistema, em uma condição específica, podendo ser diferente da época da tomada de decisão dos agentes por conectar geração naquele ponto do sistema. Para esse fim, deverão ser realizadas avaliações mais detalhadas considerando a presença de forma simultânea de outros empreendimentos de geração na região, que já formalizaram solicitações de acesso ao ONS, tal qual de outros cenários que por acaso não tenham sido vislumbrados. Assim, os números apresentados não garantem ou impedem o livre acesso dos agentes à rede de transmissão. Ademais, não substituem os estudos e o processo de acesso ao SIN, no qual viabiliza a conexão e o uso das instalações de transmissão, assegurando o Livre Acesso, em conformidade com a Resolução ANEEL nº 281/1999. O processo de acesso baseia-se na regulamentação vigente relacionada ao acesso de novos usuários ao SIN e no Módulo 3 dos procedimentos de rede "*Acesso às Instalações de Transmissão*" e que pode ser resumido em 10 principais passos, conforme Figura 18.

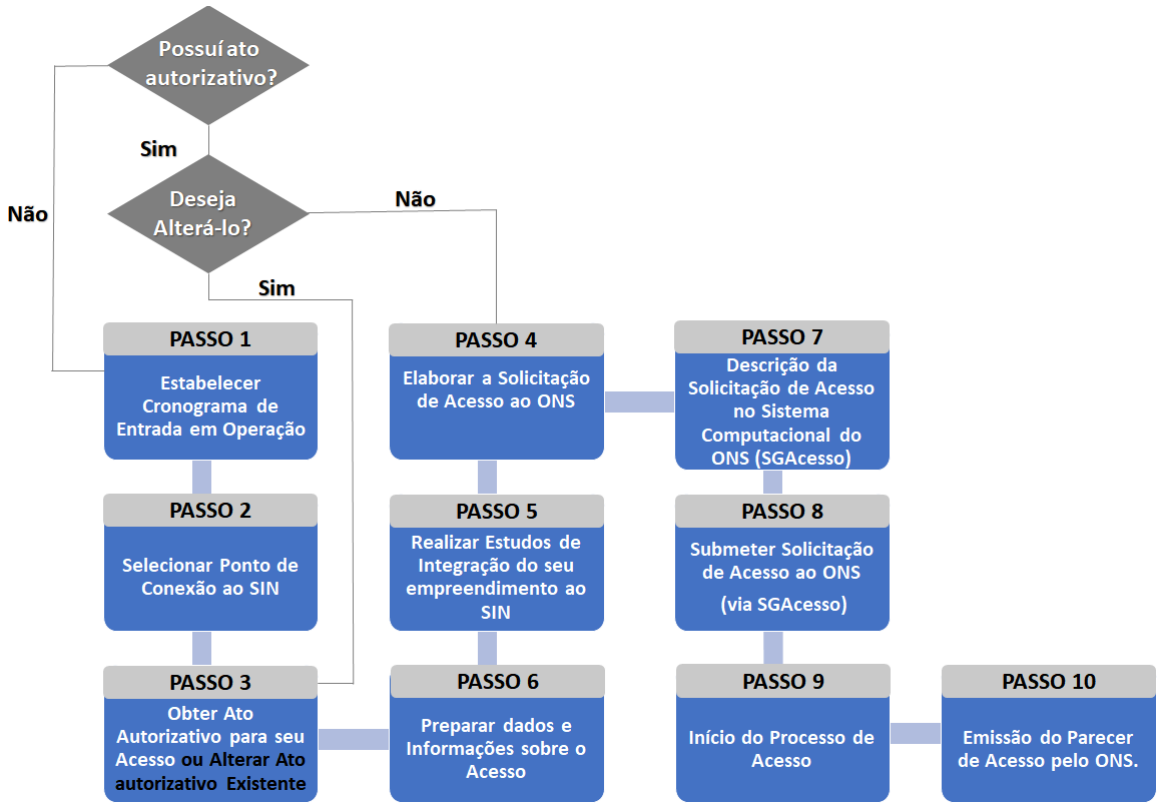

Figura 18 – Guia de Acesso ao Sistema de Transmissão em 10 passos – feito pela autora de acordo com [78]**.**

Não obstante, o cálculo de margem por barramento propicia uma relevante informação sobre o escoamento da geração que poderá ser conectada no sistema, de forma

individualizada [77]. Portanto, este painel representa uma importante ferramenta para o processo de tomada de decisão dos investidores na concepção dos empreendimentos de geração, e sua localização.

Nessa perspectiva, para realizar um estudo mais detalhado para fins de cálculo da margem de transmissão, com diversos cenários, contingências e critérios, é necessário que sejam feitas inúmeras análises de casos, dado que o sistema é dinâmico e seus cenários são alterados diariamente, com a entrada de novos agentes e obras de transmissão, agregando grande complexidade nas análises realizadas.

2.6 Dinâmica do Sistema de Transmissão Brasileiro e Contratação do Uso

A expansão do sistema de transmissão tem seu planejamento centralizado pelo MME, que consolida os programas de outorgas, das obras de transmissão, sendo licitados ou autorizados à concessionárias de transmissão, a partir dos estudos elaborados pelo ONS e pela EPE, de acordo com os princípios técnicos e perseguindo a modicidade tarifária [79]. Os serviços de transmissão de energia elétrica são remunerados por meio da Receita Anual Permitida (RAP), na qual as concessionárias e autorizados de transmissão recebem, dos usuários, pela prestação do serviço público de transmissão. Nos casos de transmissoras licitadas, a receita é obtida como resultado do leilão de transmissão e é realizada a remuneração às transmissoras a partir da entrada em operação comercial de suas instalações, com revisão a cada quatro ou cinco anos, nos termos dos contratos de concessão. Além disso, a RAP é rateada por todos os usuários do sistema de transmissão (distribuidores, geradores, consumidores livres, importadores e exportadores de energia elétrica), sendo 50% pagos pelos agentes de geração e 50% pagos pelo consumo [80].

Os Encargos de Uso do Sistema de Transmissão (EUST) remuneram a prestação dos serviços de coordenação e controle da operação do sistema, bem como a administração dos serviços de transmissão prestados pelas concessionárias de transmissão, sendo apurados mensalmente pelo ONS [81]. O Operador apura tanto os EUST a serem pagos por cada usuário, bem como as receitas a serem recebidas por cada transmissora, emitindo

o Aviso de Débito (AVD) aos Acessantes (geradores, autoprodutores, consumidores livres, distribuidoras, agentes de importação e exportação) e o Aviso de Crédito (AVC) às Concessionárias de Transmissão, para liquidação dos créditos e débitos [82].

No atual modelo cada transmissora recebe uma parcela de sua receita mensal de cada usuário do SIN, de maneira que cada usuário remunera cada transmissora, conforme representado na Figura 19, de forma a pulverizar os valores recebidos pelas transmissoras e consequentemente reduzir os impactos produzidos por uma possível inadimplência de um usuário.

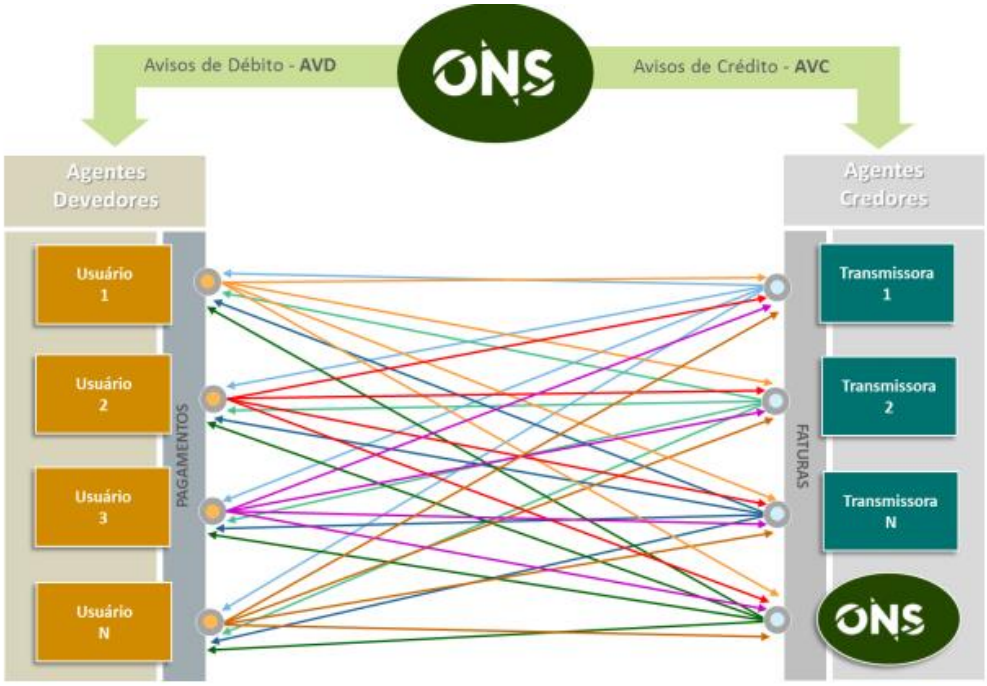

Figura 19 – Processo de Apuração e liquidação mensal dos EUST. Fonte [9]**.**

Os MUST são contratados por cada usuário do sistema de transmissão do SIN nos termos dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) celebrados. O processo de apuração de serviços e encargos de transmissão (AMSE) tem por base a Resolução Normativa – REN nº 666/2015 [83] e considera os MUST contratados e os MUST verificados, por ponto de conexão, com intervalo de integralização de 15 minutos. Os EUST são calculados pelo produto entre as TUST homologadas pela ANEEL e os MUST, por ponto de conexão e posto horário de contratação. Para o caso de agentes de geração não há posto horário, de forma que, o cálculo de seus EUST, de acordo com [81], sem considerar a parcela de ultrapassagem resume-se a (6):

$$\text{EUST} = \text{TUST x MUST}_{PER} \quad (6)$$

Sendo:

- EUST: Encargo do Uso do Sistema de Transmissão;
- MUST_{PER}: Montante de Uso do Sistema de Transmissão Contratado na modalidade Permanente vigente no mês de apuração;
- TUST e TUST_{RB}: relativas às instalações de Rede Básica, e TUST_{FR}, relativas às instalações de transformação de fronteira e Demais Instalações de Transmissão (DIT) de uso compartilhado.

No caso de ultrapassagem do valor de MUST contratado, são aplicados adicionais de encargos de transmissão ao agente gerador, de acordo com (7).

$$\text{ADICIONAIS} = \text{TUST x } (\text{MUST}_{\text{v}} - \text{MUST}_{\text{PER}}) + 3 \text{ x TUST x } (\text{MUST}_{\text{V}} - 1{,}01\text{xMUST}_{\text{PER}}) \quad (7)$$

Sendo:

- ADICIONAIS: Adicionais de Encargos de Transmissão;
- MUST_{V}: Maior valor de MUST verificado no mês de apuração.

Ressalta-se que, no caso de agentes de geração com fontes incentivada, com direito a desconto na TUST, Se MUSTv > Potência incentivada, o agente de geração perde o direito ao desconto na TUST.

Ademais, de acordo com a REN nº 666/2015 [83], o valor do MUST declarado pelo usuário é dado pela potência elétrica máxima injetável no sistema, que deve ter valor no mínimo igual à potência instalada subtraída da mínima carga própria, conforme apresentado em (8).

$$\text{MUST}_{PER} \geq \text{P}_{INST} - \text{C}_{MIN} \quad (8)$$

Sendo:

- P_{INST} – Potência Instalada;
- C_{MIN} – Mínima Carga Própria.

Dessa forma, à luz da regulamentação vigente não é possível realizar contratação, por duas ou mais fontes, de um MUST único, sendo inferior ao somatório das máximas potências injetáveis no sistema, de cada fonte separadamente.

Nesse sentido, a contratação do MUST, de forma otimizada, é a análise central para promover os projetos híbridos, visto que com a contratação de um único MUST, inferior

ao somatório das potências máximas injetáveis dos projetos, promoverá alívio na contratação do uso do sistema de transmissão, reduzindo os encargos a serem remunerados pelos geradores, bem como otimizando o sistema de interesse restrito e consequentemente postergando ampliações e reforços no sistema [16].

2.6.1 Incentivos Tarifários Fontes Renováveis

No Brasil a criação dos incentivos tarifários para energia renovável teve como objetivo promover a democratização das fontes renováveis, alinhado com as políticas internacionais de redução de emissão de carbono, bem como a diversificação da matriz elétrica nacional. Atualmente no Brasil, os empreendimentos de geração renovável detêm de subsídio nas TUSD/TUST, que variam de 50%, 80% ou 100%, tanto para usinas que vendem energia no ambiente de contratação livre (ACL), quanto no regulado (ACR). A Resolução Normativa nº 77/2004 [84] estabelece os procedimentos referentes ao incentivo tarifário para fontes alternativas, os quais seguem de forma resumida os principais descontos aplicados na Tabela 7.

Tabela 7 – Descontos aplicados na TUST/TUSD conforme REN 77/2014 – Adaptado de [85].

Desconto aplicado na TUST/TUSD	Empreendimento	Potência Injetada (MW)
50%	Produtor independente ou autoprodutor com fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração - Vencedores de leilão de energia nova realizado a partir de 1º de janeiro de 2016, bem como autorizados a partir dessa data.	30 ≤P ≤300
	Empreendimentos com fonte solar, eólica, de biomassa ou cogeração qualificada.	≤30
	Empreendimentos a Biomassa	≤50
	Hidrelétrica com potência ≤5.000 kW, ou >5.000 kW e ≤30.000 kW, mantidas as características de PCH	≤30
80% - 10 primeiros anos e 50% - Anos subsequentes	Empreendimentos com fonte solar com entrada em operação comercial até 31/12/2017.	Sem definição

Desconto aplicado na TUST/TUSD	Empreendimento	Potência Injetada (MW)
100%	Com percentual de redução, para a produção, já estabelecido em ato autorizativo e que iniciaram a operação comercial até 31/12/2003.	Sem definição
	PCH que iniciaram sua operação comercial no período entre 01/11/1999 e 31/12/2003.	1 ≤P ≤30
	Empreendimento com fonte eólica, de biomassa ou cogeração qualificada que iniciaram operação comercial no período entre 23/04/2003 e 31/12/2003.	≤30
	Empreendimentos com insumo energético, no mínimo de 50% de biomassa - composta de resíduos sólidos urbanos e/ou de biogás de aterro sanitário ou biodigestores de resíduos vegetais ou animais, bem como lodos de estações de tratamento de esgoto.	Sem definição
100% (limitado a 30 MW)	Empreendimentos com fonte a biomassa que iniciaram a operação comercial entre 23/04/2003 e 31/12/2003 e que tenham promovido alteração da quantidade de potência injetada para além dos 30.000 kW, porém inferior a 50.000 kW, limitando-se a aplicação do desconto a 30.000 KW de potência injetada.	30 ≤P ≤50

Os citados descontos tarifários são custeados por meio da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e são repassados aos consumidores do ACL e do ACR [85]. A CDE é um fundo setorial que custeia políticas públicas do setor elétrico brasileiro com finalidade de promover no território nacional a universalização do serviço de energia elétrica [86]. Nesse sentido, a partir da publicação da MP nº 579/2012, os encargos setoriais do CDE tornaram-se centrais na discussão de modicidade tarifária. Destaca-se que, no ano de 2020 os descontos na TUST/TUSD repassados para a CDE foram de 5 bilhões de reais (R$), representando cerca de 23% do orçamento total dos custos da CDE, portanto, a segunda parcela mais onerosa do encargo. Sendo a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) a primeira da lista, com 7,5 bilhões, representando cerca de 34% do orçamento total da CDE [87].

Isto posto, no presente cenário de crise sanitária e econômica mundial causada pela pandemia da COVID-19 (SARS-CoV-2), ações estruturais para atenuar os efeitos na tarifa de energia e desonerar os consumidores vêm sendo implementadas no Brasil. Nesse sentido, a MP nº 998/2020 [31], que originou na lei nº 14.120/2021 [30], teve um papel de destaque, e para as usinas com fontes incentivadas um grande impacto, dado que na busca da racionalização dos subsídios retira, em um prazo determinado, os incentivos tarifários para agentes geradores renováveis. A lei nº 14.120/2021 [30], dispõe sobre

diversas questões. No que se refere especificamente das alterações dos descontos tarifários, alterando a lei nº 9.427 de 26/12/1996, salienta-se que: (i) os descontos continuam mantidos (até o final de vigência do contrato de concessão) para aqueles empreendimentos com fontes incentivadas que solicitarem a outorga, ou alteração de outorga, no prazo de até 12 (doze) meses, contado a partir da data de publicação de [30], isto é até 02/03/2022, e que iniciem a operação de todas as suas unidades geradoras no prazo de até 4 (quatro) anos, contados da data da outorga; e (ii) no caso de novos empreendimentos de geração hidrelétricos com potência instalada de até 30 MW, os descontos serão mantidos em 50% por 5 (cinco) anos adicionais e em 25% por outros 5 anos, contados a partir de [30].

A partir destas datas e do fim do prazo das outorgas os descontos tarifários serão descontinuados. No entanto a lei destaca ainda que o poder executivo federal irá elaborar mecanismos para consideração dos benefícios ambientais, em um prazo de 12 meses, contados a partir da publicação de [30].

2.6.2 Fim dos Incentivos Tarifários x Contratação híbrida

Assim, com a implantação da Lei nº 14.120/2021[11] acarretará um aumento significativo dos EUST a serem pagos pelos geradores com fontes renováveis. Haja vista que, mesmo com os incentivos tarifários, as Tarifas do Uso da Transmissão e Distribuição representam um dos principais custos para as usinas eólicas e fotovoltaicas conectadas ao sistema de Transmissão [10]. Conforme observado na Figura 20 [70], os valores de encargos referentes a TUST/TUSD representam cerca de 31% e 27%, no valor total de encargos e tributos a serem remunerados pelos geradores fotovoltaicos e eólicos, respectivamente, e com o fim dos descontos esse percentual será ainda maior.

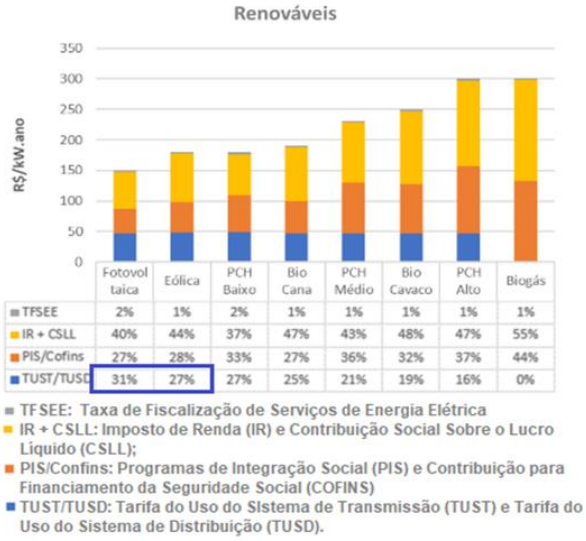

Figura 20 – Gráfico dos principais encargos e tributos de empreendimentos de geração com fontes renováveis – PDE 2030 [88]**.**

Nesse contexto, a implantação de usinas Híbridas/associadas no setor elétrico Brasileiro tem estado cada vez mais em voga, dado que sua contratação viabilizará o compartilhamento de MUST de forma otimizada, podendo assim reduzir significativamente os encargos a serem remunerados por estes agentes e, consequentemente, os custos de operação das usinas, compensando de certa forma o fim dos descontos tarifários para agentes geradores renováveis. Na seção 4.4 do Capítulo 4 - serão realizadas análises hipotéticas comparativas entre o cálculo dos encargos do uso do sistema de transmissão de uma usina híbrida/associada eólica-fotovoltaica, com um MUST único otimizado, com a extinção do incentivo tarifário e as referidas usinas contratadas de forma individualizadas, mantendo os descontos tarifários das usinas com fontes incentivadas.

Além disso, várias questões sobre a temática ainda estão em discussão, como por exemplo, a necessidade de implantação de corte automático obrigatório de geração, nos limites do MUST contratado, a implantação dos Sistemas Especiais de Proteção, mudanças na contratação do uso do sistema de transmissão de usinas novas e existentes, dentre outras. Dado a complexidade técnica-regulatória, em outubro/2020 a ANEEL abriu a primeira fase da Consulta Pública nº 61/2020 para debater com a sociedade a questão, para fins de criar um ambiente regulatório adequado para o desenvolvimento das usinas híbridas no Brasil, a qual ainda se encontra em processo de análise pela Agência.

Capítulo 3 - Metodologia

Conforme mencionado anteriormente, este trabalho visa apresentar uma proposta de análise do potencial de hibridização eólico-solar no estado brasileiro da Bahia, identificando as regiões com maior capacidade de hibridização eólica-solar, face à complementariedade dessas fontes, associado às margens de escoamento do sistema de transmissão. De acordo com [16], o estado brasileiro que apresenta a melhor complementaridade entre as referidas fontes é a Bahia. Posto isto, o presente trabalho foi elaborado a partir dessa premissa.

A metodologia empregada nesta pesquisa foi realizada em 4 etapas. Em resumo, na primeira etapa cuja metodologia encontra-se discriminada na seção 3.1, analisa a insolação/irradiação solar e vento, identificando a região do estado da Bahia com maior potencial solar e eólico. Tal análise foi feita a partir dos dados da normal climatológica obtidos no sítio eletrônico do INMET [27]. A partir dos dados obtidos foram realizadas análises gráficas (*boxplot*) e estatística multivariada de PCA.

A segunda etapa, descrita na seção 3.2, realiza a análise da margem para escoamento da geração pelo sistema de transmissão na Rede Básica do SIN, para o ano de 2024, a fim de avaliar a viabilidade de escoamento da região. O cálculo foi feito a partir dos resultados obtidos na seção 3.1, isto é, considerou-se as subestações/barramentos próximos da área que se destacou com maior potencial de geração eólica-solar. Para tanto, foi utilizado o programa ANEREDE, baseando-se nas premissas e critérios estipuladas pelo ONS e EPE na Nota Técnica nº ONS NT 0008/2021 / EPE-DEE-RE-008-r0/2021[28]. Verificou-se então as margens existentes das subestações elencadas como de maior potencial de geração eólica-solar. A partir desse resultado escolheu-se a melhor subestação considerando tanto a margem quanto o potencial eólico-solar.

