

João Gabriel Teixeira Rasteli

**Integração de Usinas Solares Fotovoltaicas e Eólicas de Grande Porte em Sistemas de Transmissão de Energia Elétrica**

Goiânia

22 de agosto 2023



UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS  
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO

## TERMO DE CIÊNCIA E DE AUTORIZAÇÃO PARA DISPONIBILIZAR VERSÕES ELETRÔNICAS DE TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO DE GRADUAÇÃO NO REPOSITÓRIO INSTITUCIONAL DA UFG

Na qualidade de titular dos direitos de autor, autorizo a Universidade Federal de Goiás (UFG) a disponibilizar, gratuitamente, por meio do Repositório Institucional (RI/UFG), regulamentado pela Resolução CEPEC no 1240/2014, sem ressarcimento dos direitos autorais, de acordo com a Lei no 9.610/98, o documento conforme permissões assinaladas abaixo, para fins de leitura, impressão e/ou download, a título de divulgação da produção científica brasileira, a partir desta data.

O conteúdo dos Trabalhos de Conclusão dos Cursos de Graduação disponibilizado no RI/UFG é de responsabilidade exclusiva dos autores. Ao encaminhar(em) o produto final, o(s) autor(a)(es)(as) e o(a) orientador(a) firmam o compromisso de que o trabalho não contém nenhuma violação de quaisquer direitos autorais ou outro direito de terceiros.

### 1. Identificação do Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação (TCCG)

Nome(s) completo(s) do(a)(s) autor(a)(es)(as): João Gabriel Teixeira Rasteli

Título do trabalho: Integração de usinas solares fotovoltaicas e eólicas de grande porte em sistemas de transmissão de energia elétrica

### 2. Informações de acesso ao documento (este campo deve ser preenchido pelo orientador) Concorda com a liberação total do documento [ X ] SIM [ ] NÃO<sup>1</sup>

[1] Neste caso o documento será embargado por até um ano a partir da data de defesa. Após esse período, a possível disponibilização ocorrerá apenas mediante: a) consulta ao(a)(s) autor(a)(es)(as) e ao(a) orientador(a); b) novo Termo de Ciência e de Autorização (TECA) assinado e inserido no arquivo do TCCG. O documento não será disponibilizado durante o período de embargo.

#### Casos de embargo:

- Solicitação de registro de patente;
- Submissão de artigo em revista científica;
- Publicação como capítulo de livro.

**Obs.: Este termo deve ser assinado no SEI pelo orientador e pelo autor.**



Documento assinado eletronicamente por **Lina Paola Garcés Negrete, Professora do Magistério Superior**, em 23/08/2023, às 07:57, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **João Gabriel Teixeira Rasteli, Discente**, em 23/08/2023, às 08:44, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site

[https://sei.ufg.br/sei/controlador\\_externo.php?](https://sei.ufg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0)

[acao=documento\\_conferir&id\\_orgao\\_acesso\\_externo=0](https://sei.ufg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **3980992** e o código CRC **9347A26C**.

---

Referência: Processo nº 23070.024212/2023-59

SEI nº 3980992

João Gabriel Teixeira Rasteli

# **Integração de Usinas Solares Fotovoltaicas e Eólicas de Grande Porte em Sistemas de Transmissão de Energia Elétrica**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia no curso de graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação da Universidade Federal de Goiás.

Universidade Federal de Goiás  
Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e da Computação

Orientadora: Prof.<sup>a</sup> Dra. Lina Paola Garcés Negrete

Goiânia  
22 de agosto de 2023

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor, através do  
Programa de Geração Automática do Sistema de Bibliotecas da UFG.

Rasteli, João Gabriel Teixeira  
Integração de Usinas Solares Fotovoltaicas e Eólicas de Grande  
Porte em Sistemas de Transmissão de Energia Elétrica [manuscrito] /  
João Gabriel Teixeira Rasteli. - 2023.  
xviii, 18 f.: il.

Orientador: Prof. Dr. Lina Paola Garcés Negrete.  
Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade  
Federal de Goiás, Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de  
Computação (EMC), Engenharia Elétrica, Goiânia, 2023.

Bibliografia.

Inclui siglas, símbolos, gráfico, tabelas.

1. Usinas solares fotovoltaicas. 2. Usinas eólicas. 3. Simulação de  
Monte Carlo. 4. Redes de transmissão de energia elétrica. I. Negrete,  
Lina Paola Garcés, orient. II. Título.

CDU 621.3



UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS  
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO

ATA DE DEFESA DE TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ATA DE AVALIAÇÃO DE PROJETO FINAL**

**CURSO**

( X ) Eng Elétrica	( ) Eng Mecânica	( ) Eng Computação PFC 1 ( ) PFC 2 ( )
--------------------	------------------	---

**TÍTULO DO TRABALHO**

Integração de usinas solares fotovoltaicas e eólicas de grande porte em sistemas de transmissão de energia elétrica

**BANCA AVALIADORA**

Membro 1	Profa. Dra. Lina Paola Garcés Negrete
Membro 2	Eng. Msc. Fernando Carvalho Assunção da Silva
Membro 3	Prof. Dr. Igor Kopcak

**Data da Defesa**

22/08/2023

**DISCENTE**

Matrícula	Nome
201802828	João Gabriel Teixeira Rasteli

**NOTAS**

Matrícula	Membro 1			Membro 2			Membro 3			Média*
	NPT	NTE	NAA	NPT	NTE	NAA	NPT	NTE	NAA	
201802828	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0

**NPT** – Nota plano de trabalho;

**NTE** – Nota do trabalho escrito;

**NAA** – Nota de apresentação e arguição

Para Eng. Elétrica, Mecânica e PFC2 da Eng. Da Computação:  $NF = 0,1 \times NPT + 0,45 \times NTE + 0,45 \times NAA$

Para PFC1 da Eng. Da Computação:  $NF = 0,3 \times NPT + 0,7 \times NAA$

\* A aprovação do(s) aluno(s) está condicionada à apresentação do trabalho final ao orientador com todas as correções sugeridas pela banca.

**OBSERVAÇÕES:**

Preencher com modificações solicitadas, caso existam. Em caso de reprovação, informar a justificativa.



Documento assinado eletronicamente por **Lina Paola Garcés Negrete, Professora do Magistério Superior**, em 22/08/2023, às 16:07, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Igor Kopcak, Professor do Magistério Superior**, em 22/08/2023, às 16:07, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Fernando Carvalho Assunção Da Silva, Usuário Externo**, em 22/08/2023, às 16:08, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site [https://sei.ufg.br/sei/controlador\\_externo.php?acao=documento\\_conferir&id\\_orgao\\_acesso\\_externo=0](https://sei.ufg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **3980967** e o código CRC **DC8C6DAC**.

# Integração de Usinas Solares Fotovoltaicas e Eólicas de Grande Porte em Sistemas de Transmissão de Energia Elétrica

João G. T. Rasteli e Lina Paola Garcés Negrete (Orientadora)  
Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação - UFG

**Resumo**—Este artigo aborda a avaliação dos impactos da integração de usinas solares fotovoltaicas e eólicas de grande porte na rede de transmissão de energia elétrica. Para isso, foram realizadas simulações computacionais baseadas no Método de Monte Carlo. As simulações consideram a variação probabilística do recurso primário das fontes de energia, irradiância solar e velocidades do vento, para calcular as potências de saída das usinas. Foram analisados três sistemas elétricos de potência encontrados na literatura técnica: Chesf Simplificado 5-bus, IEEE 9-bus e IEEE 14-bus. Para cada sistema simulado, são obtidos e analisados os valores médios das perdas de energia, os níveis de tensão, bem como os valores médios de geração advindos das usinas renováveis. Os resultados demonstraram que a geração adicional por parte das usinas pode reduzir as perdas de energia ativa total no sistema, especialmente quando as mesmas são alocadas próximas das cargas evitando, assim, a transmissão de energia por longas distâncias. No entanto, para um dos sistemas testados, foi observado um aumento nas perdas médias de energia ativa, que pode ser devido aos efeitos consequentes do fluxo reverso de potência nos ramos que interligam às barras de alocação das usinas, as quais foram selecionados de maneira aleatória. As tensões nas barras também foram avaliadas, mostrando um aumento das tensões máximas, porém dentro dos limites recomendados. Conclui-se, por tanto, que a entrada de grandes usinas renováveis nos sistemas de transmissão requer um planejamento cuidadoso que envolve técnicas de otimização para a alocação e dimensionamento das mesmas, de tal forma a evitar impactos indesejados no sistema elétrico.

**Palavras Chave** — Usinas solares fotovoltaicas, usinas eólicas, simulação de Monte Carlo, redes de transmissão de energia elétrica.

**Abstract**—This article addresses the assessment of the impacts of integrating large-scale photovoltaic and wind power plants into the electric transmission network. To accomplish this, computer simulations based on the Monte Carlo Method were conducted. The simulations consider the probabilistic variation of the primary resource of the energy sources, solar irradiance, and wind speeds, in order to calculate the output powers of the plants. Three power electrical systems found in technical literature were analyzed: Chesf Simplified 5-bus, IEEE 9-bus, and IEEE 14-bus. For each simulated system, the average values of energy losses, voltage levels, as well as the average values of generation from renewable plants are obtained and analyzed. The results demonstrated that the additional generation from the plants can reduce the total active energy losses in the system, especially when they are located close to the loads, thus avoiding the transmission of energy over long distances. However, for one of the tested systems, an increase in average active energy losses was observed, which may be due to the consequential effects of reverse power flow in the branches connecting the allocation bars of the plants, which were randomly selected. The voltages at the bars were also evaluated, showing an increase in maximum voltages, but

within recommended limits. Therefore, it is concluded that the integration of large renewable plants into transmission systems requires careful planning involving optimization techniques for their allocation and sizing, in such a way as to avoid undesirable impacts on the electrical system.

**Index Terms**—Photovoltaic solar plants, wind power plants, Monte Carlo simulation, electrical transmission network.

## I. INTRODUÇÃO

NO ano de 2022, o Brasil demandou 509.364 GWh de energia, de acordo com o Anuário Estatístico de Energia, divulgado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), um valor que representa um aumento considerável desde o ano de 2020, quando a demanda era de 476.569 GWh, um aumento de quase 7% em dois anos (EPE, 2023). Esse aumento deve-se ao desenvolvimento do país, após retomada das atividades pós pandemia pela Covid 19.

A fim de abastecer toda a demanda energética do país, o Brasil necessita de um sistema elétrico robusto e bem sincronizado para coordenar e operar a geração e a demanda. Possuindo um território de proporções continentais, há uma gama de opções para a diversificação da geração de energia, tais como hidrelétrica, eólica, solar, termelétrica, dentre outras. Atualmente, o Brasil possui 196,2 GW de potência em operação fiscalizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e, aproximadamente, 354,9 GW de potência a ser instalada, em construção ou em operação, de acordo com o Sistema de Geração da ANEEL - SIGA (SIGA, 2023).

Apesar da necessidade de suprir a alta demanda, as mudanças climáticas e os riscos de catástrofes ambientais, decorrentes da poluição e ações degradatórias humanas, tem sido fatores importantes para a escolha de novas gerações de energia no país. Por outro lado, a redução de custos na aquisição de novas tecnologias também tem influenciado para esse novo cenário. Com isso, a geração solar fotovoltaica e a eólica têm-se destacado entre os principais investimentos, uma vez que suas agressões ao meio ambiente são mais brandas em relação as demais e, concomitantemente, pela inovação tecnológica ligada a esses setores.

Analisando os dados da matriz energética brasileira entre os anos de 2019 e 2023, percebe-se o aumento de 75% na geração eólica e 1.443,7% na solar fotovoltaica, a qual teve sua potência instalada aumentada de 2.074 MW em 2019 para 32.017 MW em 2023, de acordo com os infográficos da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica -

ABSOLAR (ABSOLAR, 2023). Esse aumento de potência de maneira tão rápida auxilia no suprimento da demanda do país, porém traz consigo mudanças significativas e desafios a serem considerados na operação do sistema elétrico.

Atualmente, o Brasil possui diversos sistemas solares fotovoltaicos e eólicos de alta potência em funcionamento, como é o caso da usina solar fotovoltaica localizado na cidade de São Gonçalo do Gurguéia, no estado do Piauí. Com mais de 2,2 milhões de módulos fotovoltaicos instalados, está projetado com uma potência nominal de 864MW e uma expectativa de geração de 2,3 TWh por ano (ENEL GREEN POWER, 2021). Ou, então, o parque eólico Lagoa dos Ventos, localizada a 600 km da cidade de Teresina, também no estado do Piauí. Com 230 turbinas eólicas, está projetada para uma potência nominal de 1.063,5 MW e uma expectativa 3,3 TWh de energia gerada por ano (ENEL GREEN POWER, 2020).

Nesse sentido, este projeto final de curso tem como objetivo principal avaliar os impactos da integração de usinas solares fotovoltaicas e eólicas de grande porte na rede de transmissão de energia elétrica. Para isso, serão realizadas diversas simulações computacionais em sistemas elétricos de potência perante a injeção de potência advinda de grandes usinas renováveis, com base na simulação de Monte Carlo. Para a análise de resultados, serão apresentadas comparações da operação do sistema com e sem a implementação das usinas, com o intuito de verificar os impactos na operação do sistema de transmissão bem como a verificação da atratividade do investimento nessas fontes de geração, dado as incertezas inerentes envolvidas e as possíveis melhorias advindas da sua implantação.

## II. REFERENCIAL TEÓRICO

### A. Sistemas Elétricos de Potência (SEP)

Os sistemas de potência possuem função principal de transmitir a energia gerada pelos geradores até as cargas do sistema para consumo. Os geradores são responsáveis pela conversão de fontes de energia, tais como energia mecânica, solar, cinética, química, dentre outras, em energia elétrica. Essa será encaminhada para os centros de consumo através das linhas de transmissão, as quais formam a rede de transmissão. Posteriormente, será distribuída pelas redes de distribuição para os consumidores.

Até poucas décadas atrás, o setor elétrico brasileiro era predominantemente abastecido por usinas hidrelétricas, as quais são construídas fora dos centros de consumo. Formase um sistema radial: geração, transmissão e distribuição, com a potência elétrica seguindo um caminho único. A Figura 1 apresenta um exemplo de sistema radial.

#### 1) Análise da operação do SEP - Fluxo de Potência:

O fluxo de potência, ou também fluxo de carga, envolve determinar o estado operacional estável de um sistema de energia, ou seja, seu regime permanente. Isso implica em encontrar as tensões e as potências complexas em todos os elementos da rede, considerando as necessidades de energia nas cargas e a contribuição das fontes geradoras (GÓMES-EXPOSITO; ALVARADO, 2009).

O exame do fluxo de potência, apoiado por métodos de resolução iterativa e simulações por computador, desempenha

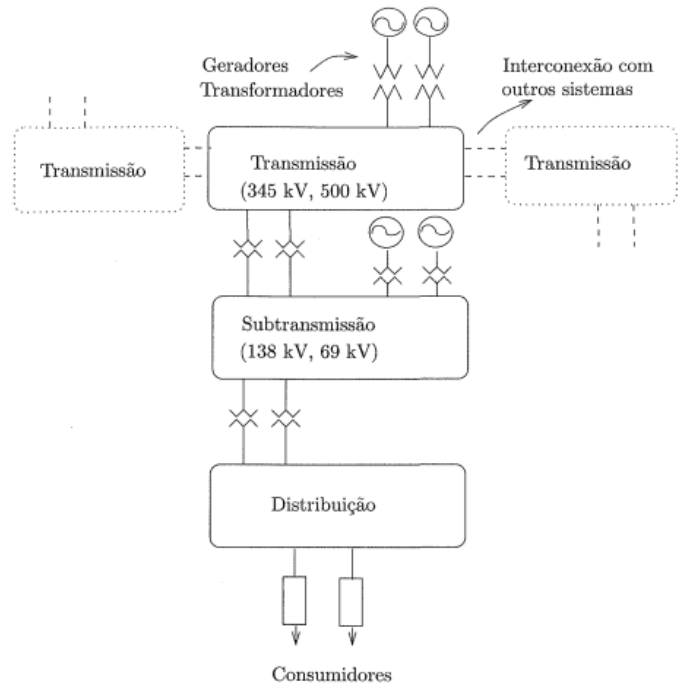


Figura 1. Sistema geração-transmissão-distribuição. Fonte: MONTICELLI (2011)

um papel essencial nos sistemas de fornecimento de energia. Ao analisar o fluxo de potência durante a operação diária da rede, é possível dectar flutuações indesejáveis nas tensões ou situações de sobrecarga nos dispositivos. Além disso, essa investigação possibilita o planejamento de operações futuras, levando em conta possíveis mudanças nas previsões de demanda e geração.

Os componentes que formam um sistema elétrico de potência podem ser modelados por meio de circuitos equivalentes, assim todo o sistema se torna um conjunto interligado de modelos representativos de seus elementos. Há dois grandes grupos de modelos existentes: os modelos que são ligados entre apenas um nó qualquer e o nó terra, tais como geradores, motores, reatores e cargas; e os modelos ligados entre dois nós quaisquer, tais como as linhas de transmissão, transformadores e defasadores (MONTICELLI, 2011).

As equações básicas do fluxo de potência são obtidas impondo uma conservação das potências complexas em todos os nós da rede, logo toda potência injetada neles deve ser igual a soma das potências que fluem nos elementos internos.

2) *Modelagem matemática do fluxo de potência:* Considerando um simples sistema de potência com duas barras, identifica-se que ambas barras possuem geração e carga e são interligadas por uma linha de transmissão. A Figura 2 apresenta um exemplo de sistema de potência com duas barras, as quais possuem uma geração e uma carga cada uma e são interligadas por uma linha de transmissão.

As potências complexas nas barras são definidas como:

$$S_1 = S_{G1} - S_{D1} = (P_{G1} - P_{D1}) + j(Q_{G1} - Q_{D1}) \quad (1)$$

$$S_2 = S_{G2} - S_{D2} = (P_{G2} - P_{D2}) + j(Q_{G2} - Q_{D2}) \quad (2)$$

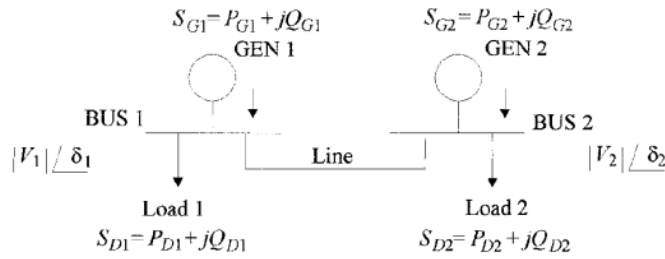


Figura 2. Sistema de potência de duas barras. Fonte: CHOWDHURY (2015)

As correntes injetadas nas Barras 1 e 2, respectivamente, são dadas por:

$$\hat{I}_1 = \hat{I}_{G1} - \hat{I}_{D1} \quad (3)$$

$$\hat{I}_2 = \hat{I}_{G2} - \hat{I}_{D2} \quad (4)$$

As potências complexas nas barras são escritas como:

$$S_1 = \hat{V}_1 \hat{I}_1^* \rightarrow P_1 + jQ_1 = \hat{V}_1 \hat{I}_1^* \rightarrow P_1 - jQ_1 = \hat{V}_1^* \hat{I}_1 \quad (5)$$

$$S_2 = \hat{V}_2 \hat{I}_2^* \rightarrow P_2 + jQ_2 = \hat{V}_2 \hat{I}_2^* \rightarrow P_2 - jQ_2 = \hat{V}_2^* \hat{I}_2 \quad (6)$$

Considerando o modelo  $\pi$  para a linha de transmissão, chama-se  $\gamma_{11}$  a soma de todas as admitâncias conectadas à Barra 1 e  $\gamma_{12}$  o negativo da admitância entre as barras 1 e 2. Da mesma forma, chama-se  $\gamma_{22}$  a soma de todas as admitâncias conectadas à Barra 2 e  $\gamma_{21}$  o negativo da admitância entre as Barras 2 e 1. Com tais valores de admitâncias é possível equacionar a corrente que partem das barras respectivamente (CHOWDHURY, 2015):

$$\hat{I}_1 = \gamma_{11} \hat{V}_1 + \gamma_{12} \hat{V}_2 \quad (7)$$

$$\hat{I}_2 = \gamma_{21} \hat{V}_1 + \gamma_{22} \hat{V}_2 \quad (8)$$

Com essas equações das correntes de saída das barras é possível equacionar um somatório para a corrente  $\hat{I}_1$  considerando um sistema formado por uma Barra 1 e outras n-barras da seguinte forma:

$$\hat{I}_1 = \sum_{j=1}^n \gamma_{1j} \hat{V}_j \quad (9)$$

Com essa equação, substitui-se na equação da potência complexa da Barra 1:

$$(P_1 - jQ_1) = \hat{V}_1^* \sum_{j=1}^n \gamma_{1j} \hat{V}_j \quad (10)$$

Por fim, generalizando as barras para qualquer uma do sistema, encontra-se a equação não linear para o fluxo de potência (CHOWDHURY, 2015):

$$(P_i - jQ_i) = \hat{V}_i^* \sum_{j=1}^n \gamma_{ij} \hat{V}_j \quad (11)$$

As injeções de potência ativa, parte real da equação não linear para o fluxo de potência, e potência reativa, parte imaginária da mesma equação, na barra  $i$  são denotadas por  $P_i$  e  $Q_i$ , respectivamente. Com isso, seis variáveis específicas estão associadas a cada barra: o módulo da tensão, o ângulo da tensão, a potência ativa gerada, a potência reativa gerada, a

potência ativa demandada e a potência reativa demandada. Num sistema composto por um total de n-barras, o número total de variáveis relacionadas a cada barra é de  $6n$ , porém há apenas  $2n$  equações. Para alcançar uma solução viável, é necessário conhecer quatro das variáveis associadas a cada barra. Essas variáveis conhecidas variam de acordo com o tipo de barra: barra *slack* (ou barra de referência), barra de carga (ou barra PQ) e barra de geração (ou barra PV). Nas barras *slack* (ou de referência), as potências ativas e reativas geradas são desconhecidas, uma vez que essas grandezas são calculadas para garantir o equilíbrio de potência na rede. Nas barras de controle de tensão (barras PV), as incógnitas incluem o ângulo da tensão e a potência reativa gerada. Por fim, nas barras de carga, tanto o módulo quanto o ângulo da tensão são desconhecidos (CHOWDHURY, 2015).

Resolver as equações de fluxo de potência implica em determinar as variáveis desconhecidas para cada barra, com base nas variáveis conhecidas. Esse processo envolve iterações sucessivas, partindo de estimativas iniciais, até que os valores se aproximem dentro de uma margem de erro aceitável. Diversos métodos estão disponíveis para resolver as equações de fluxo de potência, um deles é o método Newton-Raphson.

3) *O método Newton-Raphson*: O método Newton-Raphson permite substituir equações não lineares por equações lineares usando para isso o desenvolvimento da série de Taylor de uma função  $f(x_1, x_2, \dots, x_n)$  ao redor dos pontos  $(x_1 - a_1), (x_2 - a_2), \dots, (x_n - a_n)$ . Com valores iniciais  $X_k^{(0)}$ , e a correção  $\Delta X_k$ , a qual quando adicionada aos valores iniciais, obtêm-se  $X_k^{(1)}$ , substituindo os valores na fórmula aproximada de Taylor (CHOWDHURY, 2015):

$$f(x_1, \dots, x_n) = f_k(x_1^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}) + \Delta x_1 (\partial f_k / (\partial x_1))|_{x_1}^{(0)} + \Delta x_2 (\partial f_k / (\partial x_2))|_{x_2}^{(0)} + \dots + \Delta x_n (\partial f_k / (\partial x_n))|_{x_n}^{(0)} = \gamma_k, \quad (12)$$

sendo  $k=1,2,\dots,n$ .

Na forma matricial:

$$[\Delta U]^{(0)} = [J]^{(0)} + [\Delta X]^{(0)} \quad (13)$$

Sendo,  $[\Delta U]^{(0)}$  o vetor erro equivalente da variável dependente na primeira iteração,  $[J]^{(0)}$  é a matriz jacobiana e  $[\Delta X]^{(0)}$  o vetor erro da estimativa inicial da variável independente  $x$ . Para continuar as demais iterações deve-se encontrar  $[\Delta X]^{(1)}, [\Delta X]^{(2)}, \dots, [\Delta X]^{(k+1)}$  para  $k$  iterações, seguindo a forma (CHOWDHURY, 2015):

$$\Delta X^{(k+1)} = [\Delta X]^{(k)} + [\Delta X]^{(k)} \quad (14)$$

## B. Diversificação da Matriz Energética

Por meio das pesquisas realizadas pela Empresa de Pesquisa Energética, o consumo de energia elétrica vem aumentando todos os anos em um ritmo acelerado. O crescimento econômico no Brasil aumentou a demanda por energia, impulsionado pelo aumento da renda e melhoria na qualidade de vida da população. Visto que o consumo de energia *per capita*, cresceu em linha com o PIB, elevando a intensidade energética da economia brasileira em cerca de 2% ao ano. Em uma comparação entre os anos de 2021 e 2023 é possível notar um aumento de 1,4% no consumo total do país, destacando

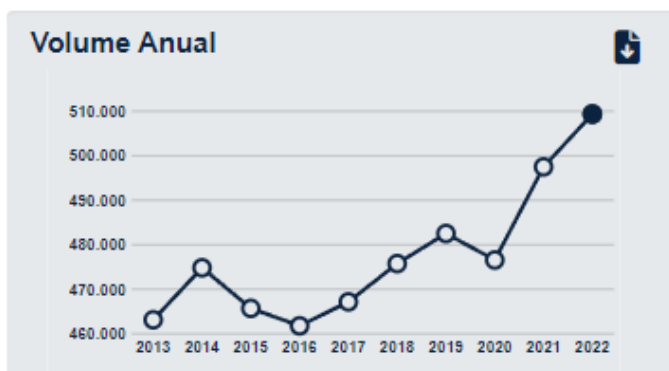


Figura 3. Volume anual total do consumo brasileiro, em MWh. Fonte: SIGA (2023)

principalmente a área comercial, a qual aumentou 6,7% no mesmo período. A Figura 3 apresenta a variação do consumo nacional ao longo dos últimos 10 anos, com destaque para o rápido crescimento após 2020 (EPE, 2023).

Dentro da matriz elétrica brasileira, destaca-se a geração hidrelétrica com 53,09% (SIGA 2023), uma vez que o país possui uma grande quantidade de rios com um grande fluxo regular de água em um relevo de planalto, facilitando o aproveitamento de quedas d'água. As usinas hidroelétricas desempenham um papel fundamental na confiabilidade e no despacho de energia em sistemas de potência. Por conta da sua capacidade de armazenamento de sua fonte de energia, controle de fluxo de água, resposta rápida a perturbações e sua natureza renovável e limpa fazem delas uma escolha estratégica para garantir o fornecimento contínuo e estável de eletricidade.

Entretanto, a hidroeletricidade, assim como outras fontes renováveis, pode ser afetada por fatores climáticos, levando a níveis críticos de água em reservatórios durante secas. Isso reduz a oferta de energia, aumentando o risco energético e elevando os preços. Além disso, o uso da água para geração de energia durante períodos de pouca chuva afeta seu uso em atividades como agricultura e abastecimento. A essa desvantagem pode-se acrescentar os impactos sociais e ambientais na implementação de novas usinas, como deslocamento de comunidades locais, emissões de metano, mudanças hidrológicas e danos ao ecossistema.

Para mitigar os problemas afetados pelos períodos de seca e manter o suprimento da demanda de consumo é notável o investimento em usinas térmicas. Entretanto, esse tipo de geração causa uma agressão muito forte ao meio ambiente com a emissão de gases poluentes, como gás carbônico. Usinas termoelétricas de combustíveis fósseis, incluindo nuclear, representaram cerca de 26% da oferta de energia elétrica em 2015, enquanto a geração hidráulica caiu de 81% para 62% entre 2011 e 2015, devido à estiagem. Esse cenário resultou em aumento das emissões de carbono na geração de energia elétrica, de 82 para 137 kgCO<sub>2</sub>/MWh no período analisado (MME, 2016).

Uma alternativa para evitar a vulnerabilidade quanto ao ciclo da água e os impactos socio-ambientais, o Brasil conta com outras fontes de energia em sua matriz energética. Com um

território de 8.510.417,771 km<sup>2</sup> (IBGE, 2022) compreendido, principalmente, entre a Linha do Equador e o Trópico de Capricórnio, o país está incluído na região tropical do globo terrestre, sendo um local propício para o investimento em energia solar fotovoltaica. De acordo com o Atlas Brasileiro de Energia Solar, a incidência solar diária pode variar de 4.500 a 6.300 Wh/m<sup>2</sup> (BUENO PEREIRA et al., 2017). Atrelado a posição tropical, a grande extensão litorânea e a região de alta pressão intertropical do país favorecem a concentração de ventos propícios ao investimento em energia eólica, com localidades apresentando uma velocidade média do vento acima dos 7,5 m/s até valores de 9 m/s em média anual, de acordo com o Atlas Brasileiro de Energia Eólica (CAMARGO DO AMARANTE et al., 2001). A diversificação em novas fontes de geração garante uma independência maior quanto ao nível de água dos reservatórios, principalmente nos períodos de seca. Assim a geração solar fotovoltaica e eólica ajudam a controlar o nível dos reservatórios, sendo uma solução viável para a geração de potência, principalmente durante o dia quando a geração é mais evidenciada atrelado ao consumo.