Adicionalmente, de posse dos resultados detalhados na seção 3.2, isto é, o melhor ponto de conexão existente no sistema de transmissão, com margem de escoamento e grande potencial eólico-solar, foi feita uma análise de complementariedade da geração eólica e solar na região elencada. Tal análise, descrita na seção 3.3, foi feita a partir de dados de geração simulados pela EPE [29], sendo realizada tanto uma análise gráfica, quanto uma correlação de Pearson para verificar a complementariedade.

Por fim, conforme descrito na seção 3.4, realizou-se uma análise hipotética comparativa entre o cálculo dos encargos do uso do sistema de transmissão. Na análise foram avaliados 3 cenários: no primeiro deles considerou-se uma usina híbrida/associada eólica-fotovoltaica e a contratação do uso do sistema de transmissão com um MUST único otimizado, com a extinção do incentivo tarifário pela lei nº 14.120/2021 [30]. Já no segundo e terceiro cenários as referidas usinas contratadas de forma individualizadas, sendo que no segundo cenário considerou-se a extinção dos descontos tarifários e no terceiro cenário com os descontos tarifários de fontes incentivadas. De forma simplificada a Figura 21 apresenta as principais etapas em relação a metodologia aplicada neste trabalho.

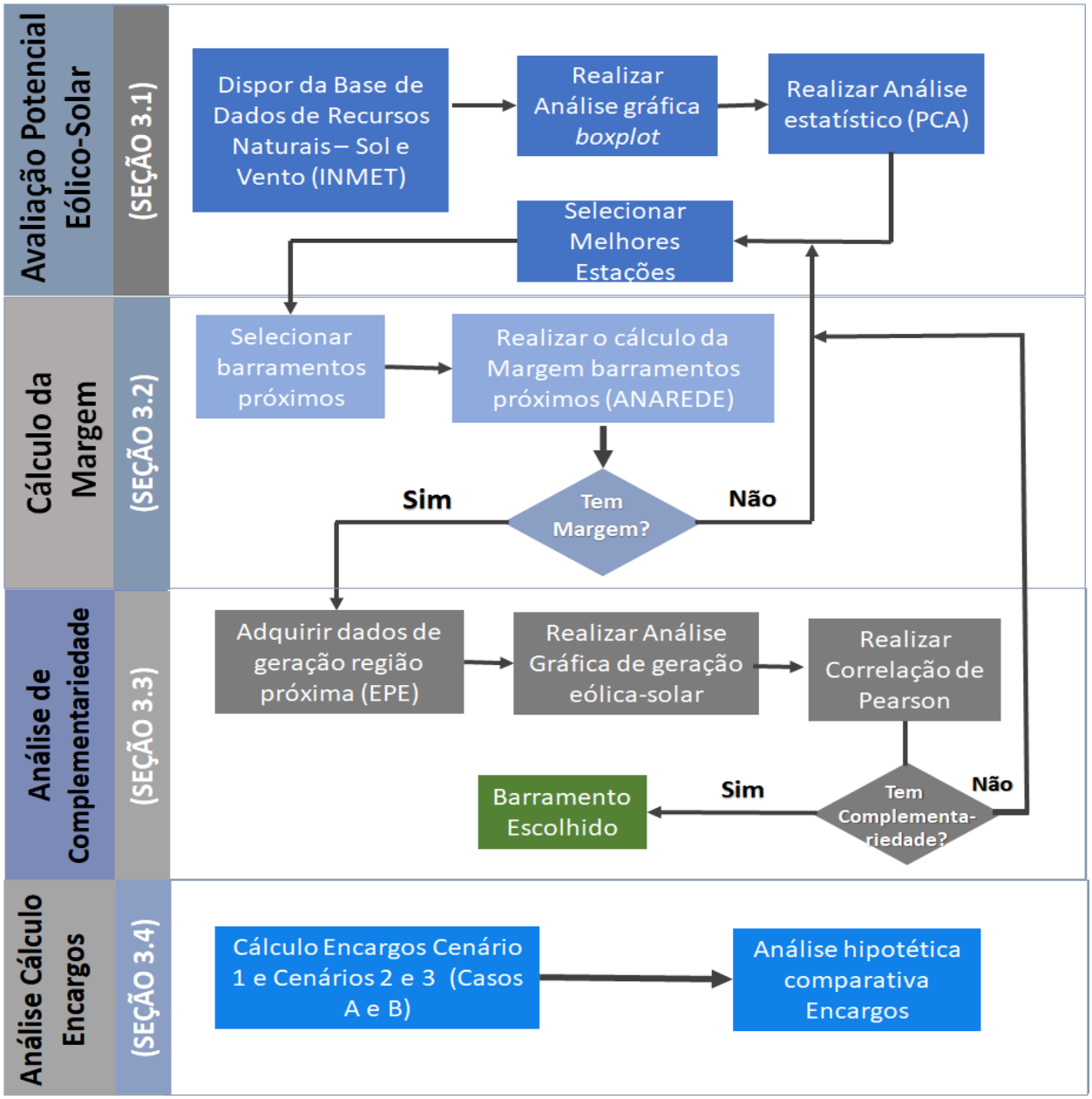

Figura 21 – Fluxograma da Metodologia do Trabalho.

3.1 Metodologia para Avaliação do Potencial Solar e Eólico da Bahia

Para fins de implantação de um parque híbrido eólico-solar, os dados reais dos recursos eólicos e solares da região são essenciais para elaboração de estudos e análise do potencial de geração. No entanto, ainda há uma dificuldade de obter dados reais certificados e medidos em campo, apesar de ser requisito para habilitação técnica nos leilões, os dados disponibilizados à EPE não são públicos. Nesse contexto, para análise desse trabalho

considerou-se o banco de dados do INMET que utiliza estações meteorológicas automáticas e convencionais, que coletam dados a partir de sensores e demais instrumentos fixados a uma altura de 10 metros, distribuídas em todo o território nacional [89].

Como o presente trabalho se limitou a estudar o estado da Bahia, foram analisadas 27 (vinte e sete) estações disponibilizadas pelo INMET neste estado, conforme apresentado na Tabela 8.

Tabela 8 – Estações (Automáticas e Convencionais) Utilizadas a partir do banco de dados do INMET [27].

Nome da Estação	Latitude	Longitude	Estado
ALAGOINHAS	-12,1483	-38,4256	BA
BARRA	-11,0833	-43,1667	
BARREIRAS	-12,1556	-45,0078	
BOM JESUS DA LAPA	-13,2514	-43,4053	
CAETITE	-14,0667	-42,4833	
CANAVIEIRAS	-15,6667	-38,9500	
CARAVELAS	-17,7392	-39,2583	
CARINHANHA	-14,2833	-43,7667	
CIPO	-11,0833	-38,5167	
CORRENTINA	-13,3322	-44,6172	
CRUZ DAS ALMAS	-12,6667	-39,0833	
GUARATINGA	-16,7333	-39,5500	
IRECE	-11,3000	-41,8667	
ITABERABA	-12,5167	-40,2833	
ITIRUCU (JAGUAQUARA)	-13,5281	-40,1197	
ITUACU	-13,8128	-41,3000	
JACOBINA	-11,1728	-40,5342	
LENCOIS	-12,5575	-41,3889	
MONTE SANTO	-10,4425	-39,3311	
MORRO DO CHAPEU	-11,2167	-41,2167	
PAULO AFONSO	-9,3667	-38,2167	
REMANSO	-9,6333	-42,1000	
SALVADOR (ONDINA)	-13,0053	-38,5058	
SENHOR DO BONFIM	-10,4667	-40,1833	
SERRINHA	-11,6330	-38,9660	
STa. R. DE CASSIA (IBIPETUBA)	-11,0160	-44,5160	
VITORIA DA CONQUISTA	-14,8830	-40,8000	

Os referidos dados são de estações meteorológicas convencionais e automáticas, são apresentados em arquivos no formato MS Excel (.xls), sendo feita a análise das médias

de velocidade de vento (m/s) e insolação total (horas) para cada mês e estação meteorológica disponível na base de dados obtida, e para o último período disponível da Normal Climatológica do Brasil calculados por 30 (trinta) anos (1981-2010). Os dados da Normal Climatológica são obtidos pelo cálculo das médias de parâmetros meteorológicos, obedecendo a critérios recomendados pela Organização Meteorológica Mundial (OMM) [27].

Adicionalmente, utilizou-se uma base de dados anuais, tendo sido considerado o ano de 2019 como referência, o qual apresenta os dados solarimétricos (radiação em kJ/m², convertido para kWh/m²) e anemométricos (com velocidade do vento em m/s), considerando os valores com discretização horária, em bases diárias. Um ponto de atenção em relação aos dados horários do INMET é que contém os valores dos parâmetros meteorológicos a partir da Coordenada de Tempo Universal (UTC), com referência no *Meridiano de Greenwich* (Inglaterra), que correspondem a 3 (três) horas a mais em relação ao horário de Brasília, sendo que no período de horário de verão 2 (duas) horas a mais. Isto posto, foi realizada a adequação e correção para o horário local.

Além disso, utilizou-se dados de geração representativos de usinas eólicas e fotovoltaicas disponibilizados pela EPE, para modelos elétricos e energéticos. Tal base utiliza dados do: i) Sistema AMA (Acompanhamento de Medições Anemométricas); (ii) a base de dados do Sistema AEGE (Acompanhamento de Empreendimentos Geradores de Energia); (iii) a base de dados do modelo de transferência radiativa cedido pelo LABREN – INPE o BRASIL-SR; (iv) a base de dados MERRA 2 (*Modern Era Retrospective Analysis for Research and Applications*). A EPE também utiliza a base de dados ERA 5, disponibilizada pelo ECMWF, no entanto não foi utilizada no presente trabalho haja vista que ela é utilizada apenas nas análises de eólicas offshore, as quais não são o foco do presente trabalho. A Tabela 9 abaixo resume os dados e as principais características de cada base de dados utilizada para estimar a geração produzida por cada tipo de usina.

Tabela 9 - Resumo de dados utilizados nos modelos elétricos e energéticos gerados pela EPE. Adaptado de [29].

Nº	Base de Dados	Parâmetros/Variáveis Utilizados	Resolução temporal	Altura (m)	Período de Análise	Quantidade de pontos
(i)	**AMA**	Medições Anemométricas e climatológicas (Habilitação usinas Eólicas leilão ACR) ▪ Velocidade do vento; ▪ Pressão ▪ Temperatura ▪ Umidade	De 10 em 10 minutos	Diferentes alturas a depender do parque eólico	De 2017 até 2019	462 estações (sendo 126 na Bahia)
(ii)	**AEGE**	Dados de projetos (Habilitação leilão ACR) de usinas eólicas e fotovoltaicas: ▪ Fator de Capacidade (FC); ▪ Modelo de Aerogerador; ▪ Fator de dimensionamento fotovoltaica.	Mensal	Não se aplica	Média de longo prazo	Parques solares: 935 e Parques Eólicos: 362
(iii)	**BRASIL-SR (LABREN/ INPE)**	Irradiação / Radiação Global Horizontal (kWh/m².dia)	Horária	Não se aplica	2006 a 2017	37 locais (sendo 7 na Bahia)
(iv)	**MERRA 2**	Velocidade do vento Temperatura Pressão Temperatura Umidade	Horária	50 m	1981 a 2019	Resolução de 50 km

3.1.1 Período Amostral

Portanto, todas as estações estudadas apresentaram dados por um período de medições maior ou igual a 12 (doze) meses, possibilitando uma análise de variações interanuais nos locais de medição. A análise de dados históricos (de 30 anos) permitiu avaliar se o ano analisado em bases horárias (2019) foi um ano atípico, se comparado aos dados médios históricos. Todos os dados anemométricos e solarimétricos analisados passaram por um processo de refinamento, validação e organização, visando eliminar possíveis distorções e/ou falhas oriundas da coleta dos dados.

3.1.1 Análise dos Dados

A partir dos parâmetros de velocidade de vento (m/s) e insolação total (horas) horas da "Normais Climatológicas" do INMET, das 27 estações meteorológicas analisadas foram elaborados gráficos do tipo *boxplot*, para fins de avaliar aquelas que apresentaram melhores índices de sol e vento.

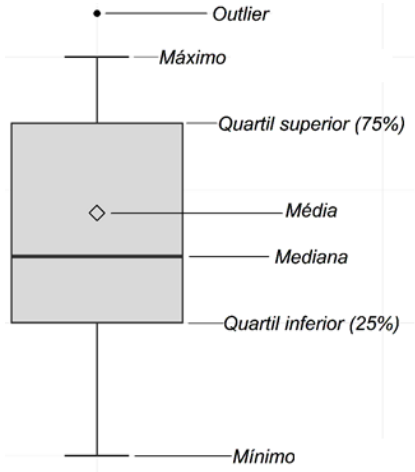

Figura 22 - Variáveis utilizadas no Gráfico tipo *Boxplot.*

Conforme apresentado na Figura 22 foram representadas no referido gráfico *boxplot* a média, sendo representada por um losango e a mediana por uma linha horizontal. Os quartis, inferior (25%) e o superior (75%), representados por uma caixa e um ponto fora da área retangular retratando os resultados *outliers*, isto é, dados que notoriamente se diferenciam dos demais, fogem da normalidade. Já a amplitude dos resultados, com as medidas de dispersão representadas pelas linhas verticais, entre o máximo e mínimo não *outlier*.

Os valores de tendência central apontam a medida em torno do qual os dados se distribuem, enquanto as medidas de dispersão indicam em qual faixa os dados se encontram, sendo a variância representada pelos resultados máximo e mínimo.

A partir dos dados obtidos, foi feita uma análise da média horária de cada dia do ano de 2019, sendo analisados com auxílio do software livre “R” para o sistema operacional Windows® e os gráficos correspondentes às grandezas mencionadas, para cada uma das estações disponíveis nos arquivos e selecionado a estação com maior potencial de sol e de vento.

3.1.2 Análise Integrada dos Parâmetros com base na PCA

Para avaliar a distribuição das variáveis (insolação total e intensidade do vento) em conjunto com os dados obtidos da normal climatológica foi realizada a análise multivariada de ordenação, a análise de componentes principais (*Principal Component Analysis* – PCA), uma técnica de análise multivariada por meio de combinações lineares, com objetivo de reduzir a variância e a covariância de um conjunto de variáveis ou dimensões [90]. A PCA também é chamada de Transformada Hotelling, ou ainda, Transformada discreta de *Karhunen-Loève* (KLT), um procedimento estatístico multivariado que estabelece, a partir de uma matriz de correlação, um conjunto de fatores ou eixos correlacionados. A projeção das amostras pode ser baseada na matriz de correlação entre os resultados brutos e os fatores da PCA. Antes de ser realizada a PCA, os resultados foram padronizados como média = 0 e desvio-padrão = 1, devido à sensibilidade da análise e à normalidade. A utilização da PCA permite a identificação da relação entre as amostras baseada nas características de cada uma delas.

O método foi descrito inicialmente por *Karl Pearson* em 1901 e posteriormente, entre 1933 e 1936, *Harold Hotelling* implementou com análises e técnicas computacionais. Na PCA as componentes normalizadas na nova base são ordenadas de modo a manter a maior parcela da variância original nas primeiras componentes. De acordo com Johnson e Wichern [90] a técnica é utilizada para fins de redução de dimensionalidade em um conjunto de dados com grandes quantidades de variáveis, tornando mais clara a correlação dos dados, auxiliando, portanto, na interpretação dos resultados.

O objetivo da análise na presente seção é tomar as variáveis como exemplo de dados de radiação, de velocidade de vento e das respectivas estações meteorológicas, e encontrar combinações dessas para produzir a melhor correlação. Assim, a título ilustrativo, sendo as variáveis representadas por X_1, $X_2, \ldots, X_n$, para encontrar combinações destas para produzir índices Z_1, $Z_2, \ldots, Z_n$. A falta de correlação significa que os índices estão medindo diferentes "dimensões" dos dados, e a ordem é tal que Var $(Z_1) \geq$Var$(Z_2) \geq \ldots \geq$ Var(Z_n), em que V ar(Z_1) denota a variância de (Z_1). Os índices Z são então os componentes principais.

O vetor X' = [X_1, $X_2, \ldots, X_n$] , sendo Σ, a matriz de covariância, com autovalores decrescentes, de modo que $\lambda_1 \geq \lambda_2 \geq \cdots \lambda_n \geq 0$ e autovetores associados e_1, e_2, $\cdots$, e_p.

$$\text{Sendo a} = \begin{bmatrix} a_1 \\ a_2 \\ \vdots \\ a_n \end{bmatrix},$$

Assim tem-se que Z é a combinação linear dos elementos do vetor X:

$$Z = a^T X = a_1X_1 + a_2X_2 + \cdots + a_nX_n$$

Considerando as combinações lineares:

$$Z_1 = a_1{}^T X = a_{11}X_1 + a_{12}X_2 + \cdots + a_{1n}X_n$$

$$Z_1 = a_1{}^T X = a_{21}X_1 + a_{22}X_2 + \cdots + a_{2n}X_n$$

$$\vdots$$

$$Z_n = a_n{}^T X = a_{n1}X_1 + a_{n2}X_2 + \cdots + a_{nn}X_n$$

Tem-se que:

Var $(Z_1) = a_i T\, \Sigma a_i$, sendo i = 1,2, $\cdots$, n.

Covar $(Z_1, Z_k) = a_i T\, \Sigma a_k$, sendo i, k= 1,2, $\cdots$, n.

Isto posto, para selecionar as componentes principais para fins de manter a proporção (P_v) da variância dos dados, $Z_1, Z_2, \ldots, Z_n$ deve atender (9)

$$\frac{\sum_{i=1}^{k} \lambda_i}{\sum_{i=1}^{p} \lambda_i} \geq P_v \qquad (9)$$

Isto é, cada componente principal Z_n representa uma proporção da variância, conforme (10):

$$\frac{\lambda_i}{\sum_{i=1}^{p} \lambda_i} \qquad (10)$$

De forma resumida, segue descrito na Figura 23 os passos de análise de componentes principais para aplicação da PCA.

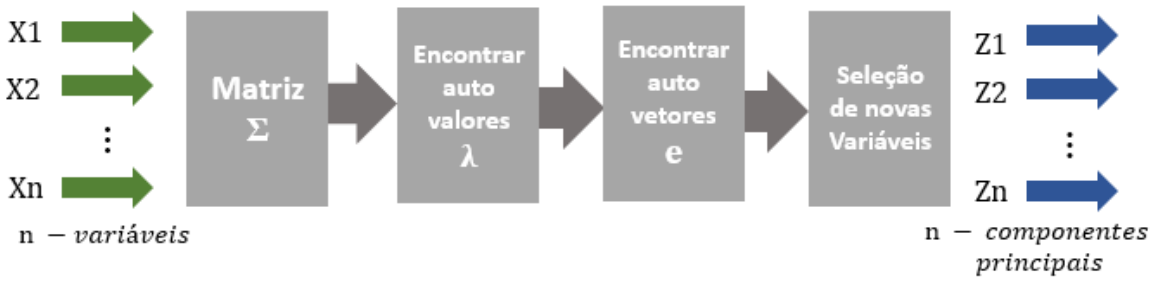

Figura 23 – Resumo Esquema de Aplicação de componentes principais – Adaptado de [91]**.**

Isto posto, os resultados da PCA geralmente são representados por meio de gráficos de dispersão, podendo avaliar o padrão de distribuição, identificação de dados próximos ou distantes, sendo, portanto, uma ferramenta importante na análise de dados.

3.2 Metodologia para Cálculo da Margem de Transmissão

As análises de margem podem ser realizadas a partir de diversos métodos, técnicas determinísticas, probabilísticas, utilizando otimização, entre outras. No entanto, de modo geral a teoria do fluxo de potência é utilizada no processo de análise, conforme as equações baseadas no método *Newthon Raphson* [92].

A experiência brasileira no cálculo de margem do sistema de transmissão foi iniciada em 2013, a partir do conceito de leilões de margem no ACR [92]. Isto posto, em um período anterior à realização de um leilão de energia que utiliza o critério de margem de transmissão, é publicada de forma conjunta entre o ONS e EPE, uma primeira nota técnica (Nota Técnica 01) que divulga a metodologia, os critérios e premissas para fins de cálculo da margem remanescente para fins de escoamento de injeção de potência do sistema de transmissão do SIN. Na sequência, ainda anteriormente a realização do Leilão, o ONS publica uma segunda nota técnica (Nota Técnica 02), na qual apresenta dados sobre os quantitativos da capacidade remanescente para fins de escoamento dos barramentos candidatos, subáreas e áreas do SIN no horizonte do leilão, com base nas premissas da Nota Técnica 01. Ambas as notas técnicas são publicadas nos sítios eletrônicos do ONS, EPE e da ANEEL, em data estabelecida em cada Portaria do MME, específica de cada leilão. Nesta ocasião, são ainda publicados os casos de referência utilizados, bem como dados sobre a geração considerada, com suas respectivas características.

A proposta tem como premissa realizar o cálculo da máxima injeção de potência em um ponto do sistema sem que ocorram violações, isto é, tanto em operação normal (N) quanto em operação de emergência (N-1). Esta premissa tem como objetivo, garantir a robustez sistêmica quando da perda de qualquer elemento da rede de transmissão estudada, de modo que não sejam necessárias, por conta da geração adicional, ampliações

e reforços no sistema de transmissão do SIN [64], respeitando assim a capacidade remanescente do sistema para fins de escoamento de geração.

A capacidade remanescente do sistema de transmissão é calculada por meio de resoluções de equações de fluxo de potência nas barras a serem analisadas. O critério de parada baseia-se na violação dos limites de capacidades de transmissão e de tensão dos barramentos da rede, bem como de geração.

Assim o presente trabalho utiliza os resultados obtidos em 3.1, no qual foram associados, de acordo com os dados georreferenciados [93], as subestações/barramentos próximos existentes das estações meteorológicas, que apresentaram melhores relações entre a vento e sol. Com base nesses barramentos candidatos, foi realizada a análise da margem para escoamento da geração pelo sistema de transmissão na Rede Básica do SIN para o ano de 2024, a fim de avaliar a viabilidade de escoamento de cada região. A referida análise avaliou a capacidade de escoamento de geração existente na região, isto é, a capacidade remanescente do SIN pela Rede Básica, demais Instalações de Transmissão (DIT) e/ou Instalação de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada (ICG), considerando as premissas e critérios estipuladas pelo ONS e EPE na Nota Técnica nº 0008/2021/ EPE-DEE-RE-008-r0/2021 [28]. A metodologia proposta pelo ONS e pela EPE indica três níveis de análise: Área, subárea e barramento candidato, conforme apresentado na Figura 24.