Além da necessidade de diversificar a matriz elétrica brasileira, há a necessidade do desenvolvimento sustentável, o qual envolve a contínua avaliação das relações entre sociedade e meio ambiente, visando equilibrar as dimensões social, econômica e ambiental. A busca pela sustentabilidade se torna um critério normativo na reconstrução da ordem econômica, reconciliando o meio ambiente e o crescimento econômico. Para tanto é necessária inovação em tecnologias de conversão energética, buscando eficiência energética e produção ambientalmente responsável. Portanto, o investimento em novas usinas solares fotovoltaicas e eólicas favorecem o suprimento da demanda atrelado à tecnologia de ponta empregada nos equipamentos e com um impacto ambiental muito menor que as fontes de geração predominantes atualmente (BUENO PEREIRA et al., 2017).

### C. A Geração Solar Fotovoltaica

A geração solar fotovoltaica, ou geração fotovoltaica, é um tipo de geração de energia elétrica a qual utiliza do Efeito Fotoelétrico nas células de silício dos módulos, através incidência dos raios solares sobre eles.

A geração fotovoltaica pode ser classificada de duas maneiras: geração distribuída, com potência instalada de até 5MW e geração centralizada com potência acima dos 5MW. A geração distribuída diz respeito aquela instalada próximo ao centro de consumo conectada à rede de distribuição nas unidades consumidoras, a qual pode ser classificada como microgeração distribuída, a qual possui potência instalada em corrente alternada menor ou igual a 75 kW ou minigeração distribuída, com potência instalada em corrente alternada maior que 75kW e menor que 3MW para fontes não despacháveis e 5MW para fontes despacháveis (REN ANEEL N° 1.000, 2021). A geração centralizada é conectada ao sistema de transmissão e necessita de uma grande área para instalação dos milhares de módulos solares fotovoltaicos necessários.

No geral, uma usina solar fotovoltaica (UFV) é composta por diversos componentes. A Figura 4 apresenta um esquema

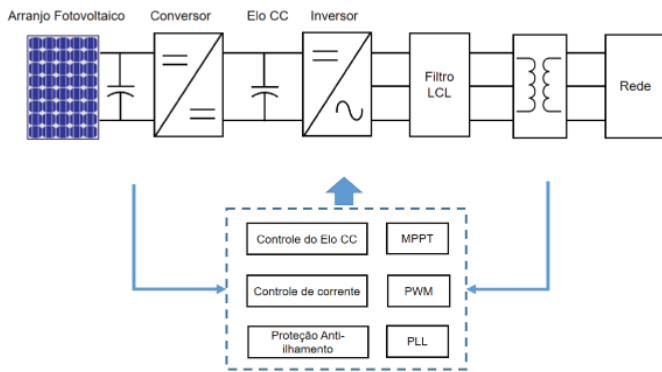


Figura 4. Estrutura simplificada de um gerador fotovoltaico. Fonte: CIRED (2018)

de uma UFV com seus principais componentes, os quais são arranjo fotovoltaico, conversor CC/CC e inversor CC/CA.

- O arranjo fotovoltaico: formado pelos módulos fotovoltaicos, os quais são conectados em série entre si, formando as *strings*, as quais são conectadas em paralelo no gerador fotovoltaico;
- Conversor CC/CC: um componente opcional ao sistema, mas com a função de adequar o nível de tensão das *strings* de módulos para a tensão de entrada do inversor CC/CA;
- Inversor CC/CA: responsável por realizar a conversão da energia em corrente contínua (CC) advinda do arranjo fotovoltaico em energia em corrente alternada (CA).

Para avaliar o impacto da integração de usinas de geração fotovoltaica no sistema elétrico de potência será necessário realizar uma estimativa da potência gerada na saída do inversor. Neste trabalho, essa geração será obtida como:

$$P_{fv} = \eta AGP_R \quad (15)$$

na qual  $P_{fv}$  é a potência de saída, em W,  $\eta$  é a eficiência dos módulos e do inversor, em percentual,  $A$  é a área total eficaz de todos os módulos, em  $m^2$ ,  $G$  é a irradiância solar incidente sobre os módulos, em  $W/m^2$  e  $P_R$  diz respeito ao desempenho da UFV, em percentual, considerando os fatores de perdas por sombreamento, orientação, inclinação, sujidade e temperatura dos módulos (DUFFIE E BECKMAN, 2013).

#### D. A Geração Eólica

A geração eólica utiliza de uma turbina com um gerador, ou também chamado aerogerador, a qual capta parte da energia cinética do vento que passa pela área do rotor formado pelas pás fixadas a ele, e transforma-a em energia elétrica.

As turbinas de eixo horizontal (TEEH) são mais difundidas no mercado, apesar de necessitarem de um sistema de controle para colocá-los na posição melhor da orientação do vento. Possuem três componentes principais: a torre, a gôndola (ou nacele) e o rotor com as pás. Na gôndola estão localizados o gerador elétrico, o qual tem seu rotor conectado na caixa multiplicadora de velocidades e esta, no eixo principal, o qual é conectado ao cubo das pás. Além desses componentes, estão os mancais, sistemas de controle e freios e mecanismos de giro

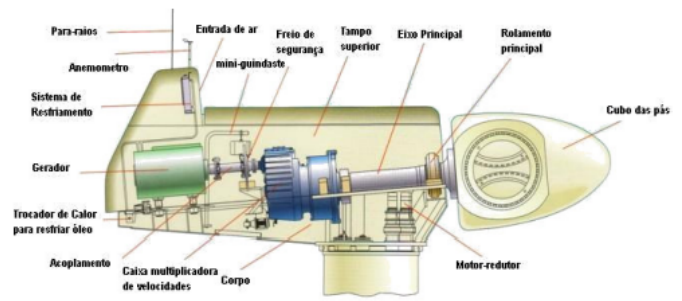


Figura 5. Componentes de uma TEEH. Fonte: WENZEL (2007)

da turbina. A Figura 5 apresenta de maneira esquemática um aerogerador TEEH e seus componentes (WENZEL, 2007).

Geralmente o rotor principal é conectado a um cubo de três pás, podendo ter um controle ativo ou passivo da rotação e operando de várias maneiras. Na maioria dos aerogeradores há a instalação da caixa multiplicadora de velocidades, a qual contém uma série de engrenagens que aumentam o giro transmitido para o rotor do gerador. Sua utilização diminui o número de pólos do gerador, de modo a diminuir suas dimensões.

Quanto à capacidade de geração os aerogeradores podem ser classificados como pequeno, médio e grande porte. Os geradores de pequeno porte possuem uma potência de até 20 kW, são mais compactas e com menor custo, indicadas para uso residencial e aplicações remotas. Os geradores de médio porte possuem uma potência variando entre 20 kW a 250 kW, são comumente usadas em sistemas conectados ou não à rede de distribuição de energia e são combinadas em sistemas híbridos com energia solar fotovoltaica. Os geradores de grande porte possuem uma potência acima de 250 kW, normalmente na faixa de 1,5 a 4 MW, são utilizadas para injeção em sistemas de alta potência (SILVA, 2011).

A equação que descreve a potência gerada na saída do aerogerador é dada como:

$$P_e = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p \eta \quad (16)$$

na qual  $P_e$  é a potência de saída, em W;  $\rho$  é a densidade do ar, em  $kg/m^3$ ,  $A$  é  $\frac{\pi D^2}{4}$ , sendo  $D$  o diâmetro do rotor, em m;  $v^3$  é a velocidade do vento, em m/s;  $C_p$  diz respeito ao desempenho do aerogerador, em percentual, considerando os fatores de perdas por rajadas, ângulo de ataque nas pás, frenagem dos sistemas de controle e  $\eta$  a eficiência do conjunto gerador/transformador, em percentual (CAMARGO DO AMARANTE et al., 2001).

### III. METODOLOGIA PROPOSTA

#### A. Ferramenta computacional: PyCharm

Com esses conceitos, foi escolhido o Ambiente Integrado de Desenvolvimento (IDE) *PyCharm*, o qual foi utilizado para construir um ambiente de simulação, através da utilização da linguagem de programação *Python*, para realizar as simulações de fluxo de potência com a injeção das usinas solares fotovoltaicas e eólicas, juntamente com a criação dos

cenários probabilísticos de irradiância solar e velocidade do vento para modelar a geração advinda dessas usinas e que serão apresentados adiante.

O PyCharm é uma plataforma versátil disponível para Windows, MacOS e Linux. Criado pela JetBrains, ele oferece uma ampla gama de recursos, incluindo análise de código, depuração gráfica, autocompletamento de código e capacidades de navegação, simplificando o processo de desenvolvimento de software (ALURA, [2023]).

*Python* é uma linguagem de programação que se destaca por sua interpretação, orientação a objetos, natureza de alto nível e semântica dinâmica. A sua elegante simplicidade contribui significativamente para a redução das complexidades na manutenção de programas. Uma das características notáveis do *Python* é o suporte a módulos e pacotes, que fomentam uma abordagem de programação modularizada e a reutilização de códigos.

Com uma crescente adoção, *Python* é considerada uma das linguagens mais promissoras, graças à sua notável compatibilidade com diversos sistemas operacionais e sua capacidade de complementar outras linguagens de programação. Empresas renomadas, como Dropbox, Reddit e Instagram, confiam na versatilidade do *Python* para suas operações. Além disso, o *Python* domina o cenário da análise de dados, tornando-se a linguagem preferida entre a comunidade científica (ALURA, [2023]a).

### B. Modelagem probabilística das potências geradas advindas das usinas renováveis

Na geração solar fotovoltaica e eólica são necessárias fontes naturais de energia, neste caso correspondendo à irradiância solar e a velocidade do vento, respectivamente. Sendo essas fontes chamadas de "intermitentes", é necessário considerar uma modelagem probabilística que considere a natureza estocástica do comportamento delas. Por meio dos conceitos de função de densidade de probabilidade (f.d.p.) e função de distribuição acumulada inversa, é possível gerar um conjunto de valores prováveis da irradiância e velocidade do vento considerando, para a especificação do modelo, valores reais medidos nos locais de instalação.

Como a simulação proposta compreende o período de um ano, foram necessários para a modelagem das gerações dados de irradiância solar e velocidade do vento horários ao longo desse período, a fim de obter uma maior acurácia de valores prováveis considerando as variações naturais dessas fontes de energia durante o ano.

1) *Modelagem probabilística da irradiância solar*: Para obter um conjunto de dados probabilísticos da irradiância solar, foram coletados dados da irradiação solar diária média, em kWh/m<sup>2</sup>dia, do Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia (LABREN), o qual ao longo dos últimos 17 anos coletou e parametrizou dados reais da irradiância por todo o país, incluindo também os dados da cidade de Goiânia no estado de Goiás (BUENO PEREIRA et al., 2017). Por meio dos dados coletados e com o auxílio do software Radiasol 2, produzido por acadêmicos do Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal do Rio Grande

do Sul (LABSOL UFRGS) é possível encontrar os dados da irradiância solar por hora, em W/m<sup>2</sup>hora, de todos os dias do ano (RADIASOL, [2017?]).

Pela análise dos dados de irradiância foi possível verificar que a distribuição normal, ou distribuição gaussiana, é a que melhor representa a amostra total. A f.d.p. dessa distribuição é dada por (MARTINS, 2012):

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}\right) \quad (17)$$

na qual  $x$  é a irradiância solar, em W/m<sup>2</sup>;  $\mu$  é a média da irradiância, em W/m<sup>2</sup> e  $\sigma$  é o desvio padrão da irradiância.

Sendo assim, com os dados reais de irradiância e a f.d.p. da distribuição normal, por meio de procedimento computacional, foi possível a obtenção dos valores probabilísticos de irradiância solar horários anual.

2) *Modelagem probabilística da velocidade do vento*: Para obter um conjunto de dados probabilísticos da velocidade média do vento, foram coletados dados da velocidade do vento, em m/s, do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), o qual por meio de estações meteorológicas automáticas afere diversos parâmetros climáticos, como a velocidade do vento em todo território brasileiro, da cidade de Santa Vitória do Palmar no estado do Rio Grande do Sul (INMET, 2023). A fim de se obter uma maior precisão dos valores, foram utilizados dados horários anuais de um período de 10 anos para realizar as médias entre esses anos e, dessa forma, obter para todas as 8760 horas de um ano as respectivas velocidades de vento.

Pela análise dos dados de irradiância foi possível verificar que a distribuição Weibull é a que melhor representa a amostra total. A f.d.p. dessa distribuição é dada por (MARTINS, 2012):

$$f(x; k, \lambda) = \left(\frac{k}{\lambda}\right) \left(\frac{x}{\lambda}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{x}{\lambda}\right)^k\right) \quad (18)$$

na qual  $x$  é a velocidade do vento, em m/s;  $k$  é o fator da forma, que determina a forma da distribuição, valores variam de 1 ao infinito e  $\lambda$  é o fator de escala, que determina a escala da distribuição, em m/s.

O fator  $k$  foi obtido pela análise dos dados reais, de acordo com a distribuição natural deles. Sendo assim, com os dados reais das velocidades do vento e a f.d.p. da distribuição Weibull, por meio de procedimento computacional, foi possível a obtenção dos valores probabilísticos de velocidades do vento horários para cada ano simulado.

### C. Modelagem das Usinas Solares Fotovoltaicas

Visando estudos de casos mais realistas, para a usina solar fotovoltaica foi considerada uma Estação Inversora Solar 755V (EISW 755), uma solução da empresa brasileira WEG, especialista na fabricação e comercialização de motores elétricos, transformadores, geradores e tintas. Essa solução integra em um único módulo, os inversores centrais, quadros elétricos de proteção, cubículos de média tensão e transformadores. A Figura 6 apresenta a *design* da Estação Inversora Solar 755V com seus componentes: inversores centrais, sistema de refrigeração, quadros auxiliares e cubículo de média tensão.

O inversor central do EISW é o modelo SIW-1.3-755. A Tabela 1 apresenta os principais dados técnicos necessários

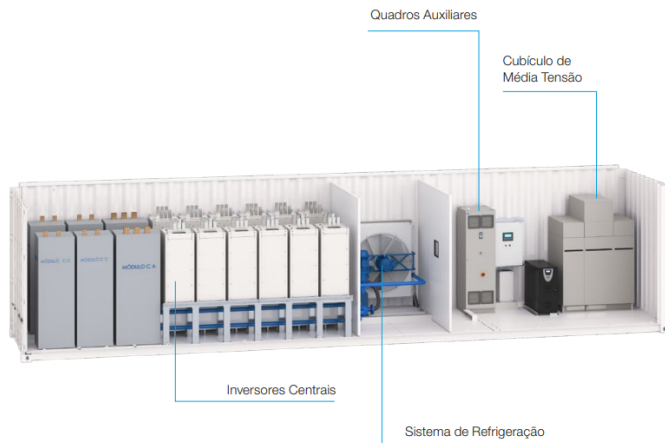


Figura 6. Módulo da Estação Inversora. Fonte: WEG (2021)

para a modelagem, os quais são máxima corrente CC recomendada, máxima tensão CC, faixa do MPPT, eficiência estática e dinâmica, número de entradas CC, sobredimensionamento de potência, potência nominal CA, máxima corrente CA, tensão de saída CA, fator de potência, máxima eficiência, eficiência europeia e tensão nominal do transformador.