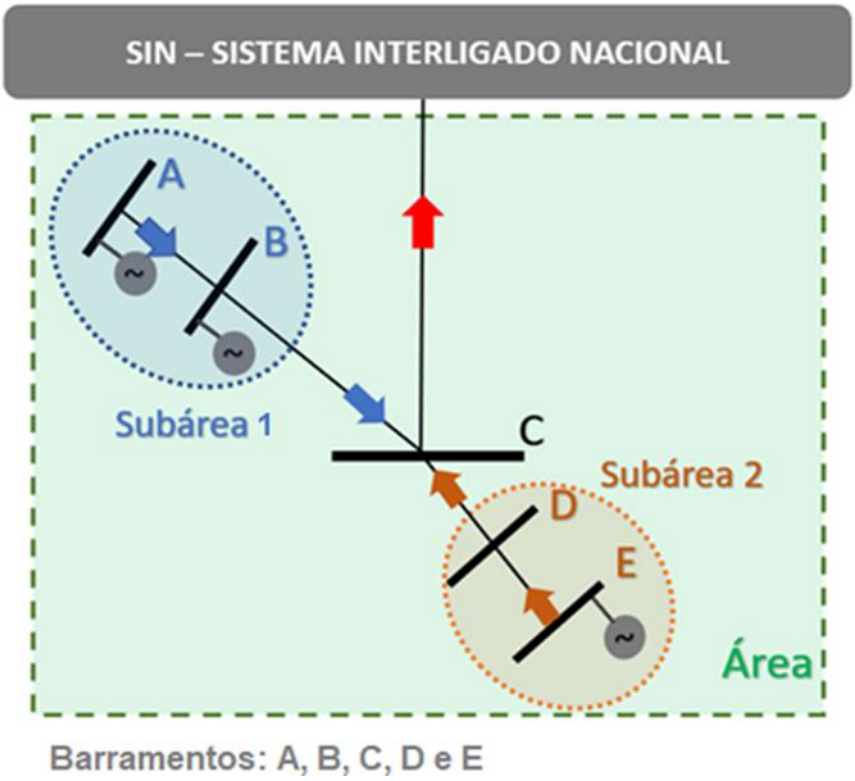

Figura 24 – Sistema hipotético para cálculo da Margem – Adaptado de [76]**.**

Área é conjunto de Subáreas que concorrem pelos mesmos recursos de transmissão; A Subárea, o conjunto de barramentos candidatos; e os Barramentos Candidatos são os possíveis pontos de conexão da Rede Básica, DIT ou ICG, no qual empreendimentos de geração acessam a rede de transmissão do SIN, seja de forma indireta, isto é, por meio de conexão no sistema de distribuição, ou de forma direta ao sistema de transmissão. Cabe destacar que este barramento pode ou não ter uma geração existente, em que se estuda a conexão de um novo gerador com uma injeção adicional [28].

Na Figura 24 é apresentado um caso hipotético, no qual verifica-se que os barramentos candidatos A e B formam a subárea e concorrem pelo mesmo sistema de transmissão, dado que as subestações A, B e têm geração existente. Adicionalmente, as Subáreas 1 e 2 constituem a Área, compartilhando o sistema de transmissão para fins de escoamento de geração via barramento C. Essa representação ilustra como fluxos elétricos podem dificultar e gerar congestionamento no sistema de transmissão, que concorre pelo escoamento da potência, e impedir novos usuários de injetarem na rede.

Em razão disso, deve ser calculada a margem do sistema de transmissão. Para tal, determina-se a máxima injeção de potência que o sistema de transmissão é capaz de

suportar, sem que haja violações de fluxo de potência ou de tensão na região em análise, tanto em condições normais de operação (N), quanto em situações de contingência simples (N-1), isto é, quando da perda de qualquer elemento da rede de transmissão monitorada.

De acordo com o Submódulo 2.3 dos procedimentos de rede [94], os estudos de fluxo de potência são efetuados para verificar o comportamento do sistema elétrico em regime permanente. Desse modo, são avaliados os níveis de tensão nos barramentos, tal qual carregamentos das linhas, transformadores e demais elementos da rede de transmissão, considerando uma condição de geração e carga, e para uma determinada configuração do sistema de transmissão. Para tal observam-se as capacidades operativas de curta e de longa duração dos equipamentos da rede elétrica, tal qual os níveis de tensão, para fins de cumprimento dos requisitos estabelecidos nos Procedimentos de Rede. O valor da margem de transmissão é definido como sendo o mais restritivo entre todas as máximas injeções e cenários analisados em todas as combinações.

Desse modo, a capacidade de escoamento foi calculada a partir de um processo de incrementos sucessivos de geração, no programa computacional ANAREDE, software de análise de redes elétricas desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Eletrobras Cepel). Para tal, de acordo com [28], a análise foi realizada de forma coordenada começando pelo cálculo da capacidade remanescente de escoamento no nível de barramento, na sequência pela subárea e por fim pela área.

3.2.1 Premissas para o Cálculo da Margem

Após a escolha dos barramentos a serem avaliados, no presente caso aqueles barramentos que se localizam geograficamente próximos das estações meteorológica que apresentaram bons índices de sol e de vento (partir dos resultados obtidos em 3.1), deve-se obter o caso base do ANAREDE. Deve ser utilizado o caso do PAR-PEL mais atual disponibilizado pelo ONS em sua base de dado, neste trabalho foi utilizado o PAR/PEL 2021-2025, correspondente ao mês de dezembro de 2024. Os cenários de referência a serem utilizados variam de acordo com a região do barramento a ser avaliado, e são indicados em [28], assim como a configuração da geração e da transmissão. Os níveis de despacho de potência de todas as usinas a serem consideradas são indicados de acordo com o tipo de fonte e com o cenário de referência.

De posse dessas informações, deve-se alterar a geração das usinas conectadas na subestação a qual pertence o barramento candidato em análise, de forma a considerar 100% do despacho de toda potência dos empreendimentos existentes e futuros previstos conectados na subestação no qual pertence o barramento candidato em análise.

Essa informação é obtida por meio de uma relação de usinas disponibilizada pelo ONS juntamente ao caso base. As demais usinas são consideradas conforme os cenários de referência, tendo em conta as datas informadas nos processos de acesso junto ao ONS, e CUST assinados. Para as obras de transmissão outorgadas são consideradas as datas de tendência alinhadas em Reunião de Monitoramento da Expansão da Transmissão do DMSE – Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico.

Assim, foram realizadas as referidas análises em todas as barras candidatas do estado da Bahia, e registrados os valores de máxima injeção calculados, de acordo com os diferentes cenários e períodos, considerando o barramento, subárea e área. Nesse sentido, foram considerados os seguintes cenários de referência:

a) ***Cenário 1***: Nordeste Exportador - Patamar de Carga Leve de verão de 2024, com ênfase em geração eólica.

Sendo os despachos nas usinas da região geoelétrica Nordeste:

- 80% nas usinas eólicas do interior[1] do Nordeste;
- 60% nas usinas eólicas no litoral[1] do Nordeste;
- 30% nas usinas solares fotovoltaicas;
- 22% nas usinas hidrelétricas;
- Até 82% das usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito, isto é, limite de disponibilidade do parque térmico, considerando o valor de inflexibilidade ou de despacho por razões elétricas.

Sendo os despachos nas usinas da região geoelétrica Norte:

- 80% nas usinas eólicas do interior[1] do Nordeste;
- 60% nas usinas eólicas no litoral[1] do Nordeste;
- 30% nas usinas solares fotovoltaicas;
- 33% nas usinas hidrelétricas;

[1] Foram consideradas usinas eólicas localizadas no litoral aquelas que estão instaladas em raio de até 30 km do litoral e em elevações não superiores a 100 metros do nível do mar. As demais são consideradas localizadas no interior.

- Até 89% das usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito, isto é, limite de disponibilidade do parque térmico, considerando o valor de inflexibilidade ou de despacho por razões elétricas.

b) ***Cenário 2:*** Nordeste Exportador - Patamar de Carga Média de verão de 2024, com ênfase em geração eólica.

Sendo os despachos nas usinas da região geoelétrica Nordeste:

- 75% nas usinas eólicas do interior[1] do Nordeste;
- 75% nas usinas eólicas no litoral[1] do Nordeste;
- 90% nas usinas solares fotovoltaicas;
- 22% nas usinas hidrelétricas;
- Até 82% das usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito, isto é, limite de disponibilidade do parque térmico, considerando o valor de inflexibilidade ou de despacho por razões elétricas.

Sendo os despachos nas usinas da região geoelétrica Norte:

- 75% nas usinas eólicas do interior[1] do Nordeste;
- 75% nas usinas eólicas no litoral[1] do Nordeste;
- 90% nas usinas solares fotovoltaicas;
- 33% nas usinas hidrelétricas;
- Até 89% das usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito, isto é, limite de disponibilidade do parque térmico, considerando o valor de inflexibilidade ou de despacho por razões elétricas.

c) ***Cenário 3:*** Norte Exportador para o Nordeste - Patamar de Carga Média de verão de 2024.

Sendo os despachos nas usinas da região geoelétrica Nordeste:

- 25% nas usinas eólicas do interior[1] do Nordeste;
- 30% nas usinas eólicas no litoral[1] do Nordeste;
- 90% nas usinas solares fotovoltaicas;
- 22% nas usinas hidrelétricas;
- Até 82% das usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito, isto é, limite de disponibilidade do parque térmico, considerando o valor de inflexibilidade ou de despacho por razões elétricas.

Sendo os despachos nas usinas da região geoelétrica Norte:

- 25% nas usinas eólicas do interior[1] do Nordeste;
- 30% nas usinas eólicas no litoral[1] do Nordeste;
- 90% nas usinas solares fotovoltaicas;
- Até 92% nas usinas hidrelétricas;
- Até 89% das usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito, isto é, limite de disponibilidade do parque térmico, considerando o valor de inflexibilidade ou de despacho por razões elétricas.

No que tange aos valores em percentual [%] de despacho das usinas, concerne a potência instalada das usinas. Cabe destacar que, os cenários de referência para as análises feitas são os cenários de geração, considerando avaliações eletroenergética, reproduzindo cenários críticos, apresentando relevância para escoamento da geração contratada.

Isto posto, foram estipulados pelo Operador percentis da curva de permanência de geração eólica e fotovoltaica. O valor considerado para o despacho de geração eólica e fotovoltaica, no cenário Nordeste Exportador e Norte Exportador para o Nordeste, foi definido com base no histórico bianual de acompanhamento do ONS, conforme gráficos apresentados nas Figura 25 a Figura 27

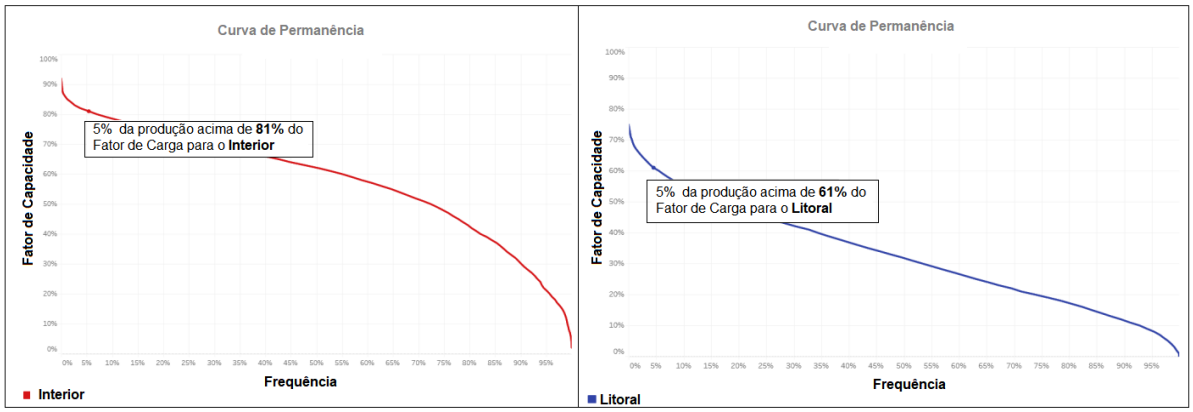

Figura 25 - Gráfico da Curva de Permanência da Geração Eólica para o Subsistema Norte/Nordeste, considerando um Risco de 5% (Carga Leve) Para o Interior e Litoral – Adaptado de [28]**.**

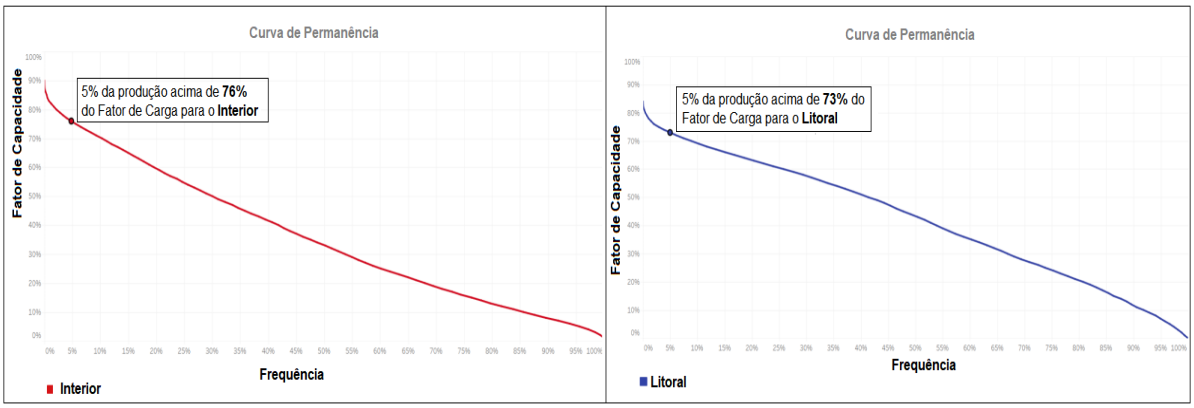

Figura 26 - Gráfico da Curva de Permanência da Geração Eólica para o Subsistema Norte/Nordeste, considerando um Risco de 5% (Carga Média) Para o Interior e Litoral – Adaptado de [28]**.**

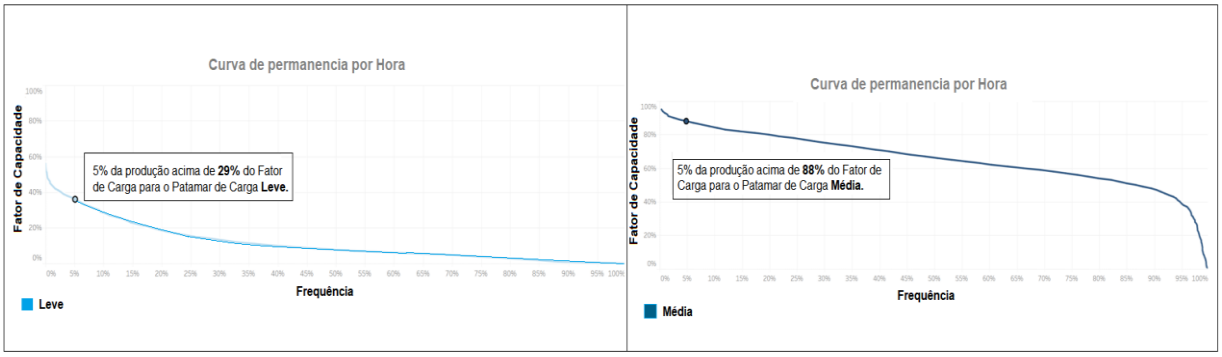

Figura 27 - Gráfico da Curva de Permanência da Geração Fotovoltaica para o Subsistema Norte/Nordeste, considerando um Risco de 5% (Carga Leve e Média) – Adaptado de [28]**.**

Ademais, nas análises realizadas foram considerados limites de curta e longa duração dos equipamentos de transmissão declarados no Contrato de Prestação de Serviço de Transmissão (CPST) e, no caso das DIT os valores informados pelas transmissoras no âmbito dos estudos do Plano de Ampliações e Reforços (PAR) do ONS. Não foram considerados os fatores limitantes, ou seja, fator que impede um equipamento atingir um limite operacional superior ao estabelecido de projeto, que sejam capazes de serem eliminados até 31 de dezembro do ano de 2024.

Os critérios e requisitos estabelecidos nos Procedimentos de Rede [95], especialmente os referentes ao fator de potência e aos limites de tensão e carregamento, em regime permanente e dinâmico deverão ser atendidos. No que se refere ao critério de confiabilidade de linhas de transmissão e transformadores da Rede Básica e fronteira, considera-se a contingência (N-1), excetuando-se os seguintes casos, nos quais serão considerados o critério N:

- No caso da conexão em ICGs;
- No caso da conexão em subestações da Rede Básica atendidas por apenas um circuito de transmissão, um único transformador.

Depois de realizar todos esses ajustes nos casos a serem analisados, determina-se o quantitativo da capacidade remanescente, que será determinado pela alocação adicional de geração no barramento candidato até que se verifique violação de um dos requisitos ou critérios, em condição de operação normal ou em contingência simples.

Cumpre salientar que não foram considerados nos barramentos analisados as limitações de curto-circuito que possam ocorrer a partir da conexão de futuros agentes de geração. No entanto, evidencia-se a partir dos resultados dos últimos leilões de margem que não foram identificadas limitações da margem em função do nível de curto-circuito.

As questões associadas a viabilidade de conexão física (espaço de novos bays e conexões de linha) nas subestações para acesso de novos empreendimentos nos barramentos candidatos é essencial para apresentar resultados conclusivos das análises de margem. Portanto, de acordo com [28], a EPE consultou as transmissoras para avaliar a possibilidade nos barramentos candidatos, indicados pelos empreendedores no ato de cadastramento do LEN A-3/2021, a classificação dos barramentos foi classificada em:

i) Tipo A: Barramento com possibilidade para novas conexões;
ii) Tipo B: Barramento sem possibilidade para novas conexões, isto é, inviabilidade técnica e/ou física.

3.3 Metodologia para estimativa energética e sua complementariedade.

A partir dos resultados das metodologias aplicadas nas seções 3.1 e 3.2. foram considerados regiões próximas as estações meteorológicas e barramentos que apresentaram os melhores recursos de sol e vento e com margem de escoamento de transmissão. Nesse sentido, foram feitas estimativas energéticas a partir dos critérios estabelecidos EPE [29], explicados a seguir, na seção 3.3.1. A partir dessa análise, avaliou-se na seção 3.3.2 a complementaridade das gerações eólica-fotovoltaica.

3.3.1 Análise de Geração Eólica e Solar

Tanto para a geração eólica, quanto para a fotovoltaica, foi utilizada a metodologia aplicada pela EPE em [29] para fins de simulações para estimativas energéticas, os dados simulados foram normalizados no sistema "por unidade" (sistema p.u.). Os arquivos utilizados encontram-se disponíveis em formato MS Excel (.xls) (Fotovoltaica.xlsx e Eolica_10_min.xlsx) no site da EPE [29].Cumpre destacar que, foi utilizada o arquivo de geração com base nos dados da EPE haja vista que, os dados de velocidade de vento (m/s) do INMET foram coletados em estações metrológicas com uma altura de 10 m, não sendo portanto, conforme as alturas das torres eólicas, que geralmente medem entre 80 m a 150 m acima do nível do solo [10]. Já nos dados da EPE [29], foram coletados a partir de torres eólicas existentes de diferentes alturas, sendo assim mais realista. Na análise de tais dados foram considerados as seguintes regiões próximas as estações meteorológicas e barramentos que apresentaram os melhores recursos de sol e vento e com e margem de escoamento de transmissão (a partir das metodologias aplicadas em 3.1e 3.2). A lista de localidades simuladas é apresentada na Tabela 10.

Tabela 10 – Relação de localidades simuladas para fins de simulações energéticas.

Tipo de Geração	Município (BA)	Latitude (º)	Longitude (º)
Fotovoltaica	Oliveira dos Brejinhos	-12,32	-42,61
Eólica	Gentio do Ouro	-11,28	-42,66

Considerando que cada região possui diferentes quantidades de parques solares e eólicos (instalados ou apenas contratado), foram atribuídos diferentes pesos, de acordo com [29].

No caso da geração fotovoltaica os dados horários de temperatura do MERRA 2 e irradiação global horizontal do BRASIL-SR (LABREN/INPE) foram simulados com auxílio do programa *System Advisor Model* (SAM) [29]. Considerando que o SAM possui entrada de dados anual realizou-se os cálculos dos 12 (doze) anos de cada localidade separadamente após a análise de falhas e cálculo da irradiação difusa, simulou-se então a produção horária para cada localidade. No caso dos nos bissextos, excluiu-se o dia 29/02. O referido programa realiza o cálculo as perdas tais como perda por temperatura do módulo, eficiência do inversor e ângulo de incidência solar. Também tem opção de inserir

esses valores manualmente as quais foram estipuladas a partir de valores típicos encontrados nos projetos atuais, similares aos encontrados na base de dados AEGE. As características técnicas e configurações dos geradores fotovoltaicos considerados nas simulações são apresentados na Tabela 11.

Tabela 11 – Características técnicas e arranjos dos equipamentos utilizados para simular dados energéticos de usina fotovoltaica – Adaptado de [29].

Módulos		Arranjo		Inversores	
Tipo de célula:	Silício monocristalino	Módulos em série:	24		
Dimensões:	1.000 x 1.960 x 40 mm	Séries em paralelo:	444		
Potência nominal máxima:	375 W	Potência CC total:	3,997 MW	Potência CA:	3,109 MW
Eficiência do módulo:	19,02%	Fator de dimensionamento:	0,78		
		Estrutura:	Rastreamento 1 eixo		

Já para as eólicas, as simulações de geração foram realizadas com base nos dados médios de velocidade de vento do AMA de 10 em 10 minutos. A partir das curvas de potência dos geradores estima-se a geração de um único gerador posicionado no local das medições. Segundo a EPE [29] essa geração pode ser ordenada pelo número de aerogeradores de cada parque, e apesar de simples apresenta resultados robustos e coerentes para estudos. As características técnicas dos aerogeradores considerados nas simulações são apresentadas na Tabela 12.

Tabela 12 - Características técnicas dos aerogeradores utilizados para simular dados energéticos de usina eólica– Adaptado de [29].

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

A partir dos dados de geração eólica e fotovoltaica de cada região de análise foram plotadas curvas de geração em p.u. em bases horárias (0h até 23h) de ambas as fontes, tendo realizado a média horária para todos os anos simulados. Após o cálculo de energia individual de cada fonte foi realizado uma análise do somatório das gerações eólica e fotovoltaica, simulando uma geração híbrida na região de análise.

3.3.2 Análise de Complementariedade

Para fins de quantificar, subsidiar e aferir o grau de complementariedade entre a geração das fontes eólica e solar foi realizada um estudo de correlação entre as fontes, utilizando o coeficiente de correlação de Pearson (r), que é uma medida de associação linear entre diversas variáveis, calculada a partir da equação (11) [96].

$$r = \frac{\sum_{i=1}^{n}[\,(X_i - \overline{X}_i)(Y_i - \overline{Y}_i)]}{\sqrt{\sum_{i=1}^{n}[\,(X_i - \overline{X}_i)^2} \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^{n}[\,(Y_i - \overline{Y}_i)^2}} \tag{11}$$

Sendo que:

n = Número de elementos analisados;

X_i = é o elemento referente a variável X;

Y_i = é o elemento referente a variável Y;

$\overline{X}_i$ *e* $\overline{Y}_i$ *indicam as médias dessas grandezas*, isto é:

$\overline{X}_i = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} X_i$ e $\overline{Y}_i = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} Y_i$.

Para realizar a interpretação dos resultados deve-se entender que o coeficiente de correlação *Pearson* varia de -1 a 1. Quando há uma correlação positiva indica que valores crescentes de X estão associados a valores crescentes de Y, já para a negativa ocorre de maneira oposta, isto é, para valores crescentes de X estão associados a valores decrescentes de Y e vice-versa. Uma correlação perfeita acorre nos extremos, isto é, -1 ou 1, e uma correlação de valor zero indica que não há relação linear entre as variáveis [96].

Isto posto, para fins de analisar se há complementariedade entre as gerações eólica e fotovoltaica na região escolhida é necessário que haja uma correlação negativa e idealmente mais próxima de -1. Nessa perspectiva, a correlação foi calculada para cada

horário e dia dos nos anos estudados, e em seguida uma média das correlações foi obtida e foram feitas análises gráficas para verificar se a região escolhida apresenta complementariedade.

3.4 Metodologia de Análise do cálculo dos EUST comparativo.

Essa etapa baseia-se em realizar uma análise hipotética comparativa entre o cálculo dos encargos do EUST de usinas eólica-fotovoltaica, considerando a complementariedade entre as fontes. Os encargos do uso do sistema de transmissão são calculados em base mensal, a partir da fórmula (6), ou seja, da multiplicação da TUST pelo maior valor de entre o MUST contratado e verificado por medição, por ponto de conexão, independentemente do efetivo uso do sistema [81]. Nessa perspectiva, na presente análise, foi considerado além dos cenários possíveis de serem contratados, de acordo com a REN nº 666/2015 [83], um cenário hipotético de contratação híbrida/associada, os quais foram considerados em todas as análises os seguintes critérios:

- A hibridização apenas de novas usinas (com novas outorgas);
- Usinas conectadas no mesmo ponto de conexão/contratação;
- O valor da TUST utilizado foi de 5 R$/kW e o desconto aplicado de 50%, isto é, $TUST_{INCENT}$ de 2,5 R$/kW;
- Foi considerado o *curtailment*, isto é, caso a geração do somatório das usinas ultrapasse o montante contratado há o corte de geração, impossibilitando assim, nos cálculos a ultrapassagem de demanda, calculados via (7).
- Ademais, foram avaliados alguns cenários, descritos a seguir:

a) ***Cenário 1:*** Uma usina híbrida ou associada, ou seja, com contratação do uso do sistema de transmissão de um $MUST_{híbrido}$ único otimizado, considerando ainda a extinção do incentivo tarifário pela lei nº 14.120/2021 [30] (TUST de 5 R$/kW);

b) ***Cenário 2***: As usinas contratadas de forma individualizadas, considerando tal qual o Cenário 1 a extinção dos descontos tarifários de fontes incentivadas (TUST de 5 R$/kW);

c) **Cenário 3:** As usinas contratadas de forma individualizadas, mantendo os descontos tarifários das usinas com fontes incentivadas, conforme regulamentação vigente (TUST de 2,5 R$/kW).

Para os Cenários 2 e 3 foram feitas duas análises (caso A e B):

Caso A: Considerou-se uma usina eólica e fotovoltaica, com respectivamente 100 MW e 50 MW de potência líquida;

Caso B: Considerou-se uma usina eólica e fotovoltaica, com 100 MW de potência líquida cada.

Já para o Cenário 1 foram realizadas análises considerando as contratações híbridas/associadas, sendo que para o Caso A (i) os EUST foram calculados com o $MUST_{híbrido}$ de 100 MW até 150 MW e para o Caso B (ii) de 100 MW até 200 MW, com o montante variando de 10 em 10 MW, sendo fixado o valor de 100 MW para a eólica e variando apenas a contratação da fotovoltaica, conforme ilustrado na Figura 28 e Figura 29.

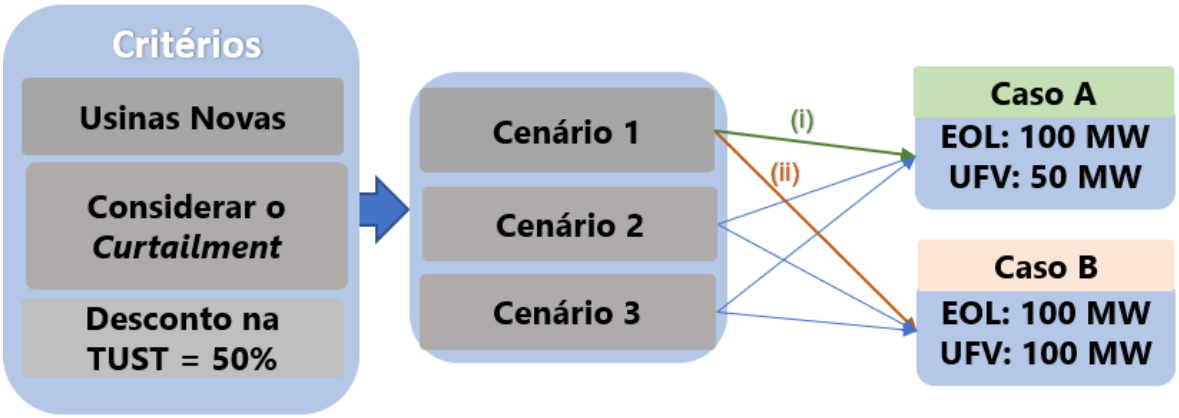

Figura 28 – Diagrama Resumido sobre a metodologia aplicada na comparação do cálculo do EUST.

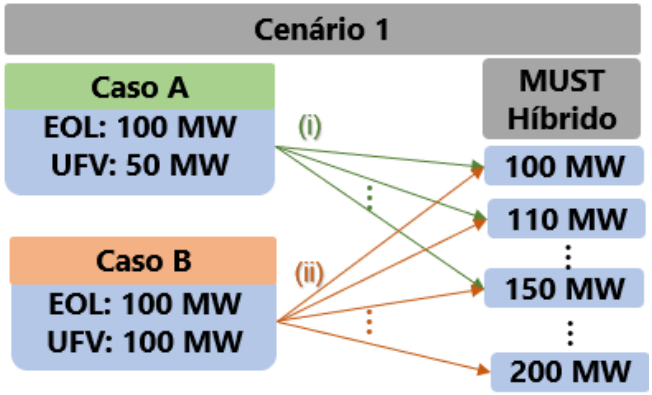

Figura 29 - Diagrama Resumido sobre a metodologia aplicada na comparação do cálculo do EUST Cenário 1, casos A e B.

Capítulo 4 - Estudo de Caso

Nesse capítulo são apresentados os principais resultados da metodologia proposta. Tal capítulo foi divido em 4 seções, a primeira apresenta os resultados das regiões da Bahia que tiveram maior potencial de geração eólica e solar. Em seguida, a partir dos resultados da seção 1 escolhe as subestações, com coordenadas geográficas próximas, realiza uma análise de margem para fins de escoamento no sistema de transmissão e, a partir dos resultados elege a melhor subestação para fins de conexão. De posse dos resultados da seção 2, é feito na seção 3 uma análise de complementariedade entre as gerações para fins de verificar se há complementaridade entre as gerações. Por fim, é feita uma análise comparativa hipotética dos encargos do uso do sistema de transmissão de uma usina híbrida/associada eólica-fotovoltaica, com a extinção do incentivo tarifários e as usinas contratadas de forma individualizadas, com e sem a extinção dos incentivos tarifários.

4.1 Regiões da Bahia com maior Potencial de geração Eólica e fotovoltaica

A partir dos dados obtidos da Normal Climatológica do Brasil calculados por 30 (trinta) anos (1981-2010), foram elaborados gráficos *boxplot* com objetivo de avaliar a variação anual (de janeiro a dezembro) dos dois parâmetros analisados, ou seja, de

insolação total (horas) e velocidade de vento (m/s), para as 27 estações amostrais analisadas da Bahia.

Em relação à velocidade de vento (m/s) a variação foi de 1,20 (meses: janeiro a março – julho; Estação – BOM JEUS DA LAPA) a 4,8 (meses: agosto; e setembro; Estação - CAETITÉ), apresentando como média total 2,69 ± 0,8. Ressalta-se que a estação CAETITÉ apresentou a maior média dentre as 27 estações analisadas, de 4,02 ± 0,54 (m/s). Já estação de IRECE apresentou a segunda maior média, com 3,91 ± 18,50 (m/s), conforme Figura 30.

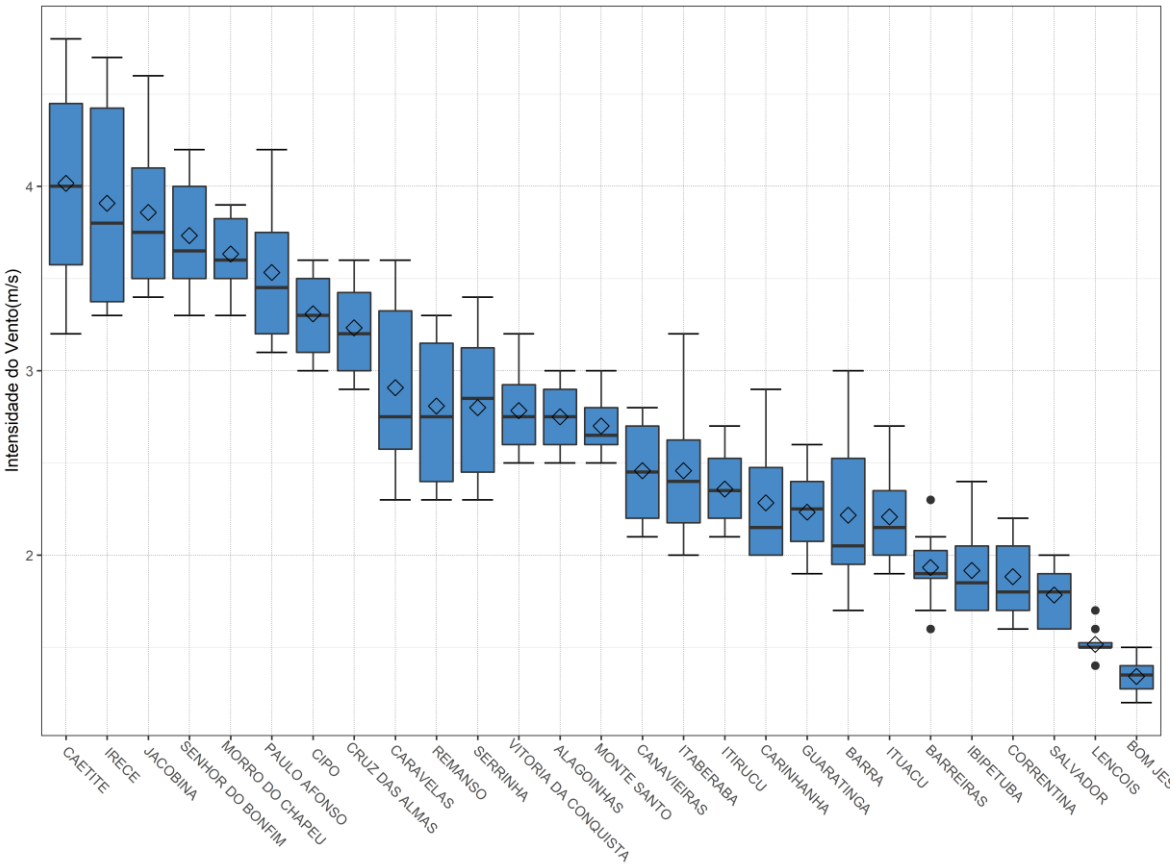

Figura 30 - Diagrama *Boxplot* de Velocidade de vento (m/s) em 10 metros de altura das 27 estações BA (INMET) - Elaboração própria.

No que tange a insolação total (horas) para as 27 estações, a variação de 123,70 (Mês – julho; Estação - SERRINHA) a 309,10 (Mês - Agosto; Estação - BARRA), apresentando como média total 212,46 41 ± 38,08 insolação total (horas). Cumpre destacar que a estação BARRA apresentou a maior média dentre as 27 estações analisadas, com 261,13 ± 28,93 de insolação total (horas). Já a estação de IRECE

apresentou a quinta maior média, com 247,81 ± 18,50, e a estação de CAETITÉ a décima maior média, com 221,59 ±21,89, conforme observado na Figura 31.

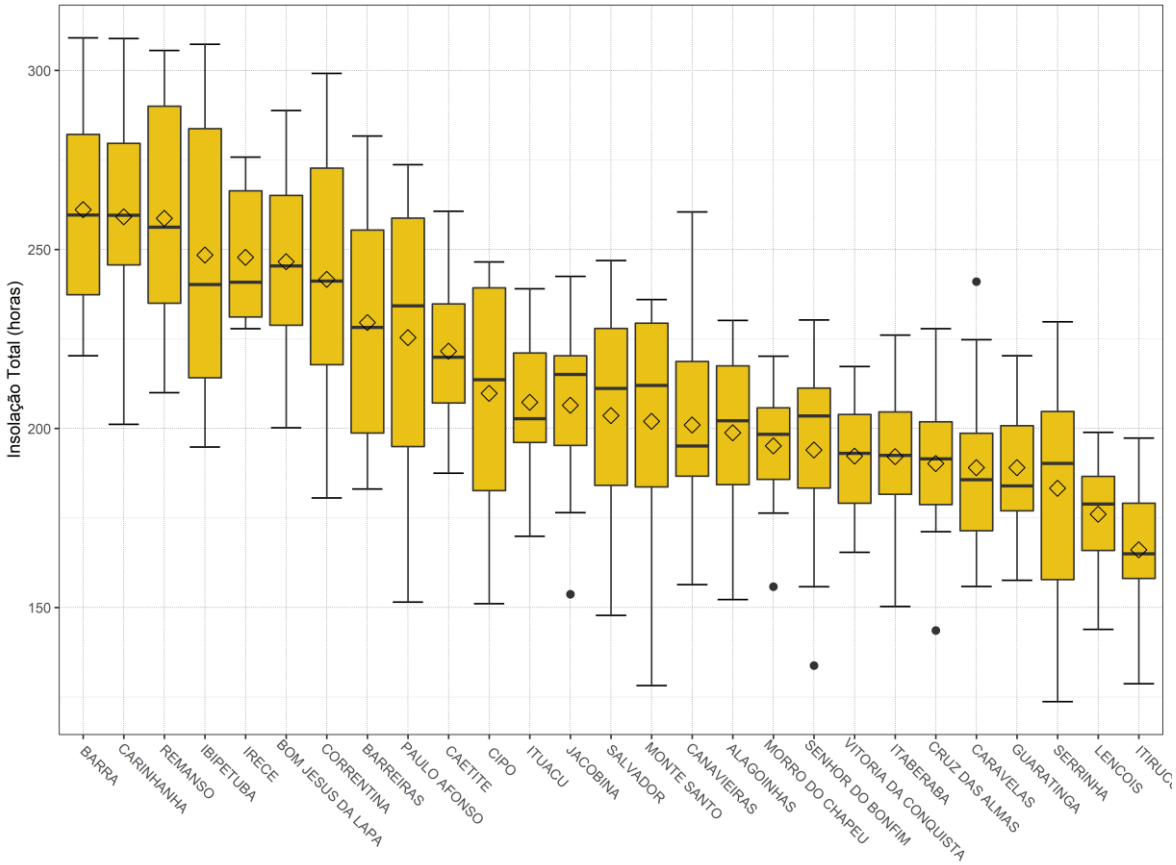

Figura 31 – Diagrama *Boxplot* da Insolação (horas) das 27 estações BA (INMET) - Elaboração própria.

No entanto, avaliando os dois parâmetros, de velocidade de vento e de insolação total, tanto a estação de BARRA quanto a estação CAETITÉ apresentaram, respectivamente, uma média histórica anual de velocidade de vento e de insolação não tão expressivas. Isto mostra que para se encontrar a região na qual seja factível a hibridização das fontes não basta apenas que tal região estudada apresente a maior média de vento ou insolação separadamente, mas é fundamental que ambas as variáveis sejam abundantes, justificando, portanto, o mínimo requisito técnico para início dos estudos para implantação da usina.

4.1.1 Análise Integrada Sol e Vento

Para avaliar a distribuição das variáveis, insolação total e intensidade do vento, foi realizada a análise de componentes principais – PCA (*Principal Component Analysis*). Técnica de análise multivariada por meio de combinações lineares, com objetivo de reduzir a variância e a covariância de um conjunto de variáveis ou dimensões [90], um procedimento estatístico multivariado que estabelece, a partir de uma matriz de correlação, um conjunto de fatores ou eixos correlacionados. Nesse sentido, foi realizada a PCA, com base nos resultados dos 02 (dois) elementos analisados, vento (m/s) e insolação total (horas), em 27 (vinte e sete) estações, totalizando de 54 (cinquenta e quatro) análises. A técnica é utilizada para fins de redução de dimensionalidade, em um conjunto de dados com grandes variáveis, tornando mais clara a correlação dos dados, auxiliando, portanto, na interpretação dos resultados para fins da análise dos resultados obtidos. A PCA é apresentada como o plano entre dois fatores gerados durante a análise.

Na Figura 32 verifica-se que o fator 1 foi responsável por 54,88% da variância total e apresentou correlação positiva com a Intensidade do Vento. Em contrapartida, correlacionado inversamente a esse fator apresenta-se a Insolação Total. Já o fator 2 foi responsável por 45,12% da variância total, se correlacionando negativamente com ambas as variáveis analisadas (Insolação Total e Intensidade de Vento).

O posicionamento das amostras no plano do PCA corroborou com observado por meio das análises do gráficas *boxplot* supracitados (conforme Figura 30 e na Figura 31).

A partir da análise do fator 2 evidencia que as amostras foram divididas em dois grupos. Positivamente relacionadas com o fator 2 encontram-se as estações que apresentaram as menores taxas de insolação total (horas) e intensidade de vento (m/s), como por exemplo a estação meteorológica nº 27 LENÇÓIS, na qual apresentou uma das menores médias de insolação total e vento (conforme Figura 30 e na Figura 31) e consequentemente se encontra entre os quadrantes I e II, isto é, mais positivamente correlacionada com o Fator 2. Em contrapartida, negativamente correlacionadas com o fator 2, localizadas nos quadrantes III e IV, localizam-se as estações que apresentaram as maiores taxas de insolação total e intensidade de vento, como por exemplo a estação de nº 4 BARRA e a estação de nº1 CAETITÉ.

Outro ponto que merece destaque, é que as estações representadas na Figura 32 que estão mais próximas ao círculo unitário possuem maior contribuição em relação as

estações que estão mais afastadas. Assim, no que se refere aquelas mais bem relacionadas com o sol e vento a estação de IRECÊ de nº 4 se destacou. Também foi verificado que as estações de PAULO AFONSO nº 7 e CAETITÉ nº 1 apresentaram bons resultados.

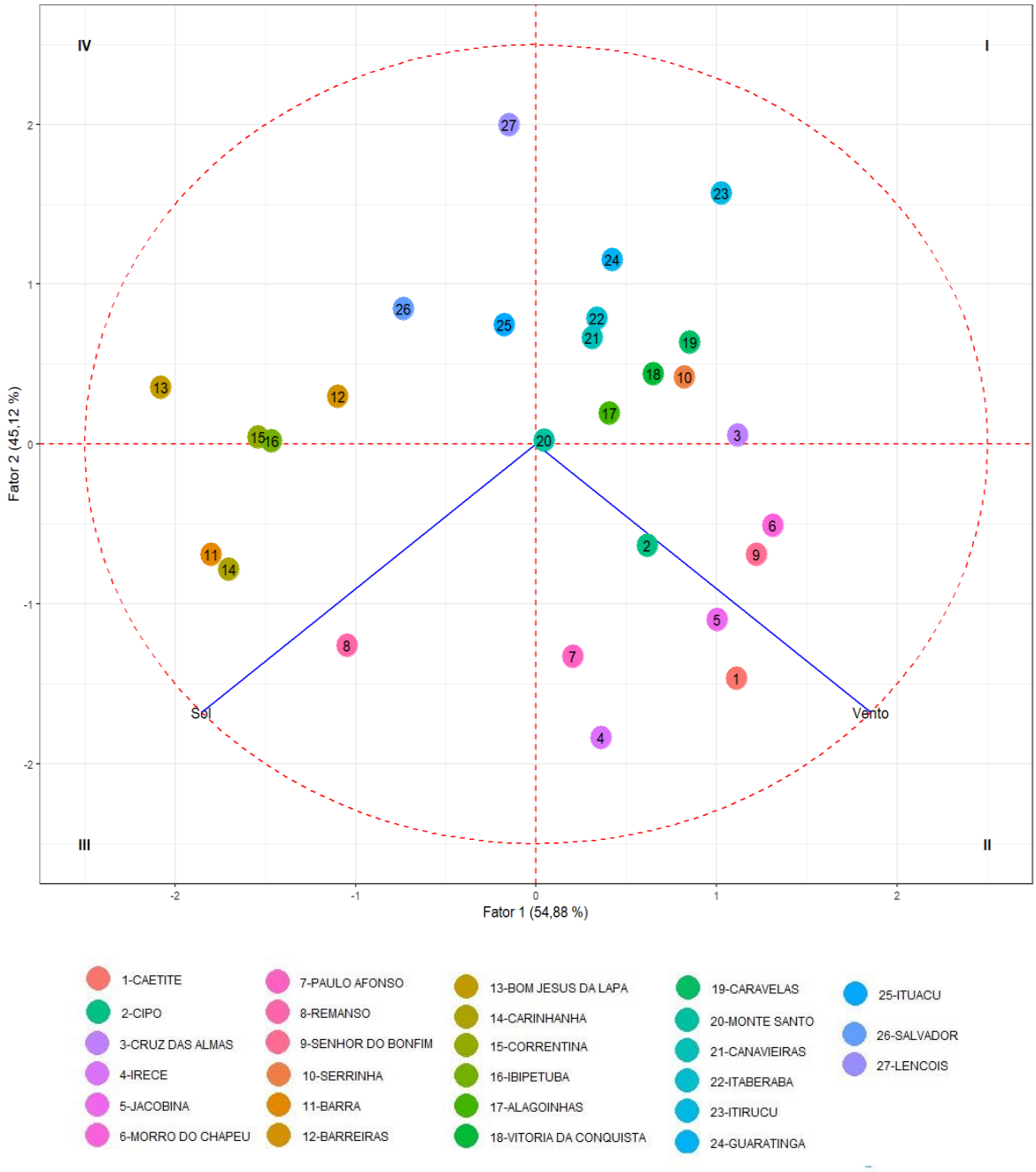

Figura 32 – Distribuição de Variáveis de Insolação Total (horas) e Velocidade do Vento (m/s) das 27 estações BA (INMET) – Elaboração própria.