Tabela 1  
EISW SIW750-1.3-755.  
FONTE: WEG (2021)

Entrada CC	
Máxima corrente recomendada	1.690 A
Máxima tensão	1.500 V
Faixa do MPPT	1.100 a 1.400 V
Número de MPPT	01
Eficiência estática/dinâmica do MPPT	99,8/99,7%
Número de entradas CC	até 20 entradas
Sobredimensionamento de potência	até 150%
Saída CA	
Potência cos $\phi = 0,95$ (-10°C a +40°C)	1.275 kW
Máxima corrente	1.050 A
Tensão de saída trifásica	755V
Fator de potência	0,01i ... 1 ... 0,01c
Máxima eficiência	98,5%
Eficiência europeia	98,4%
Cubículo de proteção MT	
Tensão nominal	13,8/34,5 kV

Os módulos fotovoltaicos para a modelagem foram os XP-550W-72MET Bifacial Monocristalino, da empresa chinesa XPOWER Solar Energy Co., Ltd., fornecedora de soluções de sistemas integrados, focada em pesquisa e desenvolvimento. Sua linha de produtos solares é distribuída globalmente para fomento de instalações fotovoltaicas. A Figura 7 mostra o design do módulo com suas dimensões e vistas frontal, lateral e traseira. A Tabela 2 apresenta os principais dados técnicos necessários para a modelagem, os quais são dimensões do módulo, potência máxima, tensão de circuito aberto, corrente de curto-circuito e coeficiente de temperatura para tensão.

A partir dos dados técnicos da estação inversora solar e do módulo solar fotovoltaico, o ambiente de simulação calcula a

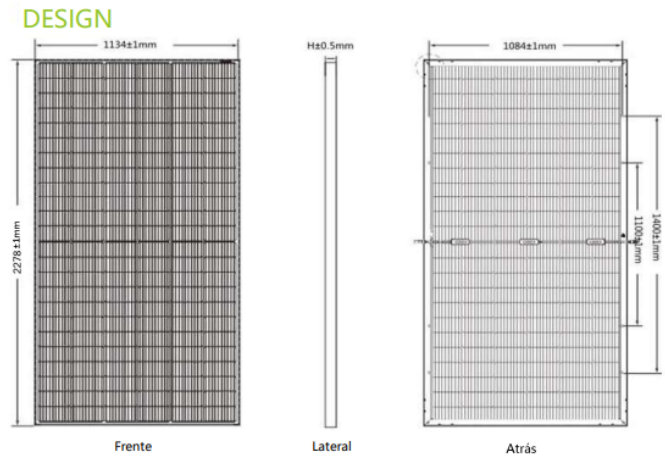


Figura 7. Módulo XP-550W-72MET Bifacial Monocristalino. Fonte: GENIX (2023)

Tabela 2  
MÓDULO XP-550W-72MET BIFACIAL MONOCRISTALINO  
FONTE: GENYX (2023)

Características Estruturais	
Dimensões do módulo (C*L*A)	2228x1084x0.35mm
Material	Silício Monocristalino
Características Elétricas	
Potência máxima - $P_{mp}$	550 W
Tensão de circuito aberto - $V_{oc}$	49,8 V
Corrente de curto-circuito - $I_{sc}$	13,99 A
Classificação de desempenho de temperatura	
Coefficiente de temperatura ( $V_{oc}$ )	-0,27%/°C

quantidade de inversores centrais e módulos necessários para gerar a potência ativa e reativa, dado o fator de potência dos equipamentos, solicitada para o SEP em questão.

Com a quantidade de módulos e sua área total, os valores de irradiância prováveis e os devidos índices percentuais de funcionamento, como eficiências e perdas, a potência de saída da estação inversora é calculada da equação (15) pelo ambiente.

#### D. Modelagem das Usinas Eólicas

Para a usina eólica, foi modelado o aerogerador com acoplamento direto e imãs permanentes AGW 110/2.1, também produzido pela empresa WEG.

A Tabela 3 apresenta os principais dados técnicos necessários para a modelagem, os quais são potência nominal, velocidade referência, índice de turbulência, velocidade extrema em 50 anos, velocidade de início, velocidade de corte, diâmetro, área varrida, tensão de saída do gerador, fator de potência e tensão de saída do transformador.

A partir dos dados técnicos do aerogerador, o ambiente de simulação calcula a quantidade de aerogeradores necessários para gerar a potência ativa e reativa, dado o fator de potência dos equipamentos, solicitada para o SEP em questão.

Com a densidade local do ar, a área varrida pelas pás, a quantidade de aerogeradores, os valores de velocidade do vento prováveis e os devidos índices percentuais de funcionamento, como eficiências e perdas, a potência de saída da

Tabela 3  
AEROGERADOR AGW 110/2.1  
FONTE: WEG (2017)

Dados Operacionais	
Potência nominal	2,1MW
Velocidade referência - $V_{ref}$	9 m/s
Índice de turbulência - $I_{ref}$	0,14
Velocidade extrema em 50 anos - $V_{e50}$	52,5 m/s
Velocidade de início	3 m/s
Velocidade de corte	20 m/s
Rotor	
Diâmetro	110 m
Área varrida	9.503 m <sup>2</sup>
Conversor	
Tensão de saída	690 V
Fator de potência	0,95i - 0,95c
Transformador	
Tensão de saída	34,5 kV

estação inversora é calculada, pelo ambiente, usando a equação **16**.

#### E. Modelagem da demanda

Para a modelagem da demanda, são considerados os aspectos de sazonalidade e percentual horário da carga do sistema. O percentual horário foi modelado por meio das informações disponíveis dos sistemas de potência utilizados. Desse modo, para cada hora do dia, há um percentual da carga total consumida em cada barra do sistema.

Para incluir o aspecto da sazonalidade na simulação, consideram-se as quatro estações do ano que afetam os valores percentuais da carga nominal em cada barra do sistema. De acordo com o INMET (2023), a estação do Outono compreende do 20 de março ao dia 21 de junho e, para esse período, assume-se a carga nominal. Para o Inverno, de 22 de junho a 23 de setembro, pondera-se uma redução de 5% da carga. Para a Primavera, de 24 de setembro a 21 de dezembro, assume-se um incremento de 5%. Por fim, para o Verão, de 22 de dezembro a 19 de março, utiliza-se um incremento de 10% na carga de cada barra.

#### F. Proposta de Simulação

A simulação consiste em analisar a operação do sistema de transmissão integrado para diferentes cenários probabilísticos de geração solar fotovoltaica e eólica. Para isso, rotinas de fluxo de potência resolvido por meio do método Newton-Raphson são analisadas. Para a geração das potências de saída das usinas renováveis, considera-se a variação probabilística das suas fontes de energia, irradiância e velocidade do vento, respectivamente. Também, considera-se a modelagem da demanda, a fim de apresentar uma situação mais próxima à realidade do funcionamento dos sistemas. Por fim, a alocação das usinas no sistema é feita considerando a proximidade com as cargas, mas de maneira aleatória e, respeitando a potência nominal das usinas.

Considerando as variações probabilísticas das fontes de geração na análise do fluxo de potência, é necessário que a

simulação proposta permita a verificação de várias condições de operação do sistema devido a natureza estocástica da geração ao longo dos anos. Sendo assim, implementou-se a Simulação de Monte Carlo não-sequencial.

Uma Simulação de Monte Carlo desenvolve um cenário de possíveis desfechos, empregando uma distribuição de probabilidade, como uniforme ou normal, para qualquer variável permeada por incerteza. Em sequência, reitera o cálculo dos desfechos, a cada vez adotando uma gama distinta de números aleatórios situados entre os limites mínimo e máximo. Em um padrão de teste característico de Monte Carlo, esse procedimento pode ser iterado milhares de vezes, gerando uma extensa série de resultados verossímeis. O fato dela ser não-sequencial diz respeito aos valores aleatórios gerados não formam uma sequência para definir outras variáveis (BARBOSA, 2013).

Para a simulação, primeiramente, define-se o sistema elétrico de potência a ser analisado, com as informações de dados de barra, dados de linha e a topologia do sistema. Para os dados de barra são necessárias as informações dos tipos das barras, se é de carga, de geração ou de tensão controlada, *slack* ou de referência; as potências ativas e reativas geradas e demandadas, e as tensões (módulo e ângulo) especificadas em algumas delas. Para os dados de linha são necessárias as informações das resistências, reatâncias e susceptâncias *shunt* das linhas (ou transformadores) que interconectam as barras do sistema. Além disso, são necessárias informações da sazonalidade da carga total do sistema, e os percentuais característicos horários para a mesma.

Por meio da implementação computacional, são obtidas as informações técnicas da usina solar fotovoltaica e eólica seguindo os procedimentos apresentados na Seção III.B.

O procedimento da simulação inicia-se, então, com a entrada de todos esses dados e segue da seguinte forma:

- 1) Geram-se os valores probabilísticos das fontes de energia, irradiância solar e velocidades do vento, para cada hora de um ano a serem utilizadas nas usinas;
- 2) As usinas são alocadas nas barras e, para cada hora, gera-se um valor de potência ativa e reativa injetada, por meio do recebimento respectivo do valor da hora do conjunto probabilístico das fontes de energia;
- 3) As características das demandas nas barras são atualizadas;
- 4) Com todas as informações das gerações alocadas no sistema, ocorre a verificação do fluxo de potência pelo método Newton-Raphson;
- 5) A simulação repete os passos 2 a 4 para cada hora ao longo de um ano, totalizando 8760 iterações. Quando finaliza o ano, o sistema reinicia no passo 1 para começar a simulação de outro ano;
- 6) A simulação finaliza quando atinge o valor de  $n$  anos estabelecido, sendo ao todo  $n * 8760$  iterações.

A Figura 8 apresenta um fluxograma, o qual mostra as etapas da simulação de maneira mais interativa.

## IV. TESTES E ANÁLISE DE RESULTADOS

Os sistemas elétricos utilizados para as simulações são elencados abaixo. Em todos eles foram fornecidas as mesmas

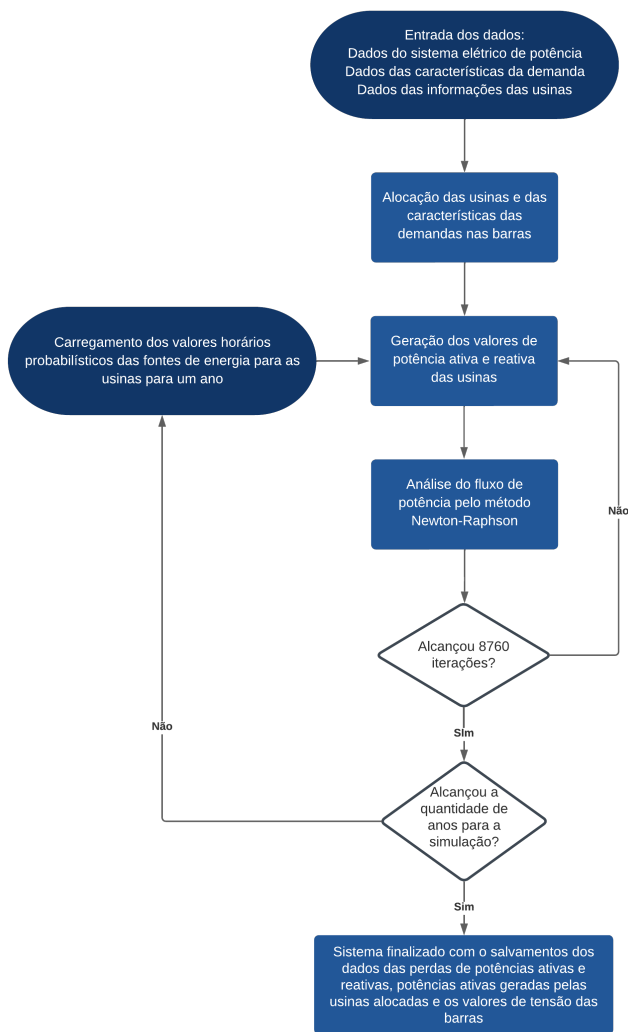


Figura 8. Fluxograma da simulação implementada. Fonte: AUTOR (2023)

informações para modelagem das usinas e das demandas para uma simulação de 25 anos.

A. Sistema simplificado Chesf 5-bus

1) *Dados do sistema:* Sistema oeste simplificado da Chesf com cinco barras, sendo a Barra 1 a de referência, a Barra 3 a de tensão regulada e as Barras 2, 4 e 5 as de carga. Foram realizadas modificações do sistema real para simplificar a implementação. A Figura 9 apresenta o diagrama unifilar do sistema.

As Tabelas 4 e 5 apresentam os dados do sistema simplificado Chesf 5-bus, sendo apresentados os dados de barra na Tabela 4 e os dados de linha na Tabela 5.

Com a potência base do sistema sendo  $S_{base} = 1000$  MVA, foram dimensionadas uma usina solar de 1,275 pu de potência pico (1.275 MW), injetada na Barra 2 e uma usina eólica de 2,1 pu de potência pico (2.100 MW), injetada na Barra 5.

2) *Resultados caso base:* Sem a alocação das usinas dimensionadas, o sistema comportou-se da maneira como está apresentado na Tabela 6. Nesta tabela, são mostrados os valores médios das perdas de energia ativa horária. Para ilustrar

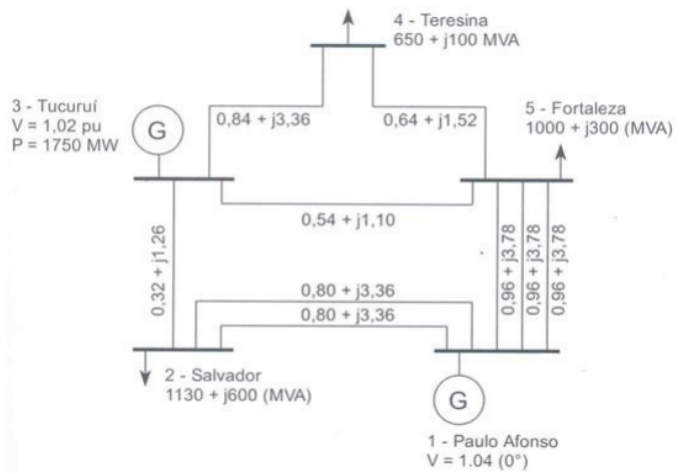


Figura 9. Sistema simplificado Chesf 5-bus. Fonte: MOURA, ALISSON P. de (2018)

Tabela 4  
SISTEMA SIMPLIFICADO CHESF 5-BUS - DADOS DE BARRA  
FONTE: MOURA, ALISSON P. DE (2018)

Num bus	Type bus	$P_D$	$Q_D$	$P_G$	$Q_G$	V	theta
1	Slack	0,00	0,00	0,00	0,00	1,02	0,00
2	PQ	1,13	0,60	0,00	0,00	1,00	0,00
3	PV	0,00	0,00	1,75	0,00	1,02	0,00
4	PQ	0,65	0,10	0,00	0,00	1,00	0,00
5	PQ	1,00	0,30	0,00	0,00	1,00	0,00

os impactos nos níveis de tensão, foi selecionada a Barra 2 pois ela apresentou os piores valores de tensão, por isso seus valores foram apresentados para efeito de comparação com o caso na presença das usinas.