Adicionalmente, para fins de corroborar com os resultados apresentados pela PCA e confirmar a metodologia adotada, foi realizada uma análise por meio do gráfico *boxplot* com os dados médios da normal climatológica em relação ao ano, de forma a apresentar

as estações meteorológicas com as maiores médias de velocidade de vento (em m/s) e insolação total (em horas) por ano.

Das 27 estações analisadas, verificou-se que apenas a estação de IRECÊ apresentou ambas as médias de vento (3,91 ± 0,52) e insolação total (247,81 ± 18,50) acima do quartis superiores (75%) de vento (3,30) e sol (235,88). Portanto, se destacando das demais analisadas.

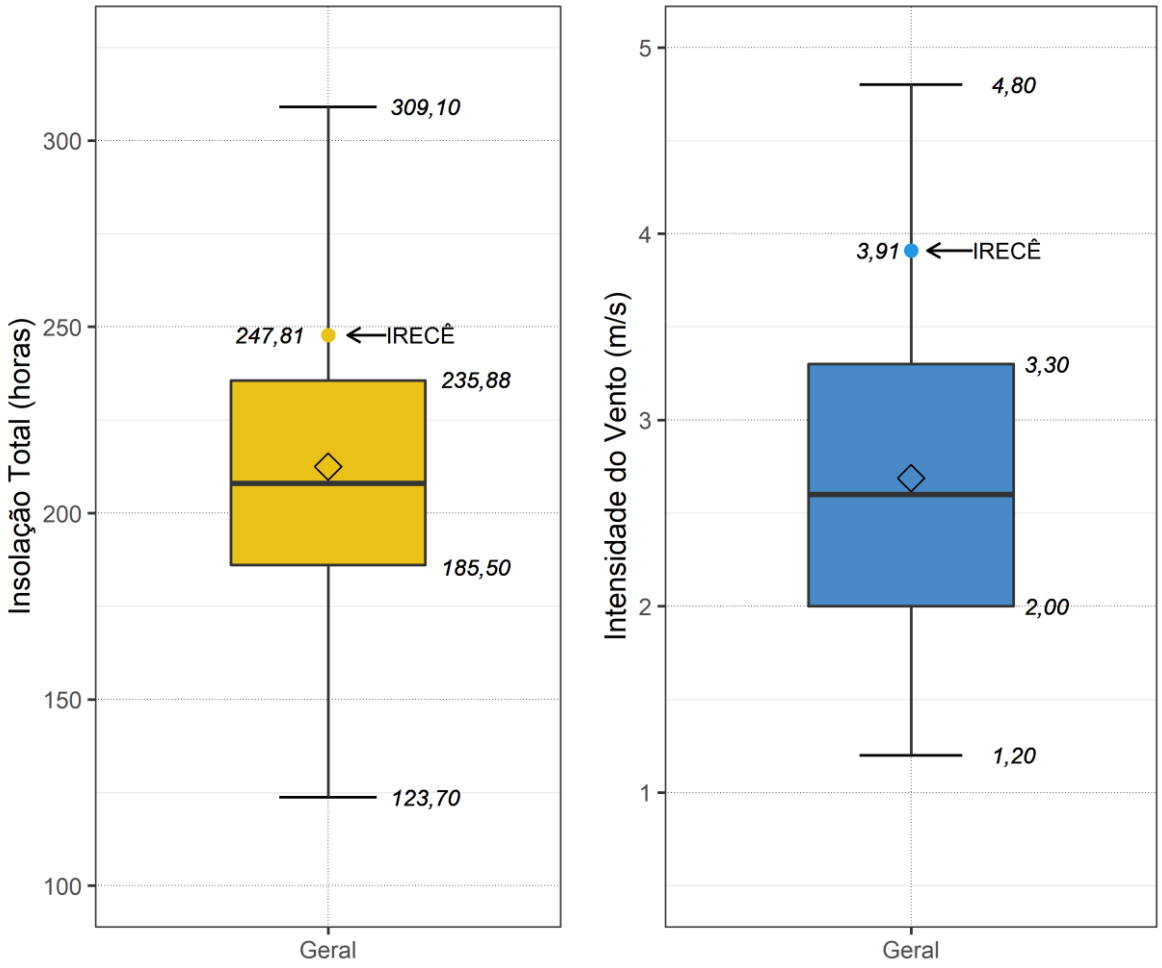

Figura 33 - Gráfico *boxplot* Insolação média (horas) e Velocidade média do vento (m/s) em 10m, de acordo com dados do INMET [27]**.**

4.2 Análise da margem para escoamento da geração no sistema de transmissão.

A partir da constatação de que a estação IRECÊ apresentou a melhor correlação de sol e de vento no estado da Bahia, em seguida das estações de CAETITÉ e PAULO

AFONSO, foram então associados os barramentos próximos existentes, de acordo com os dados georreferenciados [93]. Resultando, a correlação conforme apresentada na Tabela 13, dos barramentos candidatos da rede básica para fins de realização do cálculo de margem, com a avaliação dos aspectos que envolvem a determinação da capacidade de escoamento de geração dessa região com base nas diretrizes explicadas em 3.2. Os barramentos candidatos seguem apresentados da Figura 34, sendo os enlaces de cores azuis, representando o cluster 1 da estação meteorológica de IRECÊ, já na cor laranja o cluster 2 da estação de CAETITÉ e na cor amarela o Cluster 3 de PAULO AFONSO.

Tabela 13 – Relação entre as estações meteorológicas e os barramentos para fins de análises de Margem de acordo com os dados georreferenciados de [93].

Estação Meteorológica	Coordenada Estação		BARRAMENTOS CANDIDATOS	Tensão	Coordenada Barramento de Rede Básica	
	Latitude	Longitude		(kV)	Latitude	Longitude
IRECÊ	-11, 30	-41,86	SE Irecê	500	-11,30878	-41,80796
				230		
				69		
			SE Morro do Chapéu II	500	-11,71392	-41,71392
				230		
				69		
			Gentio do Ouro II	500	-11,28014	-42,66620
				230		
CAETITÉ	-14,06	-42,48	Pindaí II	230	-14,41940	-42,61704
			Igaporã III	500	13,98422	-42,61690
				230		
			Brumado II	230	-14,21361	-41,63583
PAULO AFONSO	-9,36	-38,21	SE Paulo Afonso III	230	-9,40153	-38,19609
			SE Paulo Afonso IV	500	-9,41132	-38,19963
			Luiz Gonzaga	500	-9,14465	-38,30514

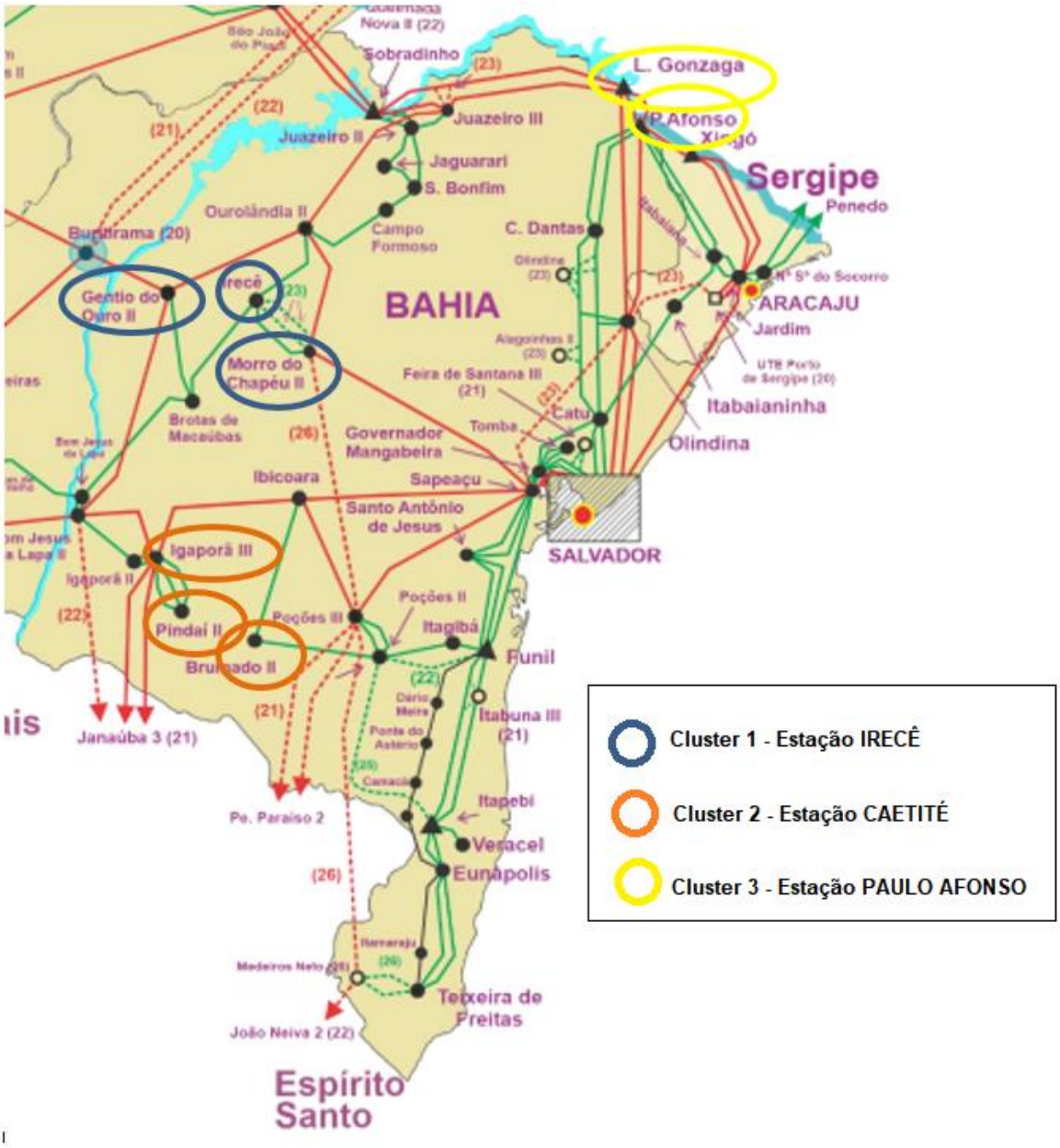

Figura 34- Divisão por cluster dos pontos de conexão analisados no cálculo de margem na Região da Bahia – Adaptado de [97]**.**

Os resultados definidos para cada análise de agrupamento (cluster) são apresentados na Tabela 14, que mostra os valores das margens de escoamento remanescentes calculados no ano de 2024, sendo realizadas em etapas o cálculo de margens, de barramento, de subárea e área, respectivamente, de acordo com as premissas elucidadas no Capítulo 3 - Ressaltando que foram definidos os valores que apresentaram maior limitação entre todas as combinações.

Tabela 14 - Resultados de margens de escoamento remanescentes para os barramentos próximos a estação meteorológicas analisadas BA no ano de 2024.

Estação Meteorológica	BARRAMENTOS CANDIDATOS	Tensão	Margem / Capacidade Remanescente (MW)		
		(kV)	BARRAMENTO	SUBÁREA	ÁREA
IRECÊ	SE Irecê	500	0	0	0
		230	0	0	0
		69	0	0	0
	SE Morro do Chapéu II	500	≤ 350	≤ 350	≤ 350
		230	0	0	0
		69	0	0	0
	Gentio do Ouro II	500	≤1.200	SEs 500 kV+ 230 kV ≤ 1.200	SEs 500 kV + 230 kV + Sec. Juazeiro da Bahia III – Ourolândia II C1 ≤ 500
		230	≤ 1.050		
CAETITÉ	Pindaí II	230	0	0	0
		69	0	0	0
	Igaporã III	500	0	0	0
		230	0	0	0
	Brumado II	230	≤ 260	≤ 260	≤ 260
PAULO AFONSO	SE Paulo Afonso III	230	0	0	0
	SE Paulo Afonso IV	500	≤ 600	≤ 600	≤ 600
	Luiz Gonzaga	500	≤ 600	≤ 600	≤ 600

Nesse sentido, a partir das análises destaca-se que os barramentos de 500, 230 e 69 kV da SE Irecê, de 230 e 69 kV da SE Morro do Chapéu, 500 e 230 kV da SE Pindaí II, 500 e 230 kV da SE Igaporã II e 230 kV da SE Paulo Afonso III não apresentaram margem para fins de conexão de novas usinas no ano de 2024. Os fatores limitantes encontrados foram:

- SE Irecê, 500, 230 e 69 kV: Na contingência de um dos dois transformadores 500/230 kV da SE Ourolândia II no Cenário 1 detalhado no item 3.2.1a), foram verificadas sobrecargas nos transformadores remanescentes;
- SE Morro do Chapéu 230 e 69 kV: Na contingência de um dos dois transformadores 500/230 kV da SE Morro do Chapéu II no Cenário 1 detalhado no item 3.2.1a), foram verificadas sobrecargas nos transformadores remanescentes;
- SE Pindaí II 230 e 69 kV: Foram verificados sobrecargas no único transformador TR 500/34,5 kV da SE Presidente Juscelino, tanto em regime normal quanto em contingência da LT 500 kV Presidente Juscelino – Itabira 5 C1, no Cenário 2 detalhado no item 3.2.1b).
- SE Igaporã III 500 e 230 kV: Também foram verificados sobrecargas no único transformador TR 500/34,5 kV da SE Presidente Juscelino, tanto em regime normal quanto em contingência da LT 500 kV Presidente Juscelino – Itabira 5 C1, no Cenário 2 detalhado no item 3.2.1b)
- SE Paulo Afonso III 230 kV: Na contingência de um dos circuitos da LT 230 kV Paulo Afonso III – Cícero Dantas, há sobrecarga no circuito remanescente, no Cenário 2 detalhado no item 3.2.1b).

Isto posto, cumpre destacar que nesses barramentos não há viabilidade de escoamento da potência adicional, para fins de garantir o critério de violação tanto em operação normal (N) quanto em operação de emergência (N-1). Assim por mais que detenham boa disponibilidade de recursos, inviabiliza no horizonte de análise a implantação de usinas híbridas, considerando o critério de margem adotado.

Já em relação as subestações que apresentaram margem para escoamento, cabe destacar que, apesar dos setores de 500 e 230 kV da SE Gentio do Ouro II, terem apresentado uma margem expressiva na análise de barramento (≤1.200 e ≤1.050, respectivamente), foram identificadas grandes limitações nas análises de área e subárea. No caso mais conservador de análise da área, somando-se as injeções dos setores de 500 kV e 230 kV da SE Gentio do Ouro II, bem como do seccionamento da LT 500 kV Juazeiro da Bahia II – Ourolândia II c1 verificou-se uma margem de apenas 500 MW. Nesse sentido, conforme critério de análise de margem definido em 3.2 deve ser considerado o cenário mais limitante, assim a margem a ser considerada neste caso para ambos os barramentos de 500 e 230 kV da SE Gentio do Ouro II é de 500 MW. Para os

demais casos analisados verificou-se que tanto a análise de barramento quanto nas análises de subárea e áreas, os valores encontrados de margem não alteraram.

A partir dos barramentos que apresentaram margem para escoamento são apresentados na Tabela 15 aqueles as margem de escoamento, bem como considerando a viabilidade física de conexão ou não, isto é, se o barramento é do tipo A ou B, de acordo com o critério estipulado em 3.2.1 i) e ii).

Tabela 15 – Barramentos/subestações de Rede básica do SIN e suas respectivas margens para fins de escoamento de geração por barramento/ no ano de 2024 a partir dos critérios estipulados em [28].

Barramentos Candidatos	Margem (MW)	Tipo Barramento	Estação Meteorológica
SE Paulo Afonso IV 500 kV	≤ 600	A	PAULO AFONSO
Luiz Gonzaga 500 kV	≤ 600	A	
Gentio do Ouro II 500 kV	≤ 500	A	IRECÊ
Gentio do Ouro II 230 kV	≤ 500	A	
SE Morro do Chapéu II 500 kV	≤ 350	A	IRECÊ
Brumado II 230 kV	≤ 260	A	CAETITÉ

Os resultados apresentados na Tabela 15 estão coerentes com os dados apresentados na Nota Técnica 0044 [98], validando as simulações realizadas neste trabalho. Ressalta-se que as SEs Paulo Afonso IV 500 kV e Luiz Gonzaga 500 kV apresentaram as maiores margens para fins de escoamento de transmissão, de até 600 MW, ambas subestações se localizam na região próxima a estação meteorológica de PAULO AFONSO. Destaca-se

que ambas as subestações não foram encontradas fatores limitantes para os montantes encontrados.

Em segundo lugar, os setores de 500 kV e 230 kV da SE Gentio do Ouro II, com uma margem de até 500 MW cada, a subestação localiza-se na região próxima a estação meteorológica de IRECÊ. O fator limitante encontrado foi a sobrecarga na LT 230 kV Ourolândia II – Irecê na hipótese de contingência da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Ourolândia II, na configuração do Cenário 3, detalhado no item 3.2.1c).

Em terceiro lugar verificou-se que a SE Morro do Chapéu 500 kV, localizada na região próxima a estação meteorológica de IRECÊ, sendo o valor máximo possível de ser injetado na referida subestação de 350 MW. O fator limitante observado foi sobrecarga na LT 230 kV Brotas de Macaúbas – Irecê na contingência da LT 500 kV Ourolândia II – Gentio do Ouro II, considerando o Cenário 1 detalhado no item 3.2.1a).

Já a SE Brumado II 230 kV foi a subestação que apresentou menor margem para fins de escoamento, sendo o valor máximo possível de ser injetado na referida subestação de 260 MW. O fator que limitou tal injeção foi a sobrecarga na LT 230 kV Poções - Brumado C1, na contingência da LT 230 kV Ibicoara - Brumado C1, considerando o Cenário 1 detalhado no item 3.2.1a).

Portanto, conclui-se que todas as subestações de rede básica elencadas na Tabela 15 são elegíveis para novas conexões, haja vista que todas foram classificadas como Tipo A, isto é, com espaço físico para conexão de novos *bays* e possuem margem para escoamento de transmissão. No entanto, deverão ser respeitadas os limites de margem estipulados para tal na contratação do MUST, assim dependendo das características técnicas de cada usina, podem ser escolhidos a conexão nos diferentes barramentos elencados, considerando a estratégia de negócio de cada empreendedor e a concorrência de outros empreendimentos. Considerando que o resultado obtido na seção 4.1.1 elencou a estação de IRECÊ como sendo a de maior potencial eólico e fotovoltaico foi então escolhido a SE Gentio do Ouro II (500 ou 230 kV), que apresentou margem de escoamento de 500 MW e encontra-se próxima a estação meteorológica de IRECÊ.

Dado o crescimento contínuo de novos agentes de geração conectados ao SIN, tanto do ACL quanto do ACR, atrelado ainda, a dinâmica do planejamento da expansão de transmissão, vislumbra-se a necessidade de atualização constante dos valores de margem, sendo, portanto, apenas um retrato da condição específica à ocasião da realização das

simulações, podendo, portanto, ser diferente da época de tomada de decisão dos agentes para conectar geração hibrida.

4.3 Análise de complementariedade Fontes Eólica-Fotovoltaica.

A proposta de projetos híbridos neste trabalho procura otimizar o uso do sistema de transmissão, logo pode-se dizer que o projeto ótimo é aquele em que a geração total não seja a soma efetiva das capacidades instaladas de cada usina, devendo portanto apresentar uma boa complementariedade entre as fontes solar e eólica, para que nos horários de pico de uma fonte não seja coincidente com o de outra fonte, podendo assim haver a contratação de montante em valor inferior ao somatório das capacidades instaladas. Assim, a partir dos resultados apresentados em 0 e 4.2 foi realizada uma análise da geração eólica e solar na região da SE Gentio do Ouro II com base nos resultados de simulação de geração disponibilizados pela EPE [29], conforme detalhado na seção 3.3.

A partir desses dados foi realizada uma análise de Correlação de Pearson entre a geração eólica e solar na região supracitada. A correlação entre a geração solar e a eólica ao longo de 1 (um) ano foi negativa, no valor de -0,63, ou seja, a geração apresentou tendência forte de se complementarem, haja vista que se encontram próximo de -1, conforme detalhado na seção 3.3.

A partir da Figura 35 verifica-se que em todos os meses analisados (de janeiro a dezembro) o pico de geração fotovoltaica ocorre em torno do horário de 12h, excetuando-se os meses em que há horário de verão (de outubro a fevereiro), ocorrendo em torno de 11h. Já o pico de geração eólica tem tendência noturna. Evidenciando que no momento que há um pico de geração eólica não há geração solar, apresentando assim uma complementariedade notória. Além disso, observa-se uma evidente redução de variabilidade na geração global eólica e solar (em p.u.), representando uma geração híbrida eólica-solar.

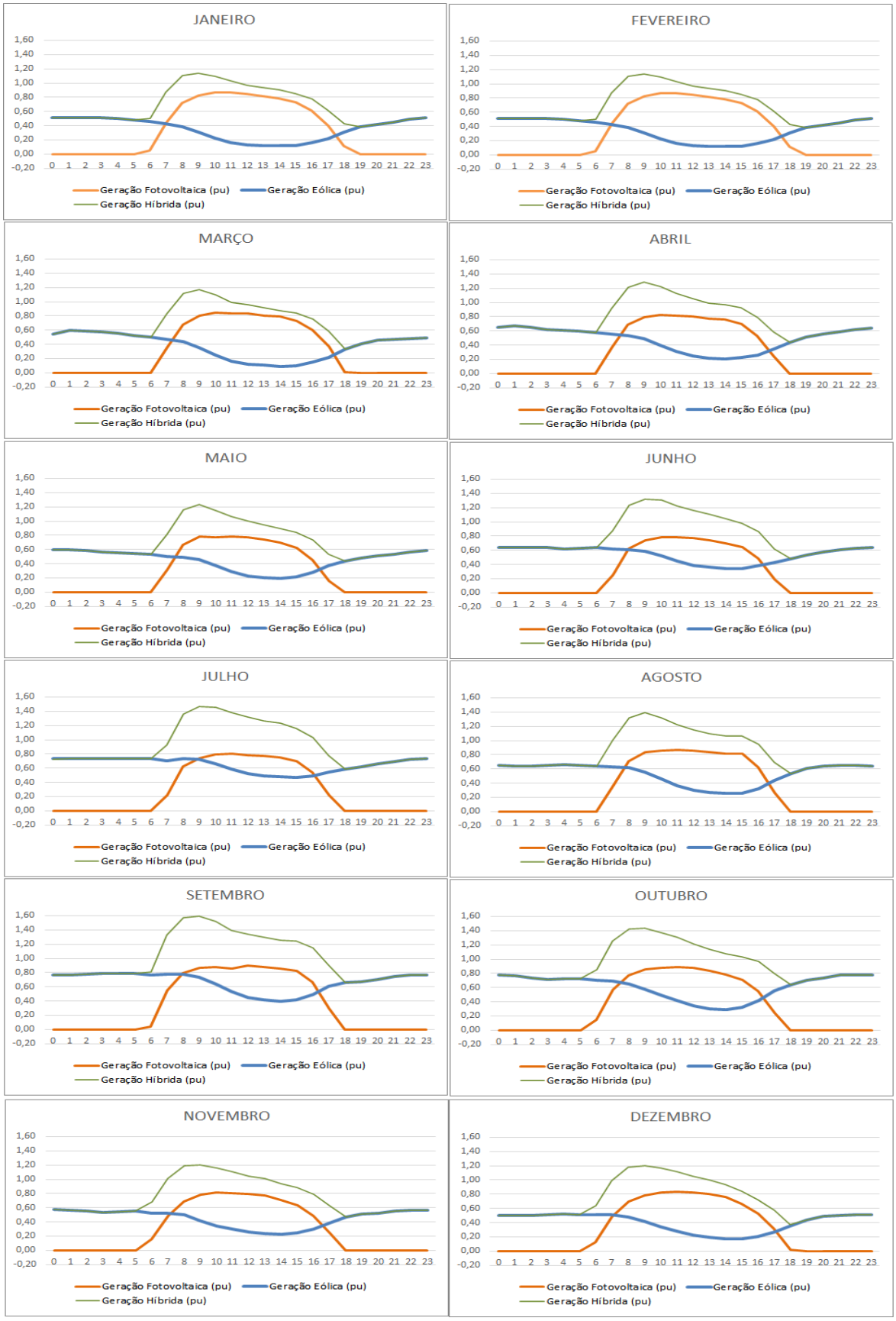

Figura 35 – Gráfico de Complementariedade da geração eólica solar e híbrida (eixo vertical: Geração em p.u. e eixo horizontal: Horas do dia – Elaboração Própria.

Para corroborar com as análises gráficas de complementariedade de geração, foi realizado ainda uma análise de correlação de Pearson mensal. A partir da análise de correlação mensal, apresentado na Figura 36, verificou-se que todos os meses apresentam correlação negativa, isto é, há complementariedade entre as gerações em todos os meses analisados.

Destacam-se os meses de janeiro, outubro e março que apresentaram, respectivamente, correlações de -0,85549, -0,83083 e -0,82952, valores próximos de -1 e, portanto, evidenciam maior complementariedade entre as gerações. Os meses que apresentaram menor correlação negativa foram os meses de julho, junho e setembro, apresentando correlação de -0,68811, -0,61879 e -0,7048. De acordo com [16] a radiação solar se reduz nos meses de inverno devido ao movimento de translação da terra, e, assim, explicando uma redução na correlação. A média da correlação foi de -0,77111 o que evidencia que há boa complementariedade ao longo de todo ano.

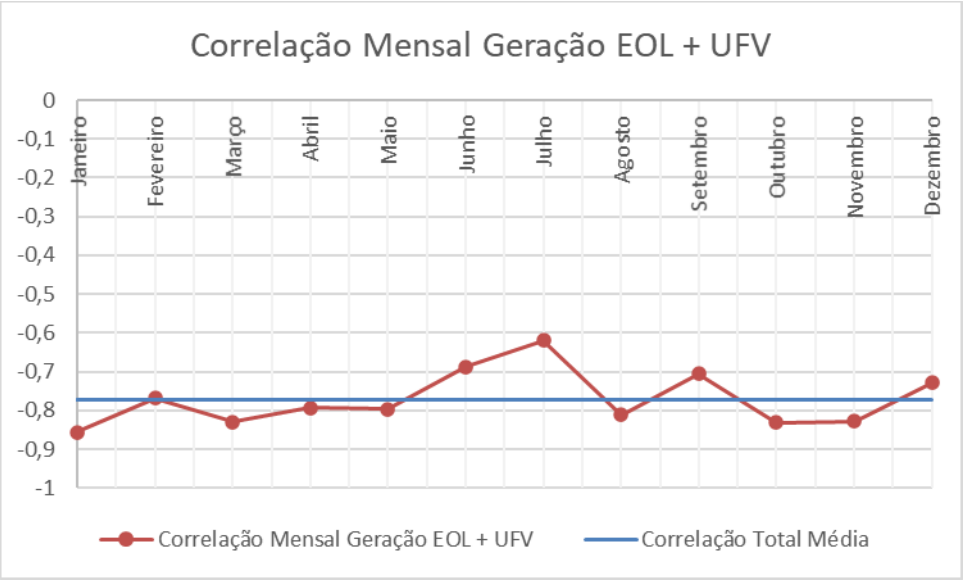

Figura 36 - Gráfico de correlação de geração eólica e fotovoltaica mensal.

4.4 Análise do cálculo dos EUST.

Considerando que a contratação do MUST, de forma otimizada, é a análise central para promover os projetos híbridos/associados no sistema de transmissão, visto que com a contratação de um único montante, inferior ao somatório das potências instaladas dos projetos, promove alívio na contratação do uso do sistema de transmissão, reduzindo os

encargos a serem remunerados pelos geradores. Além disso, conforme [76] a TUST representa um dos principais custos operacionais de usinas conectadas ao sistema de Transmissão e que com a implantação da lei nº 14.120/2021 [11] acarretará aumento significativo dos EUST pagos por esses agentes.

Nesse contexto, foram realizados cálculos financeiros considerando análises hipotéticas de possibilidade de contratação híbrida ($MUST_{híbrido}$), que não seja inferior a capacidade instalada da maior unidade geradora. No presente caso foram avaliados os cenários 1 a 3, casos A e B, estipulados na seção 3.4, os quais encontram-se consolidados nas Tabela 16, Tabela 17, Figura 37 e Figura 38.

Tabela 16 – Encargos de Uso do Sistema de Transmissão (EUST) para os cenários 1 a 3 considerando o caso A.

MUST Híbrido/ Associado (MW)	MUST EOL+UFV (MW)	TUST (R$/kW)	Cenário 1 EUST (10^3xR$)	Cenário 2 EUST (10^3xR$)	Cenário 3 EUST (10^3xR$)
100	-	5	500	-	-
110	-	5	550	-	-
120	-	5	600	-	-
130	-	5	650	-	-
140	-	5	700	-	-
150	150	5	750	750	375

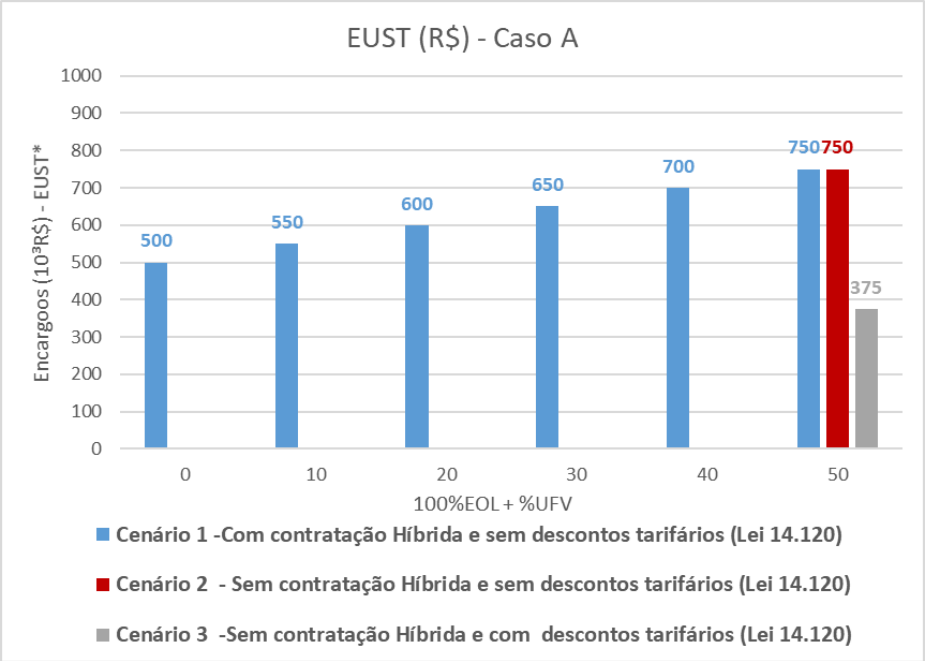

Figura 37 – Gráfico do EUST para os cenários 1 a 3 considerando o caso A.

Tabela 17 – Encargos de Uso do Sistema de Transmissão para os cenários 1 a 3 considerando o caso B.

MUST Híbrido/ Associado (MW)	MUST EOL+UFV (MW)	TUST (R$/kW)	Cenário 1 EUST (10^3xR$)	Cenário 2 EUST (10^3xR$)	Cenário 3 EUST (10^3xR$)
100	-	5	500	-	-
110	-	5	550	-	-
120	-	5	600	-	-
130	-	5	650	-	-
140	-	5	700	-	-
150	-	5	750	-	-
160	-	5	800	-	-
170	-	5	850	-	-
180	-	5	900	-	-
190	-	5	950	-	-
200	200	5	1000	1000	500

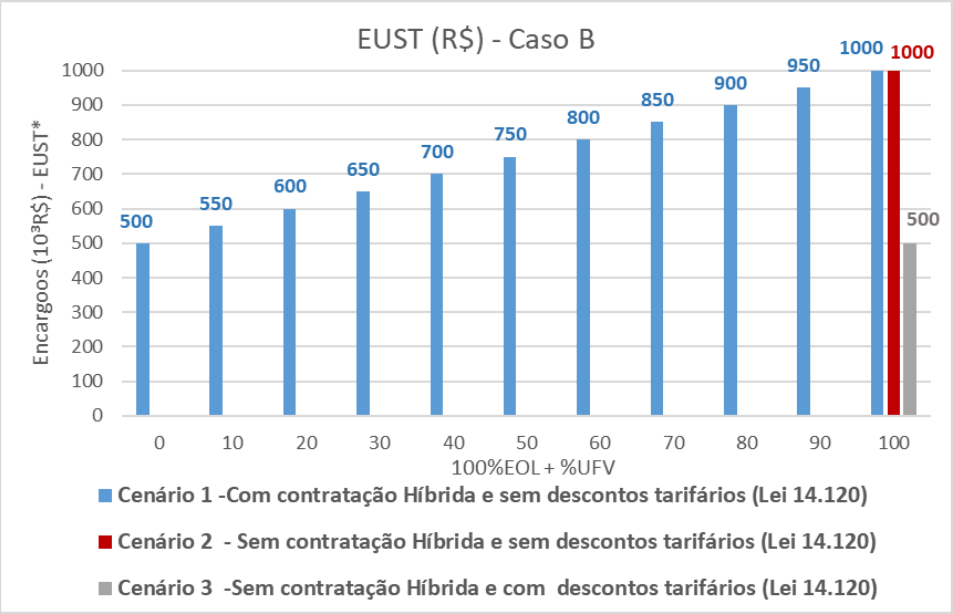

Figura 38 – Gráfico de Encargos de Uso do Sistema de Transmissão para os cenários 1 a 3 considerando o caso B.

A partir das análises das Figura 37 e Figura 38 evidencia que os valores de descontos tarifários (de 50%) observados no Cenário 3 são bem significativos. No entanto, no que se refere a economia esperada, foi realizada a comparação apenas entre os cenários 1 e 2, desconsiderando o cenário 3, tendo em vista que não haverá mais a possibilidade de descontos tarifários no horizonte de análise (2024).

Assim, para o caso B verifica-se a possibilidade de economia de até 50% e para o caso A de até 33%, de acordo com o apresentado resumidamente na Tabela 18. Para o caso B o desconto nos encargos, em uma possível contratação híbrida, pode equivaler ao desconto de 50% nas tarifas que hoje é aplicado (cenário 3). Fica evidente que como os encargos são proporcionais a contratação de MUST quanto maior a sua contratação maior os encargos a serem remunerados. Por isso a contratação com 2 usinas de 100 MW (em um MUST otimizado de 100 MW, metade do somatório das capacidades instaladas) apresentou maior possibilidade de economia. No entanto, cabe destacar que para que haja uma contratação de um $MUST_{híbrido}$ de apenas metade da capacidade instalada total de ambas as fontes é necessário haver uma complementariedade de geração quase “perfeita” para que não haja desperdício de geração, acarretando uma perda financeira pela não venda de energia associada.

Tabela 18 – Economia (%) no EUST para os casos A e B comparando os Cenários 1 e 2.

Casos		MUST EOL+UFV (MW)	MUST Híbrido (MW)	TUST (R$/kW)	Cenário 1 EUST (10^3xR$)	Cenário 2 EUST (10^3xR$)	Economia (%) Caso A	Economia (%) Caso B
Caso B	Caso A	-	100	5	500	-	33%	50%
		-	110	5	550	-	27%	45%
		-	120	5	600	-	20%	40%
		-	130	5	650	-	13%	35%
		-	140	5	700	-	7%	30%
		150	150	5	750	750	0%	25%
		-	160	5	800	-		20%
		-	170	5	850	-		15%
		-	180	5	900	-	-	10%
		-	190	5	950	-		5%
		200	200	5	1000	1000		0%

Nesse contexto, a implantação de usinas Híbridas/associadas no setor elétrico Brasileiro tem estado cada vez mais em voga, dado que sua contratação viabilizará o compartilhamento de MUST de forma otimizada, podendo assim reduzir significativamente os encargos a serem remunerados por estes agentes e consequentemente os custos de operação das usinas, compensando de certa forma o fim dos descontos tarifários promovidos pela lei 14.120/2021 [30]. Dessa forma a análise de $MUST_{híbrido}$ ideal deve ser feita por cada empreendedor, considerando a avaliação de seu portifólio, características climáticas da região de implantação e técnicas, analisando a melhor combinação para que haja a contratação ótima desejada.

Capítulo 5 - Conclusões

Em vista dos potenciais benefícios que as usinas híbridas/associadas eólica-fotovoltaica com complementariedade de geração trazem à sociedade, dentre eles, a postergação da expansão do sistema de transmissão e/ou distribuição de energia, acarretando uma economia para os usuários que remuneram o uso do sistema de transmissão. Além de colaborem com uma operação mais estável e consequentemente

mais segura, sendo um instrumento eficaz para maior segurança e operação do SIN, em virtude de uma maior inserção de fontes renováveis intermitentes no sistema elétrico.

Nesse cenário, o presente trabalho propôs estudar uma forma de escolher a melhor região para fins de hibridização de usinas eólicas-fotovoltaicas no estado da Bahia, considerando os potenciais de geração de ambas as fontes, tendo em conta ainda, a margem para escoamento da geração pelo sistema de transmissão e a análise de complementariedade entre as fontes.

Para tal, foi realizada uma análise estatística de séries históricas da velocidade do vento e da insolação total, realizada por meio dos dados do INMET, sendo realizada análise de PCA. No que tange a análise da margem para escoamento da geração do sistema de transmissão, foi realizado um estudo em regime permanente, utilizando o software ANAREDE. Já para fins de análise de complementariedade foi realizada com base nos dados energéticos disponibilizados pela EPE, a partir dos resultados da região de interesse, sendo gerados gráficos para uma análise de complementariedade. A fim de corroborar com as análises gráficas de complementariedade de geração, foi realizado uma análise de correlação de *Pearson* mensal que resultou em correlação negativa em todos os meses de análise, evidenciando que há complementariedade entre as gerações em todos os meses analisados na região de estudo.

O trabalho discorreu ainda sobre a experiência no Brasil e no mundo envolvendo usinas híbridas, sendo apresentados os principais desafios encontrados e os possíveis benefícios. Considerando o número limitado de projetos internacionais, a contratação, o processo de licenciamento, conexão e os procedimentos de operação de usinas híbridas no sistema de transmissão, ainda não se encontram maduros na maioria dos países. Assim, posto que haja potenciais benefícios na implantação de usinas híbridas, a experiência internacional, principalmente na Índia, evidencia que há dificuldades para sua instalação, sobretudo comerciais e regulatórias. Além disso, conclui-se que para tornar as usinas híbridas viáveis, o empreendedor deve ser capaz de explorar a capacidade total da conexão à rede existente. Isso significa que o somatório da capacidade instalada das usinas deve ser maior do que o MUST a ser contratado. Assim, apesar dos benefícios, em relação a redução de custos e maior estabilidade ao sistema, há complexidades de desenvolvimento e implantação, principalmente na escolha do local e portifólio implantado.

Nesse contexto, a avaliação realizada neste trabalho, elencou a SE Gentio do Ouro II (500 e/ou 230 kV) (Latitude: -11,28º e Longitude: -42,66º), como sendo a melhor subestação para fins de implantação de um parque híbrido eólico-fotovoltaico em 2024, com 500 MW de margem, subestação próxima da estação meteorológica IRECÊ (Latitude: -11,30º e Longitude: -41,86º).

Adicionalmente, foi feito uma análise hipotética comparativa entre o cálculo dos EUST de uma usina híbrida/associada eólica-fotovoltaica. Na análise considerou-se a complementariedade entre as fontes eólica-solar, com contratação do uso do sistema de transmissão com um MUST único otimizado, com a extinção do incentivo tarifários pela Lei 14.120/2021 [30] e as usinas contratadas de forma individualizadas, com e sem a extinção dos incentivos tarifários. A partir dessas análises verificou-se que, após a extinção dos incentivos tarifários, a contratação híbrida pode ser uma forma de compensar o aumento dos encargos da transmissão pelo fim dos descontos, podendo chegar em até 50% de desconto no EUST nos casos em que a capacidade instalada das fontes seja a mesma e a contratação do $MUST_{híbrido}$ seja a metade do somatório das capacidades instaladas. Contudo, para que o empreendedor realize contratação de $MUST_{híbrido}$ de apenas metade da capacidade instalada total de ambos os geradores é necessário que além de ter uma regulamentação a fim de permitir uma contratação híbrida otimizada, haja uma complementariedade de geração quase “perfeita”, para que não incorra em desperdício de geração. Do contrário acarretaria uma perda financeira pela não venda de energia associada. Isto posto, a análise de $MUST_{híbrido}$ otimizado deve ser feita por cada empreendedor, considerando a avaliação de seu portifólio, características técnicas e climáticas da região de implantação, analisando a melhor combinação para que haja a contratação ideal, a depender de cada caso, reduzindo efetivamente custos em sua operação.

Logo, esse estudo permite realizar o levantamento em uma escala macro, dado que ainda não há uma granularidade de dados reais de velocidade de vento e insolação/irradiação global disponíveis ao público. Outra consideração importante é que, resultado obtido refere-se apenas a um retrato da condição específica de margem à ocasião da realização das simulações, podendo, portanto, ser diferente da época de tomada de decisão dos agentes para conectar geração hibrida eólica-fotovoltaica. O crescimento contínuo de agentes de geração conectados ao sistema de transmissão, tanto no ACL

quanto no ACR, atrelado ainda, a dinâmica do planejamento da expansão de transmissão, corrobora a necessidade de atualização constante dos valores de margem.

Essa metodologia realiza uma análise macro das melhores regiões para fins de hibridização e não considera apenas os potenciais de geração de ambas as fontes e sua complementaridade, como na maioria dos estudos consolidados na academia, mas associa a margem de escoamento de geração, dado que atualmente tem sido um ponto crítico e essencial para fins de conexão de usinas ao SIN. Isto posto, o trabalho trouxe contribuição para estudos e análise de mapeamento de regiões para hibridização de usinas eólicas e solares no estado da Bahia. Possibilitando que essa metodologia seja aplicada para outros estados e regiões a serem estudadas.

5.1 Trabalhos Futuros

Propõe-se que sejam realizadas análises detalhadas para escolha de uma microrregião para fins de elencar a melhor área para implantação do parque híbrido eólico-solar, próximo a subestação escolhida, a SE Gentio do Ouro II. Sugere-se uma análise de multicritérios, utilizando a metodologia AHP, considerando como critérios classificatórios e restritivos: o potencial energético, distâncias das instalações de uso restrito até a SE Gentio do Ouro II, restrições ambientais, custo de arrendamento ou compra do terreno, direção do vento, sombreamento e características do terreno. Adicionalmente, realizar uma analisa em relação aos aspectos sociais a serem desenvolvidos pela empresa na área a ser implantado o parque híbrido. Para tal deve-se consultar especialistas para ranquear os critérios utilizados. Tal análise será complementar a metodologia proposta e auxiliará no processo decisório para a escolha da região específica de implantação do parque.

Adicionalmente, recomenda-se que sejam feitos trabalhos elencando as melhores regiões para fins de hibridização eólica-fotovoltaica considerando dados de velocidade de vento e irradiação solar com base em previsões meteorológicas, utilizando, por exemplo, o programa MERRA 2 e a base de dados do modelo de transferência radiativa do LABREN - INPE o BRASIL-SR. Tal análise será interessante dado que ainda há uma limitação para fins de mapeamento das regiões se baseando em dados reais, visto que há um número restrito de estações meteorológicas com disponibilização de dados ao público.

O resultado obtido contemplará uma granularidade maior de dados, podendo, portanto, ser comparado com o resultado do presente trabalho.

Sugere-se ainda, que sejam realizadas análises da melhor localização de usinas híbridas eólico-fotovoltaicas incluindo armazenamento de energia, como por exemplo um banco de baterias. A partir desse estudo realizar uma análise financeira da redução do *curtailment* pela inclusão das baterias em diferentes cenários.