3) *Resultados da simulação probabilística:* Ao final da simulação, foram armazenados os dados das perdas de energia ativa e reativa, das potências ativas geradas pelas usinas solar fotovoltaica e eólica e das tensões das barras de cada iteração, ou seja, para cada hora do ano durante os 25 anos de simulação.

Para uma melhor apresentação dos resultados obtidos das simulações, foram calculadas as médias dos valores de perdas de energia ativa e reativa de cada hora ao longo dos 25 anos. As Figuras 10 e 11 apresentam os resultados obtidos, representados em gráficos, das perdas de energia ativa e reativa, juntamente com uma comparação com o caso base, sendo a perda de energia ativa representada pela Figura 10 e a perda de energia reativa representada pela Figura 11.

Destas figuras, pode-se observar que as perdas de energia ativa diminuem quando a inserção das usinas no sistema, especialmente, no período no qual as usinas solares fotovoltaicas estão injetando potência no sistema.

Para os valores de energia ativa gerada pelas usinas dimensionadas, foram realizadas médias horárias ao longo dos 25 anos. A Figura 12 apresenta os valores médios de energia gerada pela usina eólica e a Figura 13, os valores médios gerados pela usina solar.

Da Figura 12, observa-se uma variabilidade no valor médio de energia gerada da usina eólica entre 381 a 395 MWh.

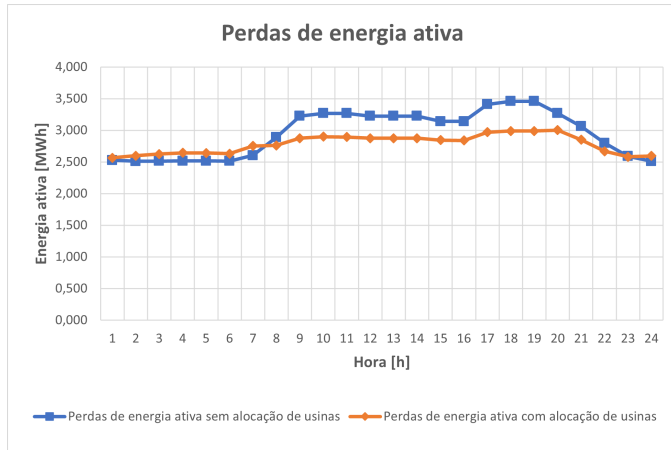


Figura 10. Média das perdas de energia ativa por hora para o sistema Chesf 5-bus antes e depois da alocação de usinas renováveis. Fonte: AUTOR (2023)

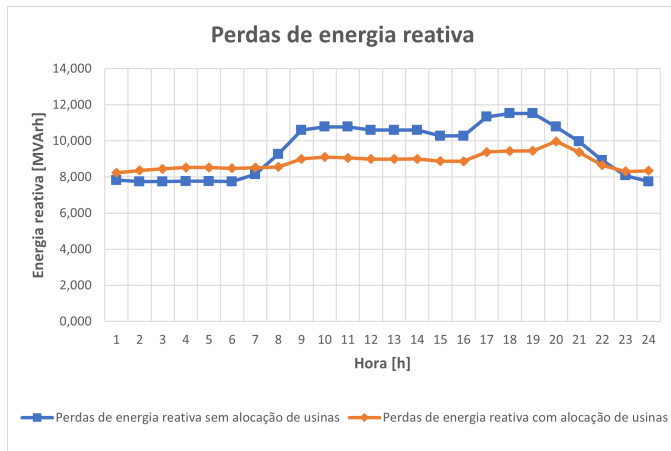


Figura 11. Média das perdas de energia reativa por hora para o sistema Chesf 5-bus antes e depois da alocação de usinas renováveis. Fonte: AUTOR (2023)

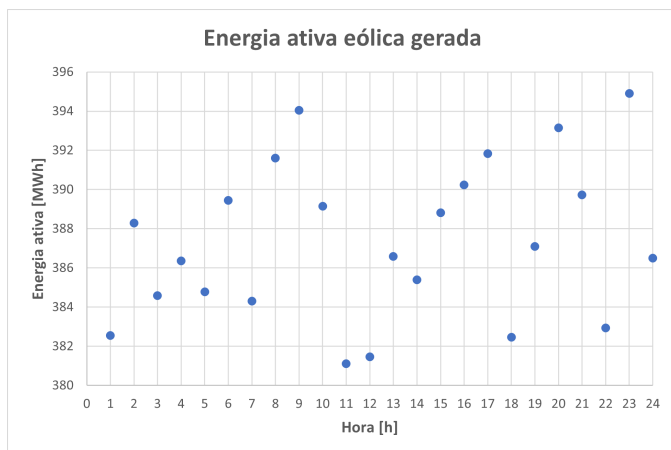


Figura 12. Média da energia ativa eólica geradas por hora para o sistema Chesf 5-bus. Fonte: AUTOR (2023)

Tabela 5  
SISTEMA SIMPLIFICADO CHESF 5-BUS - DADOS DE LINHA  
FONTE: MOURA, ALISSON P. DE (2018)

Bus from	Bus to	R	X	B <sub>shunt</sub>
1	2	0,00160	0,00672	0,0000
1	5	0,00128	0,00504	0,000
2	3	0,00128	0,00504	0,0000
3	4	0,00336	0,01344	0,0000
3	5	0,00216	0,00440	0,0000
4	5	0,00256	0,00648	0,0000

Tabela 6  
PERDAS DE ENERGIA HORÁRIA MÉDIA PARA O SISTEMA CHESF 5-BUS SEM ALOCAÇÃO DE USINAS RENOVÁVEIS.  
FONTE: AUTOR (2023)

Hora	Perdas de energia ativa [MWh]	Perdas de energia reativa [MVarh]	Tensão máx. Bus 2 [pu]	Tensão mín. Bus 2 [pu]
00h	2,526	7,820	1,0179	1,0175
01h	2,510	7,750	1,0179	1,0176
02h	2,512	7,750	1,0179	1,0176
03h	2,515	7,761	1,0179	1,0176
04h	2,515	7,761	1,0179	1,0176
05h	2,512	7,750	1,0179	1,0176
06h	2,604	8,140	1,0178	1,0175
07h	2,888	9,271	1,0177	1,0174
08h	3,226	10,602	1,0177	1,0173
09h	3,270	10,775	1,0177	1,0173
10h	3,270	10,775	1,0177	1,0173
11h	3,226	10,602	1,0177	1,0173
12h	3,226	10,602	1,0177	1,0173
13h	3,226	10,602	1,0177	1,0173
14h	3,141	10,270	1,0177	1,0173
15h	3,141	10,270	1,0177	1,0173
16h	3,410	11,326	1,0176	1,0173
17h	3,459	11,520	1,0176	1,0173
18h	3,459	11,520	1,0176	1,0173
19h	3,270	10,775	1,0177	1,0173
20h	3,062	9,959	1,0177	1,0173
21h	2,799	8,919	1,0178	1,0174
22h	2,589	8,079	1,0178	1,0175
23h	2,510	7,750	1,0179	1,0176

Por outro lado, o valor médio da geração advinda da usina solar fotovoltaica se concentra entre 487 MWh e 493 MWh. Observa-se, também, que os maiores valores de geração dessas usinas estão presentes em maior proporção naquele mesmo período onde se tem a maior redução de perdas no sistema (ver Figura 10).

Uma visualização das potências ativas geradas pelas usinas é apresentada nos histogramas das Figuras 14 e 15. A Figura 14 apresenta um histograma das potências ativas médias geradas pela usina eólica por ano e a Figura 15, das potências ativas médias geradas pela usina solar por ano.

Dessas Figuras, observa-se que em função dos dados de entrada e dos modelos probabilísticos assumidos na simulação, que existe uma ocorrência maior para uma produção média horária acima de 388 MW e menor que 392 MW para a usina eólica, que representa 14% do valor nominal da carga e acima de 487 MW e abaixo de 492 MW para a usina solar fotovoltaica, aproximadamente, representando 17,6% da carga total do sistema.

Para facilitar a compreensão e apresentação dos dados de tensão da Barra 2 em estudo, foram realizadas verificações dos valores máximos e mínimos para cada hora, dos 25 anos simulados. As Figuras 16 e 17 apresentam os valores de tensões máximas e mínimas obtidas da simulação para Barra

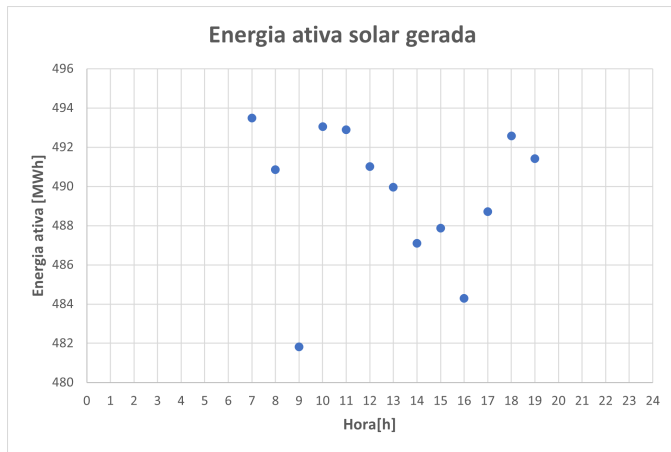


Figura 13. Média da energia ativa solar geradas por hora para o sistema Chesf 5-bus. Fonte: AUTOR (2023)

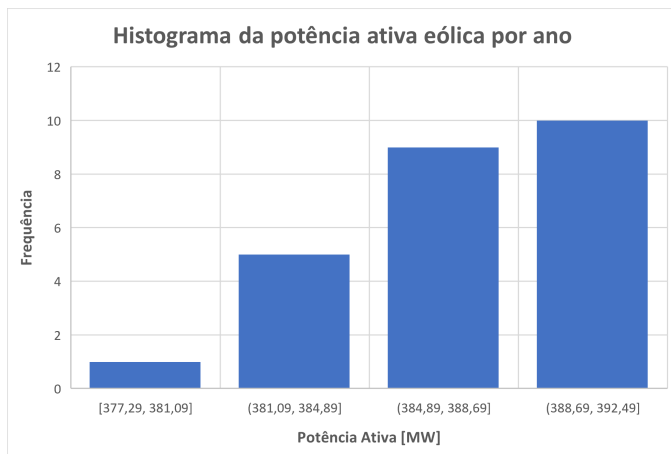


Figura 14. Histograma das médias das potências ativas eólica, geradas por ano para o sistema Chesf 5-bus. Fonte: AUTOR (2023)

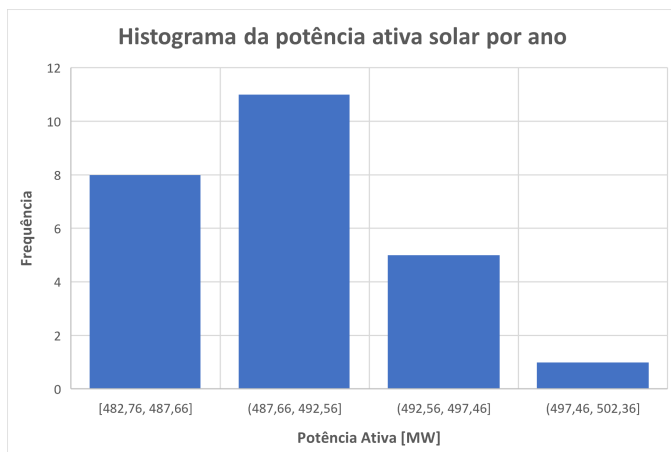


Figura 15. Histograma das médias das potências ativas solar, geradas por ano para o sistema Chesf 5-bus. Fonte: AUTOR (2023)

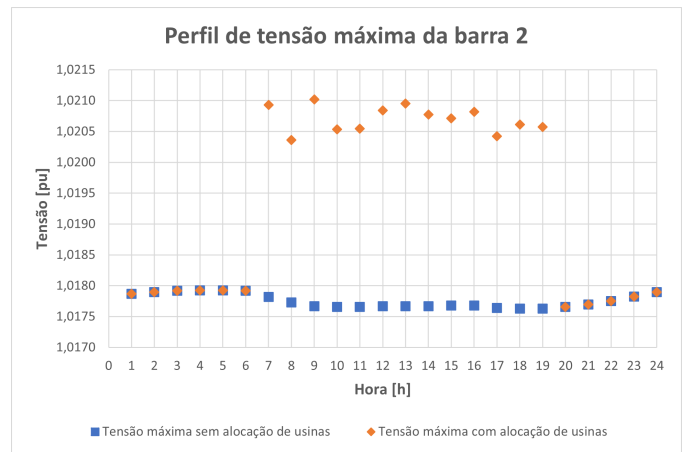


Figura 16. Valores médios de tensão máxima da Barra 2 por hora para o sistema Chesf 5-bus antes e depois da alocação de usinas renováveis. Fonte: AUTOR (2023)

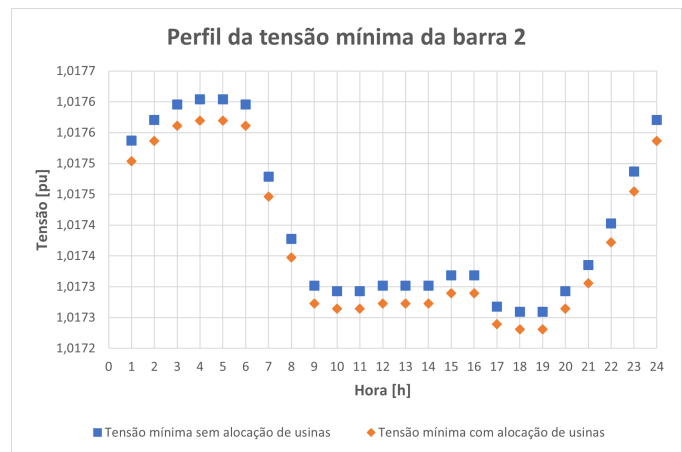


Figura 17. Valores médios de tensão mínima da Barra 2 por hora para o sistema Chesf 5-bus antes e depois da alocação de usinas renováveis. Fonte: AUTOR (2023)

2, comparando os resultados do caso base com os dados da simulação probabilística.