Outra abordagem interessante de ser estudada é realização da comparação financeira do corte de energia de uma usina híbrida/associada relacionada ao *curtailment*, em função de geração superior ao MUST contratado, versus a redução prevista nos EUST, pela contratação de MUST otimizado dos geradores. Tal análise imputa certa dificuldade haja visa que, devem ser consideradas as diferentes relações comerciais no que cerne ao ambiente de venda de energia desses agentes geradores. Assim, dado que no Brasil os geradores podem ter contratos “por quantidade” ou “por disponibilidade”, além disso para os casos dos geradores do ACL deve considerar ainda o preço do PLD horário no momento do corte, que impõe complexidade para realizar a comparação e mensurar os potenciais benefícios financeiros de uma contratação otimizada.

Bibliografia

[1] AMUZEGAR, J. Petróleo: Perspectivas de um novo “diálogo”. Finanças e Desenvolvimento, p. 28–32, set. 1984.
[2] UNITED NATIONS. Protocolo de Kyoto, de 16 de Fevereiro de 2005, 2005. Disponível em: <http://www.ogel.org/article.asp?key=1804>
[3] UNITED NATIONS. Paris Agreement, 2015. Disponível em: <https://unfccc.int/process/the-paris-agreement/status-of-ratification>
[4] EPE; MME. Relatório Síntese 2021 - Ano base 2020. Balanço Energético Nacional - BEN 2021; Rio de Janeiro, 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2021>
[5] EPE; MME. Atlas da Eficiência Energética Brasil 2020 - Relatório de Indicadores, 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-556/Atlas consolidado_08_03_2021.pdf>
[6] EPE; MME. Relatório Síntese 2020 - Ano base 2019. Balanço Energético Nacional - BEN 2020; Rio de Janeiro, maio 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2020>
[7] EPE; MME. Balanço Energético Nacional -BEN 2020 Relatório Final: Ano base 2019; Rio de Janeiro, 2020.
[8] BRASIL. Lei nº 10.438, de 26 de Abril de 2002.Brasília, DF,Presidência da República, 2002.
[9] EPE; MME; ONS. GT Modernização do Setor Elétrico - Portaria nº Inserção 187/2019 - Inserção de Novas Tecnologias: 1° Relatório - Diagnóstico. [s.l: s.n.].
[10] GOVERNO DO ESTADO DO CEARÁ et al. Atlas Eólico e Solar Ceará. Camargo Schubert Engenheiros Associados, p. 188, 2019.
[11] HOICKA, C. E.; ROWLANDS, I. H. Solar and wind resource complementarity: Advancing options for renewable electricity integration in Ontario, Canada. Renewable Energy, v. 36, n. 1, p. 97–107, 2011.
[12] GONCALVES, A. R. et al. Estudo do perfil de complementariedade entre a geração eólica e solar no semiárido brasileiro. [s.l: s.n.]. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/344382235_Estudo_do_perfil_de_complementariedade_entre_a_geracao_eolica_e_solar_no_semiarido_brasileiro>.
[13] LEONI, P. et al. Projeto híbrido eólico-solar: Uma alternativa para aumentar a competitividade e facilitar a penetração de projetos fotovoltaicos de maior porte no país. O Setor Elétrico, p. 59–66, jun. 2017.
[14] MOURA, P. S.; ALMEIDA, A. T. DE. Multi-objective optimization of a mixed renewable system with demand-side management. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 14, n. 5, p. 1461–1468, 2010.
[15] GARCIA, P. H. V. et al. Estudo De Viabilidade Econômica Para Conversão De Usina Eólica Onshore Em Usina Híbrida Eólico-Fotovoltaica / Converting Onshore Wind Power Plant To a Hybrid Wind-Photovoltaic Power Plant Economic Feasibility Study. Brazilian Journal of Development, v. 7, n. 1, p. 1080–1095, 2021.
[16] MRTS CONSULTORIA et al. Análise da complementaridade entre duas ou mais Fontes de Energia objetivando a otimização do uso dos Sistemas de Escoamento e ajuste dos Processos Regulatórios em Projetos Híbridos, São Paulo,MRTS Consultoria, 2019. Disponível em: <http://drudu6g9smo13.cloudfront.net/wp-

content/uploads/2019/05/MRTS-_-Projetos-Hibridos-_-Workshop-EPE-15_05_2019.pdf>
[17] ANEEL. Nota Técnica nº 048/2021-SRG-SRT-SCG-SGT/ANEEL, de 14 de maio de 2021.Brasil, 2021. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR>
[18] EPE; MME. Estudos de planejamento da expansão da geração - Usinas Híbridas no Contexto de Planejamento Energético - EPE-DEE-NT-029/2019-r0. p. 32, 2019.
[19] EPE; MME. Estudos de planejamento da expansão da geração - Avaliação da Geração de Usinas Híbridas Eólico-Fotovoltaicas - Proposta metodológica e estudo de caso. nº EPE-DEE-NT-025/2017-r0. [s.l: s.n.].
[20] MOILOA, B. H. E. Geographical Information Systems for Strategic Wind Energy Site Selection.Vrije Universiteit Amsterdam, 2009.
[21] EPE; MME. Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica BrasileiraPhD Proposal, 2012. Disponível em: <http://books.google.com/books?hl=en&lr=&id=wYRqAAAAQBAJ&oi=fnd&pg=PP1&dq=Solar+Energy+Engineering+Processes+and+Systems&ots=L9A1zTHQJR&sig=pwKfTaooWU8ZjEHefU9ZuHUUCAY%5Cnhttp://books.google.com/books?hl=en&lr=&id=wYRqAAAAQBAJ&oi=fnd&pg=PP1&dq=Solar+energy>
[22] VICARI, M. B. Uso de SIG e Análise Multicritério para Levantamento do Potencial de Implantação de Usinas Eólica e Solar no Rio Grande do Sul.Passo Fundo, RS,Universidade de Passo Fundo, 2012.
[23] YING, W. et al. The Study of CIM based Relay Protection Model Considering Distributed Generation. Beijing, China.: IEEE Press, 2011.
[24] FÁVERO, P. R. Projetos Híbridos Solar-Eólicos : uma proposta metodológica de seleção , utilizando Método AHP e Logica Fuzzy Projetos Híbridos Solar-Eólicos : uma proposta metodológica de seleção , utilizando Método AHP e Logica Fuzzy.Niterói, RJ,Universidade Federal Fluminense - UFF, 2020.
[25] ÇALIŞKAN, A.; ÖZCAN, M. Site Selection for Wind-Solar Hubrid Power Plant in Turkey. Ancara, Turquia,: [s.n.].
[26] ZHANG, X.; WEI, Z. A hybrid model based on principal component analysis, wavelet transform, and extreme learning machine optimized by bat algorithm for daily solar radiation forecasting. Sustainability (Switzerland), v. 11, n. 15, p. 1–21, 2019.
[27] INSTITUTO NACIONAL DE METEROLOGIA. 07/02/2021 inmet :: bdmep. Disponível em: <https://bdmep.inmet.gov.br/>.
[28] EPE; ONS. Nota Técnica 0008/2021 - EPE-DEE-RE-008-R0/2021: LEN A-3 E A-4/2021: Metodologia, Premissas e Critérios para a definição da capacidade remanescente do SIN para Escoamento Geração Pela Rede Básica , DIT e ICG. 29 de janeiro de 2021. [s.l: s.n.].
[29] EPE. Dados de entrada para modelos elétricos e energéticos: metodologias e premissas. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Paginas/Nota-Tecnica-Dados-de-entrada-para-modelos-eletricos-e-energeticos-metodologias-e-premissas.aspx>.
[30] BRASIL. Lei nº 14.120, DE 1º de Março de 2021.Brasília, DF,Poder Legislativo, 2021.
[31] BRASIL. Medida Provisória - MP nº 998, de 1º de Setembro de 2020.Brasília, DF,Presidente da República, 2020.
[32] ABDALI, A. L. M.; YAKIMOVICH, B. A.; KUVSHINOV, V. V. Hybrid Power Generation by Using Solar and Wind Energy: Case Study. Researchgate, v. 09, n. 04, p. 26–31, 2019.
[33] AMARANTE, O. A. C.; SILVA, F. J. L. Atlas do Potencial Eólico do Estado da Bahia.

Camargo Schubert Engenharia Eólica, COELBA/Iberdrola Empreendimentos do Brasil, p. 61, 2001.
[34] LEITE, A. P.; FALCÃO, D. M.; BORGES, C. L. T. Modelagem de usinas eólicas para estudos de confiabilidade. Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica, v. 17, n. 2, p. 177–188, 2006.
[35] CEPEL; INPE; FINEP. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro: Simulações 2013. 1º Edição, p. 52, ago. 2017.
[36] ALMEIDA, R. R. G. et al. Proposição de uma metodologia para análise de viabilidade econômica de uma usina fotovoltaica. Revista Principia - Divulgação Científica e Tecnológica do IFPB, v. 1, n. 34, p. 84, 2017.
[37] CEPEL; CRESESB. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Grupo de Trabalho de Energia Solar (GTES)., p. 1–530, mar. 2014.
[38] EPE. Informe - Usinas Híbridas: Conceitos, barreiras à sua viabilização e propostas. p. 1–5, 11 jun. 2018.
[39] EPE; MME. Estudos de Planejamento da Expansão da Geração - Usinas Híbridas -Uma análise qualitativa de temas regulatórios e comerciais relevantes ao planejamento - nº EPE-DEE-NT-011/2018-r0. p. 27, 2018.
[40] WINDEUROPE. Renewable Hybrid Power Plants - Exploring the Benefits and Market Opportunities. p. 1–22, jul. 2019.
[41] REN 21 - RENEWABLES NOW. Renewables 2020 - Global Status Report.Paris, França, jun. 2020. Disponível em: <https://abdn.pure.elsevier.com/en/en/researchoutput/ren21(5d1212f6-d863-45f7-8979-5f68a61e380e).html>
[42] WINDEUROPE. WindEurope's online database of co-located projects. Disponível em: <https://windeurope.org/about-wind/database-for-wind-and-storage-colocated-projects/>. Acesso em: 1 jan. 2021.
[43] DAS, A. et al. A comprehensive review of wind–solar hybrid energy policies in India: Barriers and Recommendations. Renewable Energy Focus, v. 35, p. 1–41, 2020.
[44] ANEEL. Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 002/2020-SRG/SRT/SCG/ANEEL - Adequações regulatórias para implantação de usinas híbridas - Aprimoramento da regulação relacionada à contratação de acesso de múltiplas centrais geradoras.Brasília, DF, 2020. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR>
[45] SHAFIULLAH, G. M. Hybrid renewable energy integration (HREI) system for subtropical climate in Central Queensland, Australia. Renewable Energy - Science Direct, 2016.
[46] AUSTRALIAN RENEWABLE ENERGY AGENCY (ARENA). Co-Location Investigation - A study into the potential for co-locating wind and solar farms in Australia. [s.l: s.n.].
[47] POWER UTILITY, PROJECT | STAFF REPORTER, A. Operations of Australia ' s Kennedy Energy Park delayed until 2020. p. 1–6, 2019.
[48] RENEWECONOMY. South Australia's biggest wind solar hybrid project gets financial green light. v. 0, p. 1–12, 2020.
[49] LIU, M.; LEE, W. J.; LEE, L. K. Wind and PV hybrid renewable system dispatch using battery energy storage. 45th North American Power Symposium, NAPS 2013, p. 1–5, 2013.
[50] KLONARI, V. et al. Exploring the Viability of Hybrid Wind-Solar Power Plants. 4th International Hybrid Power Systems Workshop, n. May, p. 1–7, 2019.
[51] ENERGY ICEBERG. Renewable Hybrid "Great Leap Forward". p. 1–6, 2020.

[52] JETHANI, J. K. Ministry of New & Renewable Energy - National Wind-Solar Hybrid Policy nº. 238/78/2017, 14 May 2018. Ministry of New and Renewable Energy New Delhi, n. 238, p. 8, 2018.
[53] WARREN, B. In the wake of a human crisis do climate goals take a back seat? EY - Building a better working world, n. Maio 2020, p. 1–11, 2020.
[54] BARBOSA, C. F. DE O. et al. Sistemas Híbridos De Energia : Aplicações e Estudos no BrasilVI Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2016.
[55] NEMA, P.; NEMA, R. K.; RANGNEKAR, S. A current and future state of art development of hybrid energy system using wind and PV-solar: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 13, n. 8, p. 2096–2103, 2009.
[56] EPE. Informe - Sistemas Isolados: Resultado do Leilão para suprimento a Boa Vista e localidades conectadas. [s.l: s.n.].
[57] EPE; ONS. Definição das características elétricas para o leilão de suprimento de Roraima: EPE-DEE-NT-073/2017-rev3 / ONS NT 0143/2017-rev3. p. 1–43, 2019.
[58] EPE. Empresa de Pesquisa Energética EPE realiza I Workshop do Mercado de Energia Elétrica do ciclo 2019 EPE realiza o Workshop " Usinas Híbridas no SIN ". Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-realiza-o-workshop-usinas-hibridas-no-sin->. Acesso em: 8 abr. 2021.
[59] TRANNIN, M. Desafios e Oportunidades para a Geração de Energia Elétrica por Fontes Renováveis no Brasil. Fgv Energia, p. 8, 2016.
[60] ANEEL. Voto - Despacho nº 4.827, de 16 de Dezembro de 2014, 2014. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/adsp20144827_1.pdf>
[61] ANEEL. Despacho nº 2.878, de 1º de Setembro de 201502/09/2015, 2015. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/dsp20152878ti.pdf>
[62] ANEEL. Despacho nº 2.997, de 4 de setembro de 201508/09/2015, 2015. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp20152997ti.pdf>
[63] ABEEÓLICA; ABSOLAR; APINE. Contribuições para a Consulta Pública nº 014/2019. p. 23, [s.d.].
[64] ANEEL. Resolução Autorizativa nº 9.995, de 18 de maio de 2021., 2021. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/rea20219995ti.pdf>
[65] ENERGIA, V. Projeto Piloto Usinas Associadas - Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 002/2020/SRG/SRT/SCG/ANEELVotorantim Energia, 2020.
[66] MARTINS, E. B. P. F. R. et al. Atlas brasileiro de energia solar (Vol. 1). - 2º EdiçãoLABREN, CCST, INPE, 2017. Disponível em: <http://urlib.net/rep/8JMKD3MGP3W34P/3PERDJE>
[67] ANEEL. SIGA - Sistema de Informações de Geração da ANEEL. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNjc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOjR9>. Acesso em: 25 abr. 2021.
[68] ONS. PEN 2019: Plano de Operação Energética 2019-2023, 2019. Disponível em: <http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/PEN_Executivo_2019-2023.pdf>
[69] MOHAMMED, Y. S.; MUSTAFA, M. W.; BASHIR, N. Hybrid renewable energy systems for off-grid electric power: Review of substantial issues. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 35, p. 527–539, 2014.
[70] EPE. Expansão da Transmissão. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/expansao-da-transmissao>.
[71] FERRAZ DE ANDRADE SANTOS, J. A. et al. Combining wind and solar energy sources: Potential for hybrid power generation in Brazil. Utilities Policy, v. 67, n. June, 2020.
[72] GRAVENER, M. H.; NWAIIKPA, C. Available transfer capability and first order

sensitivity. IEEE Transactions on Power Systems, v. 14, n. 2, p. 512–518, 1999.
[73] KUL ENERGY INSTITUTE. Cross-border electricity trading - towards flow-based market coupling. KUL Energy Institute, n. February, p. 1–5, 2015.
[74] MME. Portaria nº 132, de 25 de Abril de 2013, 2013.
[75] MONTEATH, L.; FRANÇA, F. A. X. Workshop - ANEEL: 2º Leilão de Energia de Reserva de 2016 - Esclarecimentos TécnicosOperador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, 2016.
[76] FERNANDES, R. P. et al. Utilização de Ferramenta para Cálculo Automático de Margem de Transmissão em Estudos para Leilões de EnergiaXXV SNPTEE SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2019. Disponível em: <www.journal.uta45jakarta.ac.id>
[77] ONS. Mapa Indicativo das Margens Disponíveis no Brasil.
[78] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS. Acesso em 10 passos. Disponível em: <http://www.ons.org.br/Paginas/acesso-conexao/disposicoes-legais.aspx>. Acesso em: 1 maio. 2021.
[79] ANEEL. Entenda a Expansão da Transmissão. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/busca?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_returnToFullPageURL=%2Fweb%2Fguest%2Fbusca&_101_assetEntryId=14469577&_101_type=content&_101_groupId=6568>. Acesso em: 10 abr. 2021.
[80] AZEVEDO, A. H. F. DE; MATTOS, L. V. Estrutura Tarifária da Transmissão de Energia Elétrica no Brasil. [s.l: s.n.].
[81] ONS. Submódulo 8.3 (Procedimental) dos Procedimento de Rede ONS - Apuração mensal de serviços e encargos da transmissão e encargos setoriais, 2020. Disponível em: <http://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Submódulo 8.3-PR_2020.12.pdf>
[82] EPE; MME; ONS. GT Modernização do Setor Elétrico - Portaria nº 187/2019: Relatório do Grupo Temático - Sustentabilidade da Transmissão, jul. 2019.
[83] ANEEL. Resolução Normativa N° 666, de 23 de Junho de 2015CNR-ISTI technical report, 2015. Disponível em: <https://www.metis2020.com/wp-content/uploads/METIS_D1.4_v3.pdf%0Ahttps://www.metis2020.com/documents/deliverables/index.html%0Ahttps://www.metis2020.com/metis-deliverables-d1-4-d2-4-d3-3-d4-3-d6-5-and-d7-3-were-completed-in-february-2015/index.html%0Ahttp>
[84] ANEEL. Resolução Normativa N° 77, de 18 de Agosto de 2004 - Alterada pela REN nº 745, de 22 de novembro de 2016, 2016. Disponível em: <file:///Users/andreataquez/Downloads/guia-plan-de-mejora-institucional.pdf%0Ahttp://salud.tabasco.gob.mx/content/revista%0Ahttp://www.revistaalad.com/pdfs/Guias_ALAD_11_Nov_2013.pdf%0Ahttp://dx.doi.org/10.15446/revfacmed.v66n3.60060.%0Ahttp://www.cenetec.>
[85] G. BORGES, G.; B. C. SALLES, M. A Política de Descontos para as Energias Renováveis no Brasil. 2021.
[86] ANEEL. Gestão de Recursos Tarifários. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/gestao-de-recursos-tarifarios/-/asset_publisher/NGj5UwmpT1bZ/content/conta-subsidio-tarifario/654800?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fliferayhom%2Fweb%2Fguest%2Fgestao-de-recursos-tarifarios%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_NGj5>. Acesso em: 16 abr. 2021.
[87] ANEEL. Conta de Desenvolvimento Energético - Orçamento - Destino das Despesas. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZDBlNjg1N2ItYjlhOC00YmVhLTlkMWQtNzk

zZWYyYzRlNDgyIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOjR9>. Acesso em: 16 maio. 2021.
[88] EPE; MME. Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE 2030 - Parâmetros de Custos - Geração e Transmissão, 2021.
[89] INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLÓGIA - INMET. Rede de Estações Meteorológicas Automáticas do INMET - Nota Técnica nº 001/2011/SEGER/ LAIMECSC/INMETMinistério Da Agricultura, Pecuária e Abastecimento - INMET, 2011.
[90] JOHNSON, R. A.; WICHERN, D. W. AppliedMultivariateStatistics.Pdf. 6º ed. [s.l: s.n.].
[91] VICINI, L.; SOUZA, A. M. Análise multivariada da teoria à práticaUniversidade Federal de Santa Maria - UFSM, 2005.
[92] ONS. Gráfico Indicativo das Margens de Transmissão por Barramento da Rede Básica do SIN - Disponíveis no Brasil. Disponível em: <https://sintegre.ons.org.br/sites/8/42/60/Paginas/servicos/Grafico_MargensDisponiveis_Brasil.aspx>. Acesso em: 12 fev. 2021.
[93] EPE. Webmap EPE - Sistema de Informações Geográficas do Setor Energético Brasileiro. Disponível em: <https://gisepeprd2.epe.gov.br/WebMapEPE/>. Acesso em: 13 fev. 2021.
[94] ONS. Submódulo 2.3 Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentosONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2016.
[95] ANEEL. Submódulo 2.3 dos Procedimento de Rede ONS - Apuração mensal de serviços e encargos da transmissão e encargos setoriais, 2020.
[96] FIGUEIREDO FILHO, D. B.; SILVA JÚNIOR, J. A. DA. Desvendando os Mistérios do Coeficiente de Correlação de Pearson. Leviathan, n. 8, p. 66, 2009.
[97] ONS. NT 0025/2020 - LEN A-4/2020: QUANTITATIVOS DA CAPACIDADE REMANESCENTE DO SIN PARA ESCOAMENTO DE GERAÇÃO PELA REDE BÁSICA, DIT E ICG. v. ONS NT 002, p. 143, 2020.
[98] ONS. Nota Técnica NT-ONS DPL 0044/2021. LEN A-3/2021: Quantitativos da Capacidade Remanescente do SIN para escoamento de geração pela Rede Básica, DIT e ICG - Revisão 2, de 26 de Abril de 2021., 2021.