Pode-se observar destas figuras, que no período de maior injeção de potência advinda das usinas renováveis a tensão máxima na Barra 2 aumenta, porém se mantém dentro dos limites especificados pelos Procedimentos de Rede: Submódulo 23.3 - Diretrizes e critérios para estudos elétricos, no qual especifica a faixa de valores aceitáveis para as tensões CA entre 0,95 a 1,05 pu (ONS, 2018).

**B. Sistema IEEE 9-bus**

1) *Dados do sistema:* Sistema IEEE 9-bus, com nove barras, sendo a Barra 1 a de referência, as Barras 2 e 3 de tensão regulada e as Barras 4 a 9 de carga. A Figura 18 apresenta o diagrama unifilar do sistema.

As Tabelas 7 e 8 apresentam os dados do sistema IEEE 9-bus, sendo apresentados os dados de barra na Tabela 7 e os dados de linha na Tabela 8.

Com a potência base do sistema sendo  $S_{base} = 100$  MVA, foram dimensionadas uma usina solar de 1,275 pu (127,5 MW)

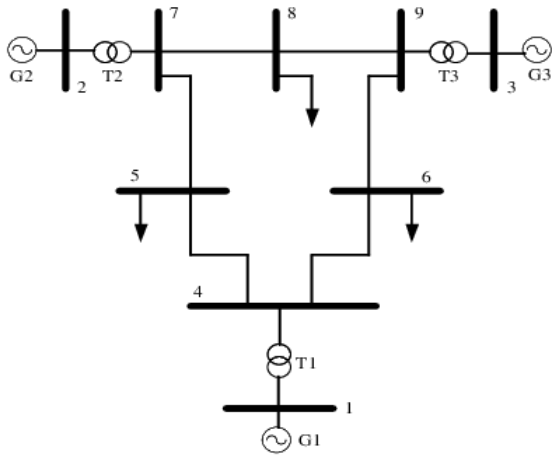


Figura 18. Sistema IEEE 9-bus. Fonte: MOURA, ALISSON P. de (2018)

Tabela 7  
SISTEMA IEEE 9-BUS - DADOS DE BARRA  
FONTE: MOURA, ALISSON P. DE (2018)

Num bus	Type bus	$P_D$	$Q_D$	$P_G$	$Q_G$	V	theta
1	Slack	0,00	0,00000	0,00	0,00	1,04	0,000
2	PV	0,00	0,05025	1,63	0,00	1,025	0,000
3	PV	0,00	-0,08170	0,85	0,00	1,025	0,000
4	PQ	0,00	0,00000	0,00	0,00	1,000	0,000
5	PQ	1,25	0,50000	0,00	0,00	1,000	0,000
6	PQ	0,90	0,30000	0,00	0,00	1,000	0,000
7	PQ	0,00	0,00000	0,00	0,00	1,000	0,000
8	PQ	1,00	0,35000	0,00	0,00	1,000	0,000
9	PQ	0,00	0,00000	0,00	0,00	1,000	0,000

de potência pico, injetada na Barra 5 e uma usina eólica de 2,1 pu (210 MW) de potência pico, injetada na Barra 8.

2) *Resultados caso base:* Sem a alocação das usinas dimensionadas, o sistema comportou-se da maneira como está apresentado na Tabela 9. A Barra 5 apresentou os piores valores de tensão, por isso seus valores foram apresentados para efeito de comparação pós simulação com acoplamento das usinas.

3) *Resultados da simulação probabilística:* Ao final da simulação, foram armazenados os dados das perdas de energia ativa e reativa, das potências ativas geradas pelas usinas solar fotovoltaica e eólica e das tensões das barras de cada iteração, ou seja, para cada hora do ano durante os 25 anos de simulação.

Para apresentação facilitada dos dados de perdas de energia ativa e reativa, foram realizadas médias dos valores de cada hora ao longo dos 25 anos. As Figuras 19 e 20 apresentam os dados, representados em gráficos, das perdas de energia ativa e reativa, juntamente com uma comparação com o caso base, sendo a perda de energia ativa representada pela Figura 19 e a perda de energia reativa representada pela Figura 20.

Destas figuras, pode-se observar que as perdas de energia ativa não diminuíram com a alocação das usinas no sistema assim como verificado na simulação do sistema Chesf simplificado 5-bus. No momento da escolha da barra para injeção de potência é necessário considerar a proximidade com as

Tabela 8  
SISTEMA IEEE 9-BUS - DADOS DE LINHA  
FONTE: MOURA, ALISSON P. DE (2018)

Bus from	Bus to	$R$	$X$	$B_{shunt}$
1	4	0,0000	0,0576	0,0000
2	7	0,0000	0,0625	0,0000
3	9	0,0000	0,0586	0,0000
4	5	0,0100	0,0850	0,0880
4	6	0,0170	0,0920	0,0790
5	7	0,0320	0,1610	0,1530
6	9	0,0390	0,1700	0,1790
7	8	0,0085	0,072	0,0745
8	9	0,0119	0,1008	0,1045

Tabela 9  
COMPORTAMENTO SISTEMA IEEE 9-BUS SEM ALOCAÇÃO DE USINAS DIMENSIONADAS.  
FONTE: AUTOR (2023)

Hora	Perdas energia ativa [MWh]	Perdas energia reativa [MVarh]	Tensão máx. Bus 5 [pu]	Tensão mín. Bus 5 [pu]
00h	5,903	-89,415	0,9967	0,9891
01h	6,186	-87,474	0,9960	0,9885
02h	6,417	-85,763	0,9954	0,9880
03h	6,498	-85,144	0,9952	0,9878
04h	6,498	-85,144	0,9952	0,9878
05h	6,417	-85,763	0,9954	0,9880
06h	5,477	-91,880	0,9977	0,9897
07h	4,950	-93,349	0,9987	0,9899
08h	4,724	-92,149	0,9989	0,9893
09h	4,708	-91,892	0,9989	0,9891
10h	4,708	-91,892	0,9989	0,9891
11h	4,724	-92,149	0,9989	0,9893
12h	4,724	-92,149	0,9989	0,9893
13h	4,724	-92,149	0,9989	0,9893
14h	4,762	-92,587	0,9989	0,9895
15h	4,762	-92,587	0,9989	0,9895
16h	4,671	-90,975	0,9989	0,9888
17h	4,662	-90,619	0,9989	0,9886
18h	4,662	-90,619	0,9989	0,9886
19h	4,708	-91,892	0,9989	0,9891
20h	4,807	-92,927	0,9989	0,9896
21h	5,058	-93,309	0,9985	0,9900
22h	5,533	-91,601	0,9975	0,9896
23h	6,186	-87,474	0,9960	0,9885

cargas, a disponibilidade de infraestrutura de transmissão e a capacidade de absorção da rede. A constatação do aumento das perdas de energia corrobora para um local de acoplamento ruim, como distância do centro de carga do sistema.

Para os dados de energia ativa gerada pelas usinas dimensionadas, foram realizadas médias horárias ao dos 25 anos, as Figuras 21 e 22 apresentam gráficos dos desses dados. A Figura 21 apresenta os dados de energia gerada pela usina eólica e a Figura 22, os dados pela usina solar.

De acordo com os gráficos, identifica-se que os valores de energia ativa eólica gerados compreendem em uma faixa de valores entre 34,4 e 35,7 MWh. E os valores gerados pela usina solar fotovoltaica estão em uma faixa de 46,6 a 49,6 MWh.

Uma visualização das potências ativas geradas pelas usinas é apresentada nos gráficos das Figuras 23 e 24. A Figura 23 apresenta um histograma das potências ativas geradas pela usina eólica por ano e a Figura 24, das potências ativas geradas pela usina solar por ano.

Os histogramas apresentados, mostram a maior frequência

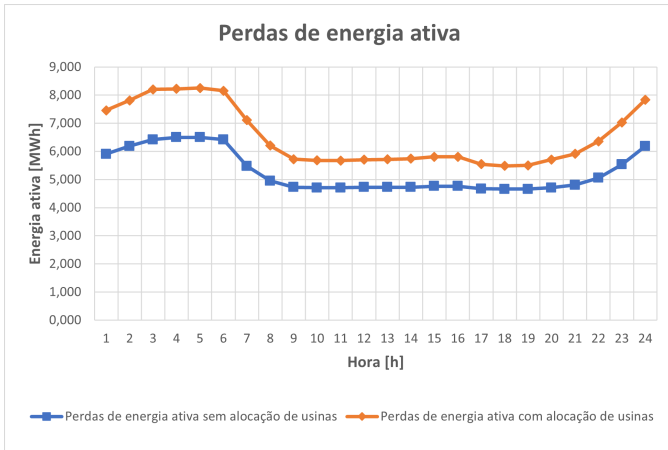


Figura 19. Média das perdas de energia ativa por hora para o sistema IEEE 9-bus antes e depois da alocação de usinas renováveis. Fonte: AUTOR (2023)

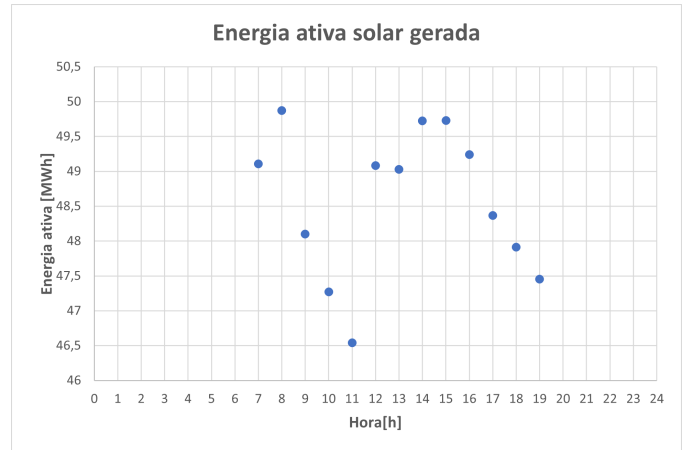


Figura 22. Média da energia ativa solar geradas por hora para o sistema IEEE 9-bus. Fonte: AUTOR (2023)

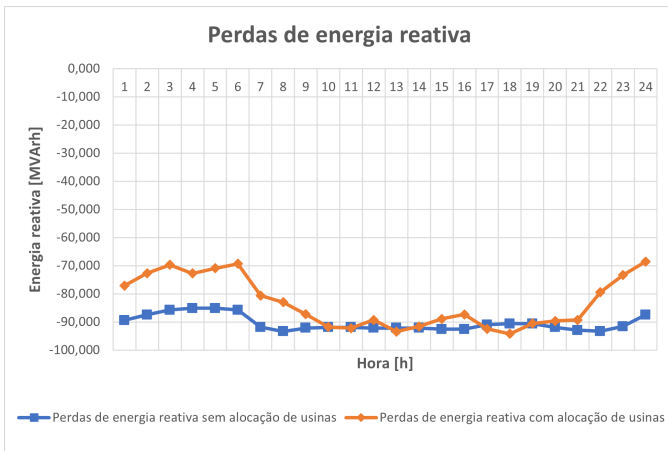


Figura 20. Média das perdas de energia reativa por hora para o sistema IEEE 9-bus antes e depois da alocação de usinas renováveis. Fonte: AUTOR (2023)

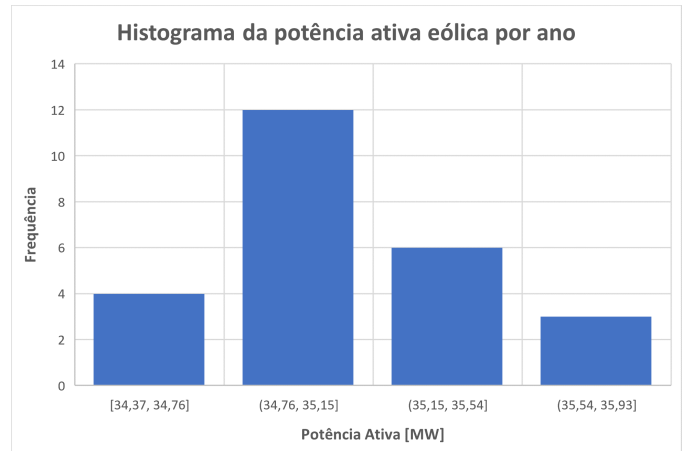


Figura 23. Histograma das médias das potências ativas eólica, geradas por ano para o sistema IEEE 9-bus. Fonte: AUTOR (2023)

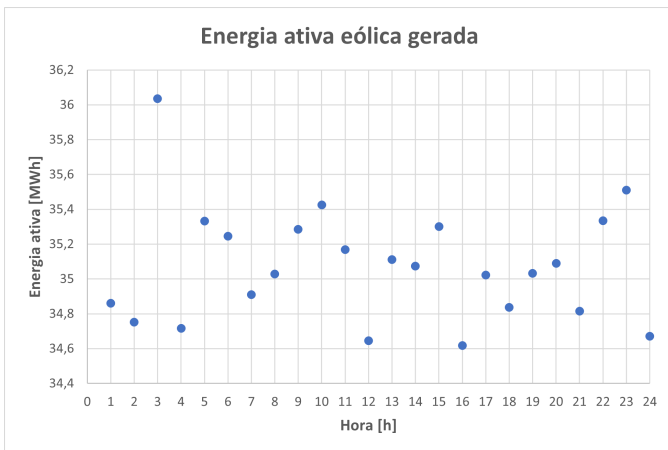


Figura 21. Média da energia ativa eólica geradas por hora para o sistema IEEE 9-bus. Fonte: AUTOR (2023)

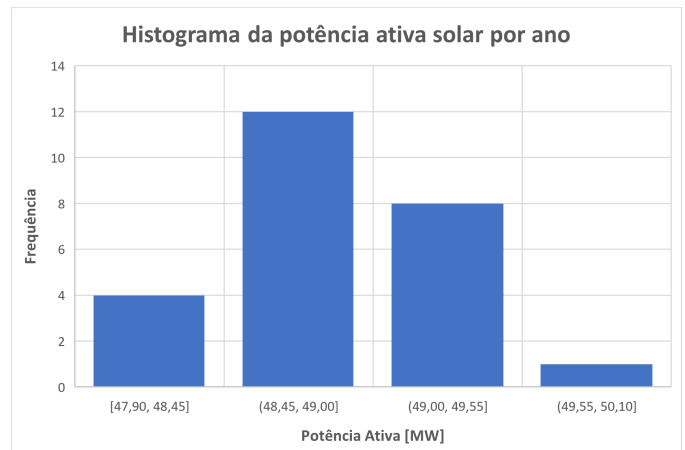


Figura 24. Histograma das médias das potências ativas solar, geradas por ano para o sistema IEEE 9-bus. Fonte: AUTOR (2023)

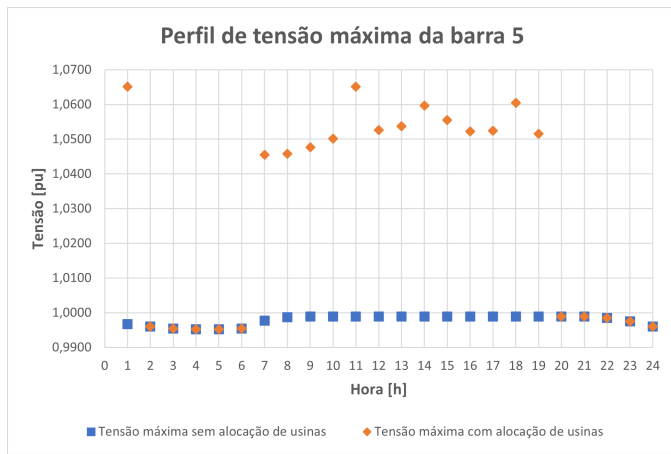


Figura 25. Valores médios de tensão máxima da Barra 5 por hora para o sistema IEEE 9-bus antes e depois da alocação de usinas renováveis. Fonte: AUTOR (2023)

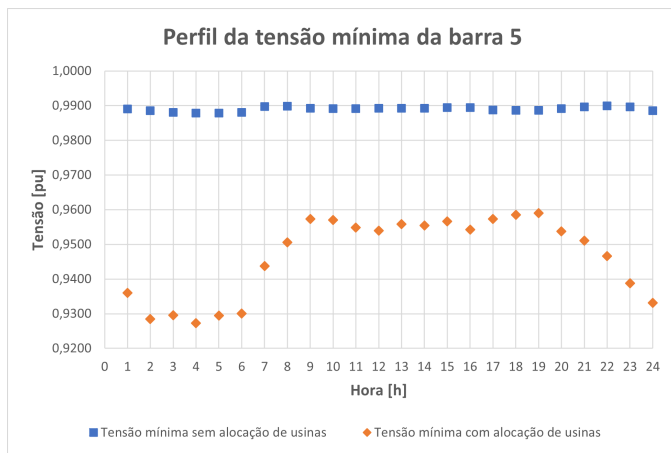


Figura 26. Valores médios de tensão mínima da Barra 5 por hora para o sistema IEEE 9-bus antes e depois da alocação de usinas renováveis. Fonte: AUTOR (2023)

dos valores de potência eólica gerados entre 35,03 e 35,30 MW. Para as potências geradas pela usina solar fotovoltaica a maior frequência ocorre na faixa de valores entre 48,47 e 49,39 MW. Essas frequências são diretamente ligadas aos parâmetros de entrada e os dados probabilísticos gerados.

Para apresentação facilitada dos dados de tensão da Barra 5 em estudo, foram realizadas verificações dos valores máximos e mínimos para cada hora dos 25 anos. A Figura 25 apresenta os valores de tensões máximas da Barra 5 comparando os dados da simulação do caso base com os dados da simulação probabilística. A Figura 26 apresenta os valores de tensões mínimos da Barra 5, também comparando caso base com caso probabilístico.

O comportamento da tensão dos gráficos, apresentados nas Figuras 25 e 26, está análogo ao verificado no sistema Chesf simplificado 5-bus, ocorrendo assim um aumento da tensão, principalmente quando as duas usinas estão injetando potência ao mesmo tempo no sistema, porém os valores não foram mantidos dentro dos limites especificados pelo Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede (ONS, 2018).

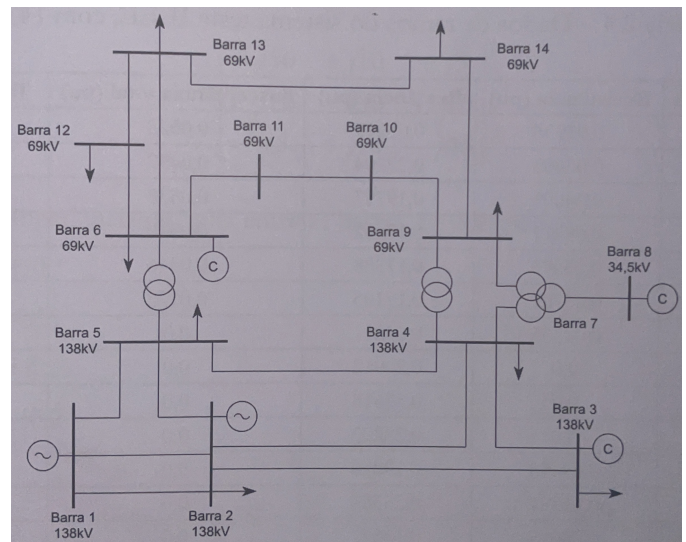


Figura 27. Sistema IEEE 14-bus. Fonte: MOURA, ALISSON P. de (2018)

C. Sistema IEEE 14-bus

1) *Dados do sistema:* Sistema IEEE 14-bus, com 14 barras, sendo a Barra 1 a de referência, as Barras 2 e 3 de tensão regulada e as Barras 4 a 14 de carga. A Figura 27 apresenta o diagrama unifilar do sistema.

As Tabelas 10 e 11 apresentam os dados do sistema IEEE 9-bus, sendo apresentados os dados de barra na Tabela 10 e os dados de linha na Tabela 11.

Tabela 10  
SISTEMA IEEE 14-BUS - DADOS DE BARRA  
FONTE: MOURA, ALISSON P. DE (2018)

Num bus	Type bus	$P_D$	$Q_D$	$P_G$	$Q_G$	V	theta
1	Slack	0,0	0,0	1,147	-0,169	1,06	0,0
2	PV	0,217	0,127	0,4	0,0	1,045	0,0
3	PV	0,342	0,191	0,0	0,0	1,010	0,0
4	PQ	0,478	-0,039	0,0	0,0	0,0	0,0
5	PQ	0,076	0,016	0,0	0,0	0,0	0,0
6	PQ	0,112	0,075	0,0	0,0	0,0	0,0
7	PQ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	PQ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	PQ	0,295	0,166	0,0	0,0	0,0	0,0
10	PQ	0,09	0,058	0,0	0,0	0,0	0,0
11	PQ	0,035	0,018	0,0	0,0	0,0	0,0
12	PQ	0,061	0,016	0,0	0,0	0,0	0,0
13	PQ	0,138	0,058	0,0	0,0	0,0	0,0
14	PQ	0,149	0,05	0,0	0,0	0,0	0,0

Com a potência base do sistema sendo  $S_{base} = 100$  MVA, foram dimensionadas uma usina solar de 1,275 pu (127,5 MW) de potência pico, injetada na Barra 4 e uma usina eólica de 2,1 pu (210 MW) de potência pico, injetada na Barra 9.

2) *Resultados caso base:* Sem a alocação das usinas dimensionadas, o sistema comportou-se da maneira como está apresentado na Tabela 12. A Barra 9 apresentou os piores valores de tensão, por isso seus valores foram apresentados para efeito de comparação pós simulação com acoplamento das usinas.

3) *Resultados da simulação probabilística:* Ao final da simulação, foram armazenados os dados das perdas de energia

Tabela 11  
SISTEMA IEEE 14-BUS - DADOS DE LINHA  
FONTE: MOURA, ALISSON P. DE (2018)

Bus from	Bus to	$R$	$X$	$B_{shunt}$
1	2	0,01938	0,05917	0,02640
1	5	0,05403	0,22304	0,02190
2	3	0,04699	0,19797	0,01870
2	4	0,05811	0,17632	0,02460
2	5	0,05695	0,17388	0,01700
3	4	0,06701	0,17103	0,01730
4	5	0,01335	0,04211	0,00640
4	7	0,00000	0,20912	0,00000
4	9	0,00000	0,55618	0,00000
5	6	0,00000	0,25202	0,00000
6	11	0,09498	0,19890	0,00000
6	12	0,12291	0,25581	0,00000
6	13	0,06615	0,13027	0,00000
7	8	0,00000	0,17615	0,00000
7	9	0,00000	0,11001	0,00000
9	10	0,03181	0,08450	0,00000
9	14	0,12711	0,27038	0,00000
10	11	0,08205	0,19207	0,00000
12	13	0,22092	0,19988	0,00000
13	14	0,17093	0,34802	0,00000

Tabela 12  
COMPORTAMENTO SISTEMA IEEE 14-BUS SEM ALOCAÇÃO DE USINAS  
DIMENSIONADAS.  
FONTE: AUTOR (2023)

Hora	Perdas energia ativa [MWh]	Perdas energia reativa [MVarh]	Tensão máx. Bus 9 [pu]	Tensão mín. Bus 9 [pu]
00h	3,558	-8,951	0,9529	0,9360
01h	3,152	-10,892	0,9545	0,9380
02h	2,869	-12,247	0,9557	0,9396
03h	2,779	-12,680	0,9561	0,9401
04h	2,779	-12,680	0,9561	0,9401
05h	2,869	-12,247	0,9557	0,9396
06h	4,355	-5,179	0,9500	0,9321
07h	5,982	2,462	0,9445	0,9245
08h	7,429	9,209	0,9401	0,9184
09h	7,601	10,010	0,9396	0,9177
10h	7,601	10,010	0,9396	0,9177
11h	7,429	9,209	0,9401	0,9184
12h	7,429	9,209	0,9401	0,9184
13h	7,429	9,209	0,9401	0,9184
14h	7,091	7,640	0,9411	0,9198
15h	7,091	7,640	0,9411	0,9198
16h	8,138	12,518	0,9380	0,9155
17h	8,321	13,365	0,9375	0,9147
18h	8,321	13,365	0,9375	0,9147
19h	7,601	10,010	0,9396	0,9177
20h	6,759	6,080	0,9421	0,9211
21h	5,541	0,387	0,9459	0,9269
22h	4,234	-5,748	0,9504	0,9327
23h	3,152	-10,892	0,9545	0,9380

ativa e reativa, das potências ativas geradas pelas usinas solar fotovoltaica e eólica e das tensões das barras de cada iteração, ou seja, para cada hora do ano durante os 25 anos de simulação.

Para apresentação facilitada dos dados de perdas de energia ativa e reativa, foram realizadas médias dos valores de cada hora ao longo dos 25 anos. As Figuras 28 e 29 apresentam os dados, representados em gráficos, das perdas de energia ativa e reativa, juntamente com uma comparação com o caso base, sendo a perda de energia ativa representada pela Figura 28 e a perda de energia reativa representada pela Figura 29.

Observa-se, com essas figuras, que as perdas de energia

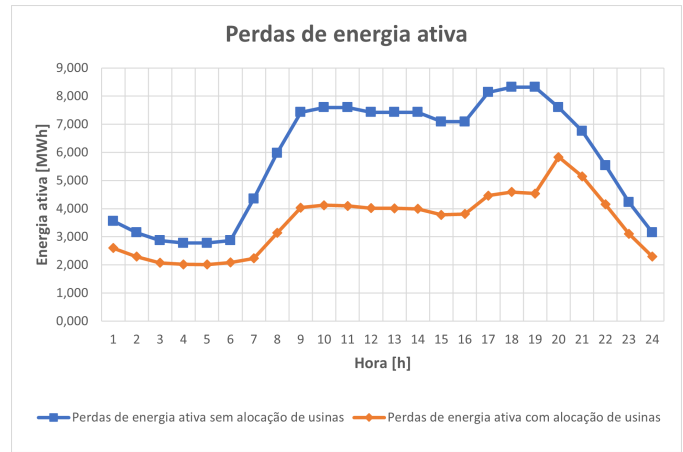


Figura 28. Média das perdas de energia ativa por hora para o sistema IEEE 14-bus antes e depois da alocação de usinas renováveis. Fonte: AUTOR (2023)

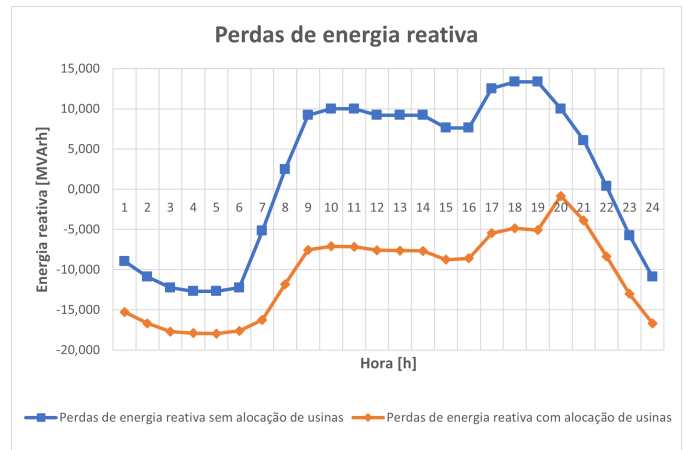


Figura 29. Média das perdas de energia reativa por hora para o sistema IEEE 14-bus antes e depois da alocação de usinas renováveis. Fonte: AUTOR (2023)

ativa diminuem com a alocação das usinas, principalmente no período no qual ambas estão em geração plena.

Para os dados de energia ativa gerada pelas usinas dimensionadas, foram realizadas médias horárias ao dos 25 anos, as Figuras 30 e 31 apresentam gráficos dos desses dados. A Figura 30 apresenta os dados de energia gerada pela usina eólica e a Figura 31, os dados pela usina solar.

Observa-se que a energia ativa eólica gerada varia entre valores de 34,8 a 35,7 MW, com um valor médio em torno de 35,2 MW. De outra forma, a usina solar fotovoltaica possui valores de energia ativa gerados na faixa compreendida entre 48 e 49,5 MW, cujo valor médio situa-se em 48,7 MW.

Uma visualização das potências ativas geradas pelas usinas é apresentada nos gráficos das Figuras 32 e 33. A Figura 32 apresenta um histograma das potências ativas geradas pela usina eólica por ano e a Figura 33, das potências ativas geradas pela usina solar por ano.