Anexo A – Dados INMET

Tabela 19 Dados da Normal Climatológica do Brasil 1981-2010 [27] **(Insolação Total (horas)) das estações utilizadas.**

Normal Climatológica do Brasil 1981-2010
Insolação Total (horas)

Código	Latitude	Longitude	Nome da Estação	UF	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	Ano
83179	-11,083333	-43,166667	BARRA	BA	241,9	220,3	239	251	268,2	279,3	301,8	309,1	290,7	273,7	232,4	226,2	3133,6
83408	-14,283333	-43,766667	CARINHANHA	BA	253,9	238,5	248,1	258,4	278,9	275,9	291,7	308,9	281,9	260,7	201,2	211,3	3109,4
82979	-9,6333333	-42,1	REMANSO	BA	237,8	210	214,6	245,1	271,4	261,3	293,5	305,6	298,5	288,9	251,1	226,5	3104,3
83076	-11,016667	-44,516667	STa. R. DE CASSIA)	BA	231,1	194,8	216,1	236,5	265,2	283,9	303,6	307,3	283,7	243,9	206,8	208,5	2981,4
83182	-11,3	-41,866667	IRECE	BA	258,6	230,2	228	236,3	245,3	231,7	265,6	275,8	274,1	268,7	227,9	231,5	2973,7
83288	-13,251389	-43,405278	BOM JESUS DA LAPA	BA	246,4	225,8	229,9	242	260,5	263,7	280,4	288,8	269,3	244,4	200,2	207,6	2959
83286	-13,332222	-44,617222	CORRENTINA	BA	224,4	204	222,4	240,5	264,8	271,5	284	299,2	276,4	241,8	180,6	190,3	2899,9
83236	-12,155556	-45,007778	BARREIRAS	BA	207,6	183,1	199,5	221	256	255,2	281,7	279,7	252,8	235,4	186,5	196,5	2755
82986	-9,3666667	-38,216667	PAULO AFONSO	BA	256	232,2	236,3	222,6	195,3	151,5	167,9	194	236,6	271,7	273,7	267	2704,8
83339	-14,066667	-42,483333	CAETITE	BA	230,3	220	207,5	206	219,8	214,8	233,3	260,7	251,9	239,2	187,5	188,1	2659,1
83192	-11,083333	-38,516667	CIPO	BA	245,8	218,5	228,5	202,7	180,9	151,1	170,4	183,2	208,7	243,2	238	246,5	2517,5
83292	-13,812778	-41,3	ITUACU	BA	239	217,5	202,9	193	202,5	169,9	197,1	219,8	225,9	224,9	192,7	202,4	2487,6
83186	-11,172778	-40,534167	JACOBINA	BA	242,5	219,8	220,3	201	176,5	153,7	178,1	202,2	217	233,3	213,2	220,5	2478,1
83229	-13,005278	-38,505833	SALVADOR (ONDINA)	BA	246,9	215	227,2	194,1	165,8	147,8	169,1	189,1	211,4	235,5	210,9	230,2	2443
83090	-10,4425	-39,331111	MONTE SANTO	BA	234,3	206,7	217,3	195,3	178,1	128,2	160,6	185,5	221,3	232,5	228,4	236	2424,2
83398	-15,666667	-38,95	CANAVIEIRAS	BA	260,5	227	221,4	188,1	182,4	156,4	169,6	189,7	193,6	208,4	196,6	217,8	2411,5
83249	-12,148333	-38,425556	ALAGOINHAS	BA	230,2	210,8	216	193,5	187,7	152,2	174,1	170	192,4	223,5	213,1	221,9	2385,4
83184	-11,216667	-41,216667	MORRO DO CHAPEU	BA	220,2	203,9	198,1	186,6	176,4	155,8	183,3	205,2	207,4	215,4	191	198,6	2341,9

Normal Climatológica do Brasil 1981-2010
Insolação Total (horas)

Código	Latitude	Longitude	Nome da Estação	UF	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	Ano
83088	-10,466667	-40,183333	SENHOR DO BONFIM	BA	225,7	199,6	211	189,3	165,5	133,8	155,8	190,2	207,5	230,3	207,3	212,2	2328,2
83344	-14,883333	-40,8	VITORIA DA CONQUISTA	BA	217,3	197,8	203,3	188,3	187,3	165,4	179,3	201	205,7	211,8	171,6	178,7	2307,5
83244	-12,516667	-40,283333	ITABERABA	BA	226,1	211,7	219,1	192,9	177,2	150,3	169,9	183,1	192	202,3	185,2	195,5	2305,3
83222	-12,666667	-39,083333	CRUZ DAS ALMAS	BA	227,9	204,7	208,3	190,6	179,5	143,6	171,2	176,5	186,4	200,9	192,4	200,7	2282,7
83498	-17,739167	-39,258333	CARAVELAS	BA	241	224,8	203,2	191,4	172,2	155,9	169,1	197,2	178,7	186,3	164,1	185	2268,9
83446	-16,733333	-39,55	GUARATINGA	BA	220,3	213,5	207,6	198,5	195,8	175,7	178	177,2	176,4	179,6	157,6	188,3	2268,5
83190	-11,633333	-38,966667	SERRINHA	BA	229,8	201,5	212,9	178,9	158,1	123,7	142,8	156,8	175,8	202	202	215,5	2199,8
83242	-12,5575	-41,388889	LENCOIS	BA	198,9	186,6	193,6	175,6	164	143,9	166,6	185,3	182,2	186,7	161,3	167,7	2112,4
83295	-13,528056	-40,119722	ITIRUCU (JAGUAQUARA)	BA	197,3	180,5	169,5	159	158,1	128,7	148,6	160,4	172,3	182,6	158,1	178,7	1993,8

Tabela 20 - Dados da Normal Climatológica do Brasil 1981-2010 [27] **(Intensidade do Vento (m/s)) das estações utilizadas.**

Normal Climatológica do Brasil 1981-2010

Intensidade do Vento (m.s-1)

Código	Latitude	Longitude	Nome da Estação	UF	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	Ano
83179	-11,083333	-43,166667	BARRA	BA	2,0	2,0	1,8	1,7	1,8	2,0	2,2	2,6	3,0	2,9	2,5	2,1	2,2
83408	-14,283333	-43,766667	CARINHANHA	BA	2,0	2,0	2,0	2,0	2,1	2,2	2,4	2,7	2,9	2,8	2,3	2,0	2,3
82979	-9,6333333	-42,1	REMANSO	BA	2,4	2,4	2,3	2,4	2,6	2,9	3,1	3,3	3,3	3,3	3,1	2,6	2,8
83076	-11,016667	-44,516667	STa. R. DE CASSIA)	BA	1,7	1,8	1,7	1,7	1,7	1,9	1,9	2,2	2,4	2,2	2,0	1,8	1,9
83182	-11,3	-41,866667	IRECE	BA	3,3	3,4	3,3	3,6	3,9	4,4	4,5	4,7	4,6	4,2	3,7	3,3	3,9
83288	-13,251389	-43,405278	BOM JESUS DA LAPA	BA	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,4	1,4	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,3
83286	-13,332222	-44,617222	CORRENTINA	BA	1,7	1,7	1,7	1,7	1,8	2,0	2,2	2,2	2,2	2,0	1,8	1,6	1,9
83236	-12,155556	-45,007778	BARREIRAS	BA	1,9	1,9	1,9	1,7	1,6	1,8	2,0	2,1	2,3	2,1	2,0	1,9	1,9
82986	-9,3666667	-38,216667	PAULO AFONSO	BA	3,5	3,4	3,1	3,2	3,1	3,2	3,4	3,7	4,2	4,1	3,9	3,6	3,5
83339	-14,066667	-42,483333	CAETITE	BA	3,3	3,6	3,5	3,9	4,1	4,4	4,6	4,8	4,8	4,3	3,7	3,2	4,0
83192	-11,083333	-38,516667	CIPO	BA	3,5	3,1	3,0	3,1	3,1	3,3	3,3	3,5	3,5	3,6	3,4	3,3	3,3
83292	-13,812778	-41,3	ITUACU	BA	2,2	2,2	2,0	2,0	1,9	2,0	2,1	2,5	2,7	2,5	2,3	2,1	2,2
83186	-11,172778	-40,534167	JACOBINA	BA	3,5	3,7	3,4	3,5	3,5	3,8	3,9	4,4	4,6	4,5	4,0	3,5	3,9
83229	-13,005278	-38,505833	SALVADOR (ONDINA)	BA	1,6	1,6	1,6	1,6	1,8	1,9	2,0	2,0	1,9	1,9	1,8	1,7	1,8
83090	-10,4425	-39,331111	MONTE SANTO	BA	2,8	2,7	2,5	2,6	2,5	2,6	2,6	2,8	2,9	3,0	2,8	2,6	2,7
83398	-15,666667	-38,95	CANAVIEIRAS	BA	2,7	2,5	2,3	2,2	2,2	2,1	2,2	2,4	2,6	2,8	2,7	2,8	2,5
83249	-12,148333	-38,425556	ALAGOINHAS	BA	2,9	2,8	2,7	2,6	2,5	2,5	2,6	2,7	2,9	3,0	3,0	2,8	2,8
83184	-11,216667	-41,216667	MORRO DO CHAPEU	BA	3,5	3,5	3,4	3,6	3,6	3,8	3,9	3,9	3,9	3,7	3,5	3,3	3,6
83088	-10,466667	-40,183333	SENHOR DO BONFIM	BA	3,5	3,5	3,3	3,7	3,6	4,0	4,0	4,2	4,2	3,9	3,6	3,3	3,7
83344	-14,883333	-40,8	VITORIA DA CONQUISTA	BA	2,8	2,8	2,5	2,6	2,5	2,6	2,7	3,0	3,2	3,2	2,9	2,6	2,8
83244	-12,516667	-40,283333	ITABERABA	BA	2,4	2,6	2,3	2,1	2,0	2,1	2,2	2,6	2,9	3,2	2,7	2,4	2,5

Normal Climatológica do Brasil 1981-2010

Intensidade do Vento (m.s-¹)

Código	Latitude	Longitude	Nome da Estação	UF	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	Ano
83222	-12,666667	-39,083333	CRUZ DAS ALMAS	BA	3,3	3,1	3,1	2,9	3,0	3,0	3,0	3,3	3,5	3,6	3,6	3,4	3,2
83498	-17,739167	-39,258333	CARAVELAS	BA	3,3	2,9	2,6	2,5	2,6	2,3	2,5	2,6	3,1	3,5	3,6	3,4	2,9
83446	-16,733333	-39,55	GUARATINGA	BA	2,3	2,3	2,0	2,1	2,1	1,9	2,0	2,2	2,4	2,6	2,5	2,4	2,2
83190	-11,633333	-38,966667	SERRINHA	BA	3,1	3,0	2,8	2,5	2,3	2,3	2,3	2,5	2,9	3,3	3,4	3,2	2,8
83242	-12,5575	-41,388889	LENCOIS	BA	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,5	1,5	1,6	1,7	1,6	1,5	1,5	1,5
83295	-13,528056	-40,119722	ITIRUCU (JAGUAQUARA)	BA	2,4	2,3	2,1	2,2	2,1	2,2	2,2	2,4	2,6	2,7	2,6	2,5	2,4

Apêndice 1 – Script Aplicação no R – PCA e *boxplot*

```
install.packages("ggplot2")
install.packages("plyr")
install.packages("Hmisc")
install.packages("pgirmess")
install.packages("ggrepel")
install.packages("xlsx")
install.packages("xlsReadWrite")
install.packages("WriteXLS")
install.packages("forcats")
install.packages("gridBase")


library(WriteXLS)
library(xlsx)
library(plyr)
library(ggplot2)
library(Hmisc)
library(pgirmess)
library(ggrepel)
library(xlsReadWrite)
library(forcats)
library(gridBase)


Dados<-read.csv("Dados.csv",dec=",",sep=";",head=T)

Dados$Mês<-as.character(Dados$Mês)
Dados$Mês<-factor(Dados$Mês, levels=unique(Dados$Mês), ordered=TRUE)

Dados$Estacao<-as.character(Dados$Estacao)
Dados$Estacao<-factor(Dados$Estacao, levels=unique(Dados$Estacao), ordered=TRUE)

Dados$Sazonalidade<-as.character(Dados$Sazonalidade)
```

```
Dados$Sazonalidade<-factor(Dados$Sazonalidade, levels=unique(Dados$Sazonalidade),
ordered=TRUE)


ggplot(Dados, aes(x=Mês, y=Sol,fill=Estacao))+
geom_bar(position="dodge",stat="identity")+
ylab("Sol()")+
theme_bw()+
theme(panel.grid.major = element_line(size=0.1,colour = "black",linetype="dotted"))+
theme(legend.position="bottom")
ggsave(file="SOL GERAL.png",width=20,height=14,units="cm",dpi=200)

ggplot(Dados, aes(x = Mês, y = Sol),na.rm=TRUE)  +
stat_boxplot(geom = "errorbar", stat_params = list(width = 0.3)) +
stat_boxplot(geom = "errorbar", stat_params = list(width = 0.3)) +
geom_boxplot(fill="gray85",alpha=1, width=.8,  outlier.size = 2, na.rm=TRUE, position =
position_dodge(width = 0.7)) +
scale_fill_manual(values=c("steelblue4","firebrick","seagreen","orange"),guide = guide_legend(title
= "")) +
xlab("") + ylab("Irradiação Insolação Total (horas)") +
theme_bw() +
stat_summary(fun.y=mean, colour="black", geom="point",shape=5,size=3,width=5,
position=position_dodge(width = 1.0)) +
theme(legend.position="bottom", legend.background = element_rect(colour = "black"))     +
theme(panel.grid.major = element_line(size=0.15,colour = "black",linetype= "dotted"))
ggsave(file="BoxplotSol Mês.png",width=26,height=20,units="cm",dpi=500)

ggplot(Dados,aes(x=reorder(Estacao,-Sol, na.rm = TRUE), y=Sol)) +
stat_boxplot(geom = "errorbar", stat_params = list(width = 0.3)) +
geom_boxplot(fill="#EAC117",alpha=1, width=.8,  outlier.size = 2, na.rm=TRUE, position =
position_dodge(width = 0.7)) +
xlab("") + ylab("Insolação Total (horas)") +
theme_bw() + stat_summary(fun.y=mean, colour="black", geom="point",shape=5,size=3,width=5,
position=position_dodge(width = 1.0)) +
theme(legend.position="bottom", legend.background = element_rect(colour = "black"))     +
theme(axis.text.x = element_text(angle =-45, vjust = .0, hjust = .1))+
theme(panel.grid.major = element_line(size=0.15,colour = "black",linetype= "dotted"))
ggsave(file="BoxplotSol Estacao.png",width=26,height=20,units="cm",dpi=500)

ggplot(Dados,aes(x=reorder(Estacao,-Vento, na.rm = TRUE), y=Vento)) +
```

```
stat_boxplot(geom = "errorbar", stat_params = list(width = 0.3)) +
geom_boxplot(fill="#488AC7",alpha=1, width=.8,  outlier.size = 2, na.rm=TRUE, position =
position_dodge(width = 0.7)) +
xlab("") + ylab("Intensidade do Vento(m/s)") +
theme_bw() + stat_summary(fun.y=mean, colour="black", geom="point",shape=5,size=3,width=5,
position=position_dodge(width = 1.0)) +
theme(legend.position="bottom", legend.background = element_rect(colour = "black"))     +
theme(axis.text.x = element_text(angle =-45, vjust = .0, hjust = .1))+
theme(panel.grid.major = element_line(size=0.15,colour = "black",linetype= "dotted"))
ggsave(file="BoxplotVento Estacao.png",width=26,height=20,units="cm",dpi=500)

ggplot(Topssol,aes(x=reorder(Topsol ,-Sol, na.rm = TRUE), y=Sol)) +
stat_boxplot(geom = "errorbar", stat_params = list(width = 0.3)) +
geom_boxplot(fill="gray85",alpha=1, width=.8,  outlier.size = 2, na.rm=TRUE, position =
position_dodge(width = 0.7)) +
xlab("") + ylab("Irradiação Solar(kWh/m²)") +
theme_bw() +
stat_summary(fun.y=mean, colour="black", geom="point",shape=5,size=3,width=5,
position=position_dodge(width = 1.0)) +
theme(legend.position="bottom", legend.background = element_rect(colour = "black"))     +
theme(panel.grid.major = element_line(size=0.15,colour = "black",linetype= "dotted")) +
theme(axis.text.x = element_text(angle =-45, vjust = .0, hjust = .1))
ggsave(file="TopSol Estacao.png",width=16,height=10,units="cm",dpi=500)

ggplot(Topsventos,aes(x=reorder(Topvento ,-Vento, na.rm = TRUE), y=Vento)) +
stat_boxplot(geom = "errorbar", stat_params = list(width = 0.3)) +
geom_boxplot(fill="gray85",alpha=1, width=.8,  outlier.size = 2, na.rm=TRUE, position =
position_dodge(width = 0.7)) +
scale_fill_manual(values=c("steelblue4","firebrick","seagreen","orange"),guide = guide_legend(title
= "")) +
xlab("") + ylab(expression(paste(Vento~(m.s^-1)))) +
theme_bw() + stat_summary(fun.y=mean, colour="black", geom="point",shape=5,size=3,width=5,
position=position_dodge(width = 1.0)) +
theme(legend.position="bottom", legend.background = element_rect(colour = "black"))     +
theme(panel.grid.major = element_line(size=0.15,colour = "black",linetype= "dotted"))+
theme(axis.text.x = element_text(angle =-45, vjust = .0, hjust = .1))
ggsave(file="TopVento Estacao.png",width=16,height=10,units="cm",dpi=500)

### PCA ###
```

```
dados_pca<-read.csv("Dados.csv",sep=";",dec=",",header=T)
dados_pca$Numero<-as.character(dados_pca$Numero)
dados_pca$Numero<-factor(dados_pca$Numero, levels=unique(dados_pca$Numero),
ordered=TRUE)
pca<-prcomp(dados_pca[,7:8], scale.=T)
cumsum((pca$sdev)^2) / sum(pca$sdev^2)
(pca$sdev)^2 / sum(pca$sdev^2)
pca$rotation
scores<-as.data.frame(pca$x)
scores<-cbind(dados_pca[,1:6],scores)
loadings<-as.data.frame(pca$rotation)

circle <- function(center = c(0, 0), npoints = 100) {
   r = 1
   tt = seq(0, 2 * pi, length = npoints)
   xx = center[1] + r * cos(tt)
   yy = center[1] + r * sin(tt)
   return(data.frame(x = xx, y = yy))}corcir = circle(c(0, 0), npoints = 100)

correlations = as.data.frame(cor(dados_pca[7:8], pca$x))
arrows = data.frame(x1 = c(0,0), y1 = c(0,0), x2 = correlations$PC1,y2 = correlations$PC2)



ggplot() +
geom_hline(yintercept = 0, colour = "red", linetype="dashed") +
geom_vline(xintercept = 0, colour = "red", linetype="dashed") +
geom_text(data = correlations, aes(x = PC1, y = PC2, label = rownames(loadings)),size=4,
colour="black") +
geom_path(data = corcir, aes(x = x, y = y), colour = "red", linetype="dashed") + theme_bw() +
xlab ("Fator 1 (39,49 %)") + ylab ("Fator 2 (16,22 %)") +
geom_segment(data = arrows, aes(x = x1, y = y1, xend = x2, yend = y2), colour = "blue") +
geom_text(aes(x=1,y=1,label="I"),size=4,fontface="bold",colour=1) +
geom_text(aes(x=1,y=-1,label="II"),size=4,fontface="bold",colour=1) +
geom_text(aes(x=-1,y=-1,label="III"),size=4,fontface="bold",colour=1) +
geom_text(aes(x=-1,y=1,label="IV"),size=4,fontface="bold",colour=1)
ggsave(file="Loadings_PCARF.png",width=18,height=15,units="cm",dpi=150)

ggplot() + theme_bw() +
geom_point(data=scores, aes(x=PC1, y=PC2,colour=Login),size=8) +
geom_hline(yintercept = 0, colour = "red") +
```

```
 geom_vline(xintercept = 0, colour = "red") +
xlab ("Fator 1 (54,88 %)") + ylab ("Fator 2 (45,12 %)") +
theme(legend.position="bottom", legend.title=element_blank())+
ylim(-2.5,2.5)+
xlim(-2.5,2.5)+
geom_text(aes(x=2.5,y=2.5,label="I"),size=4,fontface="bold",colour=1) +
geom_text(aes(x=2.5,y=-2.5,label="II"),size=4,fontface="bold",colour=1) +
geom_text(aes(x=-2.5,y=-2.5,label="III"),size=4,fontface="bold",colour=1) +
geom_text(aes(x=-2.5,y=2.5,label="IV"),size=4,fontface="bold",colour=1)+
geom_text(data=scores, aes(x=PC1, y=PC2,label=Numero),size=4)
ggsave(file="Scores_PCAR.png",width=18,height=15,units="cm",dpi=150)

scores$Numero<-as.character(scores$Numero)
scores$Numero<-factor(scores$Numero, levels=unique(scores$Numero), ordered=TRUE)
scores$Login<-as.character(scores$Login)
scores$Login<-factor(scores$Login, levels=unique(scores$Login), ordered=TRUE)
scores$Login<-as.character(scores$Login)
scores$Login<-as.factor(scores$Login)


ggplot() +
geom_hline(yintercept = 0, colour = "red", linetype="dashed") +
geom_vline(xintercept = 0, colour = "red", linetype="dashed") +
geom_text(data = correlations, aes(x = PC1*2.5, y = PC2*2.5, label = rownames(loadings)),size=4,
colour="black") +
geom_path(data = corcir, aes(x = x*2.5, y = y*2.5), colour = "red", linetype="dashed") +
theme_bw() +
xlab ("Fator 1 (54,88 %)") + ylab ("Fator 2 (45,12 %)") +
geom_segment(data = arrows, aes(x = x1, y = y1, xend = x2*2.5, yend = y2*2.5), colour = "blue") +
theme_bw() +
geom_point(data=scores, aes(x=PC1, y=PC2,colour=Login),size=8) +
theme(legend.position="bottom", legend.title=element_blank())+
geom_text(aes(x=2.5,y=2.5,label="I"),size=4,fontface="bold",colour=1) +
geom_text(aes(x=2.5,y=-2.5,label="IV"),size=4,fontface="bold",colour=1) +
geom_text(aes(x=-2.5,y=-2.5,label="III"),size=4,fontface="bold",colour=1) +
geom_text(aes(x=-2.5,y=2.5,label="II"),size=4,fontface="bold",colour=1) +
geom_text(data=scores, aes(x=PC1, y=PC2,label=Numero),size=4)
scale_color_gradient(low="blue", high="red")
ggsave(file="Scores+Loadings_PCAR1_.png",width=30,height=30,units="cm",dpi=150)
```

```
ggplot() +
geom_hline(yintercept = 0, colour = "red", linetype="dashed") +
geom_vline(xintercept = 0, colour = "red", linetype="dashed") +
geom_text(data = correlations, aes(x = PC1*3, y = PC2*3, label = rownames(loadings)),size=4,
colour="black") +
geom_path(data = corcir, aes(x = x*3, y = y*3), colour = "red", linetype="dashed") + theme_bw() +
xlab ("Fator 1 (39,49 %)") + ylab ("Fator 2 (16,22 %)") +
geom_segment(data = arrows, aes(x = x1, y = y1, xend = x2*3, yend = y2*3), colour = "blue") +
theme_bw() +
geom_point(data=scores, aes(x=PC1, y=PC2,colour=Estacao,),size=4) +
theme(legend.position="bottom", legend.title=element_blank())+
geom_text(aes(x=5,y=5,label="I"),size=4,fontface="bold",colour=1) +
geom_text(aes(x=5,y=-5,label="II"),size=4,fontface="bold",colour=1) +
geom_text(aes(x=-5,y=-5,label="III"),size=4,fontface="bold",colour=1) +
geom_text(aes(x=-5,y=5,label="IV"),size=4,fontface="bold",colour=1) +
geom_text(data=scores, aes(x=PC1, y=PC2,label=Escolhidas),size=10)
ggsave(file="Scores+Loadings_PCAR_.png",width=30,height=30,units="cm",dpi=150)
```