De acordo com os histogramas apresentados, nota-se a maior frequência de valores gerados entre 35,03 e 35,30 MW para a usina eólica e para a usina solar fotovoltaica, representando 17,7% da demanda total do sistema. E as potências geradas ocorrem mais na faixa de valores entre 48,47 e 49,39

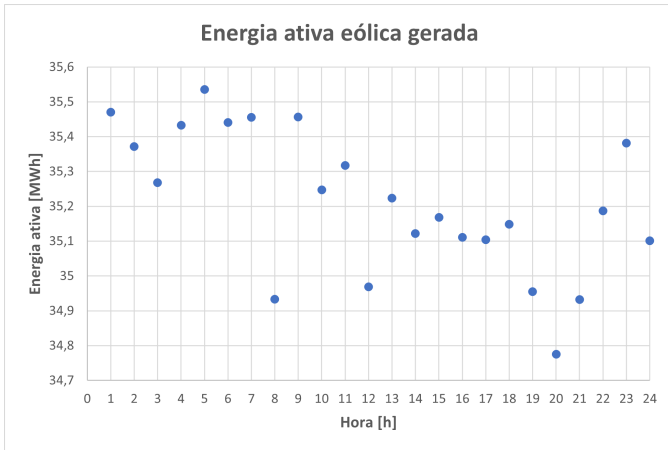


Figura 30. Média da energia ativa eólica geradas por hora para o sistema IEEE 14-bus. Fonte: AUTOR (2023)

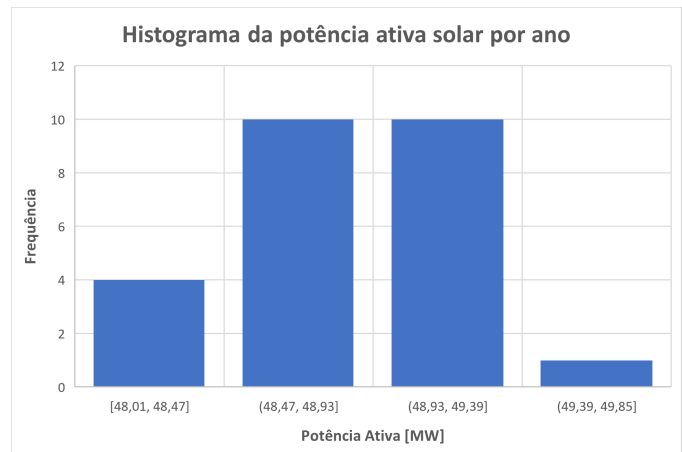


Figura 33. Histograma das médias das potências ativas solar, geradas por ano para o sistema IEEE 14-bus. Fonte: AUTOR (2023)

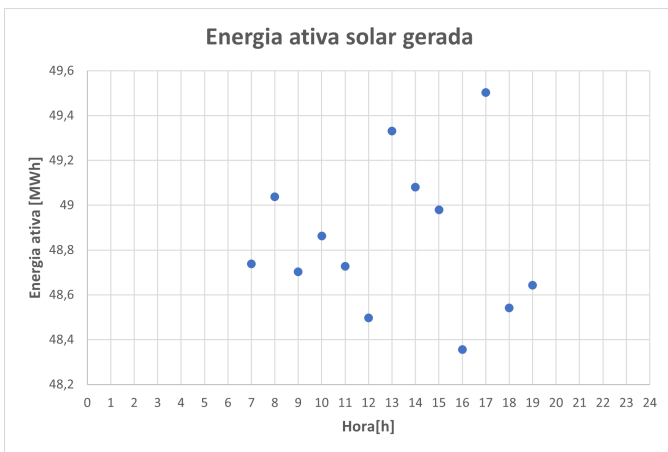


Figura 31. Média da energia ativa solar geradas por hora para o sistema IEEE 14-bus. Fonte: AUTOR (2023)

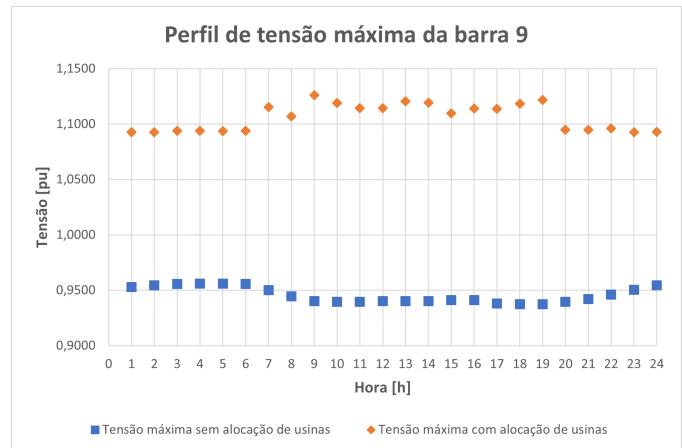


Figura 34. Valores médios de tensão máxima da Barra 9 por hora para o sistema IEEE 14-bus antes e depois da alocação de usinas renováveis. Fonte: AUTOR (2023)

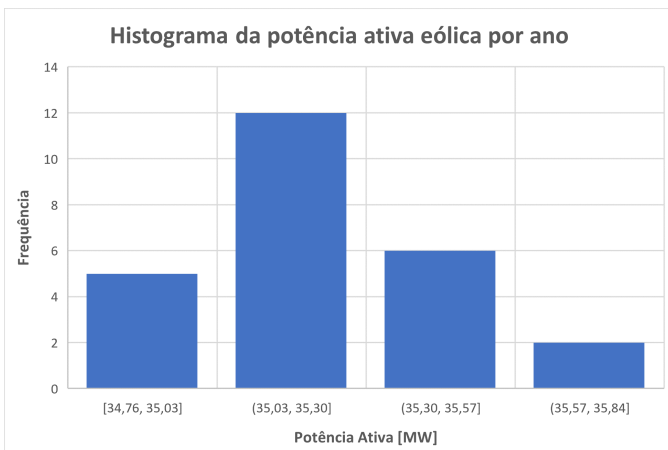


Figura 32. Histograma das médias das potências ativas eólica, geradas por ano para o sistema IEEE 14-bus. Fonte: AUTOR (2023)

MW, um percentual de 24,4% da demanda total.

Para apresentação facilitada dos dados de tensão da Barra 9 em estudo, foram realizadas verificações dos valores máximos e mínimos para cada hora dos 25 anos. A Figura 34 apresenta os valores de tensões máximas da barra 9 comparando os dados da simulação do caso base com os dados da simulação probabilística. A Figura 35 apresenta os valores de tensões mínimas da Barra 9, também comparando caso base com caso probabilístico.

Através dos gráficos de tensão apresentados nas Figuras 34 e 35, nota-se o aumento da tensão na Barra 9, principalmente no período de geração plena das duas usinas mutuamente. Idêntico ao caso do segundo sistema (IEEE 9-bus), os valores ficaram, ligeiramente, fora do estabelecidos pelo Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede (ONS, 2018). Entretanto, nesse caso, houve uma melhora do perfil de tensão nessa barra, uma vez que antes da alocação das usinas, também não estava dentro do estabelecido.

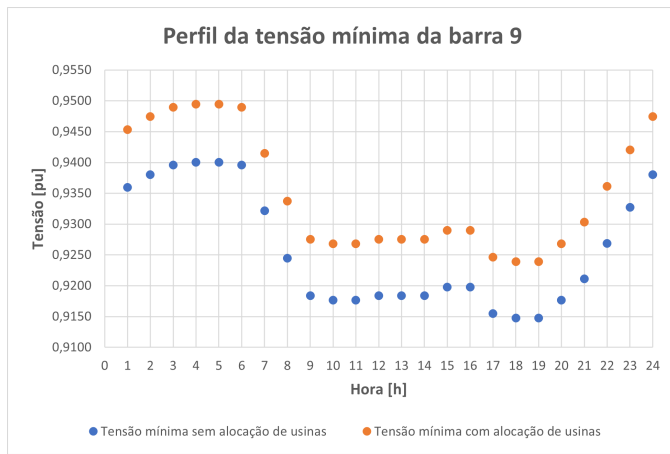


Figura 35. Valores médios de tensão mínima da Barra 9 por hora para o sistema IEEE 14-bus antes e depois da alocação de usinas renováveis. Fonte: AUTOR (2023)

### V. CONCLUSÕES

A diversificação da matriz energética no Brasil traz uma série de novos cenários para o sistema elétrico brasileiro, principalmente o que pode acarretar a grande injeção de potência em um SEP existente e operante, o qual não havia sido projetado na perspectiva de novos geradores. Sendo assim, para uma análise dos impactos da implementação de usinas eólica e solar fotovoltaica em sistemas de potência, foram realizadas três simulações computacionais com base na simulação de Monte Carlo.

Nos primeiros resultados das simulações pode-se verificar que nos sistemas Chesf Simplificado 5-bus e IEEE 14-bus ocorreu uma diminuição nas perdas de energia ativa, 10% para o primeiro e 37% para o segundo sistema em média. A alocação de novas usinas no sistema gera uma compensação da carga existente no sistema, de modo que evita a transmissão de grandes quantidades de potência por longos trechos de linhas de transmissão, diminuindo as perdas resistivas associadas a essa transmissão. Arelado a esse fator, está a proximidade das usinas com a carga, evitando o uso de linhas muito longas e o congestionamento nelas, melhorando o fluxo de potência.

Entretanto, pelos resultados advindos do sistema de IEEE 9-bus, é possível identificar uma situação adversa das demais, a perda de energia ativa foi maior com a alocação das usinas. A presença de novas gerações em sistemas definidos pode ocasionar uma realidade fluxo inverso de potência, qual é resultado de uma geração maior que a demanda solicitada, gerando um aumento nas perdas de energia do sistema. Ademais, o local da instalação das usinas pode não ser satisfatório quando o ramo de conexão está distante do centro de maior carga.

Por meio das análises dos valores de energia ativa produzidos pelas usinas solar fotovoltaica e eólica durante as simulações apresenta uma aproximação maior do que o esperado nos valores de energia gerados por ambas as fontes. Tal fato difere da expectativa de maior geração eólica devido à continuidade do vento em comparação com a variação da irradiância solar ao longo do dia. Essa similaridade nos resultados pode ser atribuída à qualidade dos dados de entrada, pois os valores

reais de irradiância solar e velocidades do vento influenciam fortemente os resultados.

É crucial reconhecer que essa aproximação não reflete necessariamente as características inerentes das usinas, uma vez que ela destaca a importância de fornecer dados de alta qualidade para resultados mais realistas. A utilização de informações detalhadas sobre variações temporais da irradiância solar e do vento em futuras simulações pode produzir resultados mais alinhados com os comportamentos esperados das usinas solares e eólicas, permitindo uma análise precisa das diferenças de geração entre essas fontes renováveis.

Quanto a tensão, nota-se um aumento das tensões máximas por hora visto que elas se aproximaram do valor de tensão base do sistema. Ao final das simulações nota-se que a faixa de valores de tensão das barras, através da análise dos gráficos, do sistema Chesf Simplificado 5-bus estão de acordo ao estabelecido pelo Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede (ONS, 2018), mas nos demais sistemas elétricos as faixas excedem o estabelecido. A entrada de geração solar e eólica contribui para a geração local em sua área de conexão. Isso pode levar a um aumento da tensão nas barras próximas à geração, especialmente se a geração exceder a carga local. Além disso, para que ocorra a injeção de potência, a tensão de saída do gerador precisa ser maior que a tensão do sistema, de acordo com o Princípio do Fluxo de Potência, sendo assim, a presença da usina aumenta localmente a tensão. O aumento da tensão nas barras do sistema IEEE 9-bus também é indicativo para o aumento das perdas em energia após a alocação das gerações renováveis. Apesar do sistema IEEE 14-bus também apontar aumento das tensões acima do estipulado no Prodist, não ocorre aumento de perdas visto que o perfil das tensões antes da alocação das usinas estava abaixo do estipulado e o aumento das tensões propiciou uma melhora desse perfil.

Portanto, através dos dados apresentados, é possível concluir que a entrada de novas usinas renováveis nos sistemas elétricos de potência necessita de uma alocação correta, por meio de estudos de caso e simulações das gerações e suas potências a serem injetadas mais próximas da realidade. Deste modo, procura-se estabelecer os melhores pontos de conexão ao sistema, visto a proximidade a centros de carga e ramos com congestionamento, dentre outros fatores. Um planejamento adequado, uma configuração bem projetada e uma operação cuidadosa são fundamentais para evitar aumentos indesejados nas perdas de potência ativa durante a incorporação de novas gerações no sistema elétrico.

Para trabalhos futuros, visando a melhoria das capacidades de simulação do algoritmo construído sugere-se uma melhoria no dimensionamento das usinas renováveis modeladas, por meio da entrada de dados do projeto de implementação delas, como perdas naturais, influências climáticas, localização e orientação e medições reais das fontes de energia, irradiância e velocidade dos ventos. Além disso, uma rotina dentro do algoritmo a qual realize um estudo *a priori* do caso base do sistema a fim de alocar a usina na barra a qual trará resultados mais satisfatórios, diminuindo assim a alocação aleatória. A implementação de um estudo para uso de *battery storage system*, ou sistema de armazenamento de baterias, a fim de armazenar energia elétrica, a qual poderá ser posteriormente

injetada para compensar uma baixa geração momentânea, por exemplo por uma sombra nos módulos fotovoltaicos ou uma baixa constância de ventos. Com intuito de evitar que ocorra uma geração de energia acima da demanda solicitada, sugere-se uma mudança no código do ambiente para alterar as configurações dos geradores próprios dos sistemas a fim de diminuir a potência elétrica injetada por eles no momento do funcionamento das novas usinas alocadas. Por fim, é necessária uma análise financeira de todo o sistema implementado, frente as diminuições nas perdas de energia e a adequação da tensão.

## REFERÊNCIAS

- [1] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA . Operador Nacional do Sistema Nacional. Procedimentos, 2018. Procedimentos de Rede: Submódulo 23.3: Diretrizes e critérios para estudos elétricos, [S. l.], 13 ago. 2018. Disponível em: <http://www.ons.org.br>. Acesso em: 23 ago. 2023.
- [2] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. REN ANEEL, N° 1000. Resolução Normativa Aneel N° 1000, de 07 de dezembro de 2021, Brasília, 10 ago. 2023.
- [3] ANUÁRIO Estatístico de Energia. [S. l.], 2023. Disponível em: <https://dashboard.epe.gov.br/apps/anuario/>. Acesso em: 4 ago. 2023.
- [4] ÁREAS Territoriais. [S. l.], 2022. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/geociencias/organizacao-do-territorio/estrutura-territorial/15761-areas-dos-municipios.html?t=acesso-ao-produto&c=1>. Acesso em: 8 ago. 2023.
- [5] BANCO de dados meteorológicos. Instituto Nacional de Meteorologia, 2023. Disponível em <https://bdmep.inmet.gov.br/>. Acesso em 25 de julho de 2023.
- [6] BARBOSA, Fabrício Rodrigues. Análise de Fluxo de Carga com Incertezas na Geração e Demanda - Um estudo de caso. Orientadora: Profª. Dra. Lina Paola Garcés Negrete. 2013. 76 p. Trabalho de Conclusão (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e da Computação, Universidade Federal de Goiás, Goiânia, 2013.
- [7] BEATY, H. Wayne; SANTOSO, Surya. Handbook of Electric Power Calculations. 4ª edição. ed. Nova York: Mc Graw Hill, 2015. ISBN 978-0-07-182390-6.
- [8] BUENO PEREIRA, Enio et al, (ed.). Atlas Brasileiro de Energia Solar. 2ª edição. ed. São José dos Campos: [s. n.], 2017. 1 atlas. E-book.
- [9] CAMARGO DO AMARANTE, Odilon A.; BROWER, Michael; ZACK, John; LEITE DE SÁ, Antônio (ed.). Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. 1ª edição. ed. Brasília: [s. n.], 2001. 1 atlas. E-book.
- [10] DUFFIE, John A.; BECKMAN, William A. Solar Engineering of Thermal Processes. 4ª edição. ed. USA: [s. n.], 2013. ISBN 978-0-470-87366-3.
- [11] ENERGIA Solar Fotovoltaica no Brasil: Infográfico ABSOLAR. [S. l.], 2023. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 4 ago. 2023.
- [12] ESTAÇÕES do ano. [S. l.], [2023]. Disponível em: <https://portal.inmet.gov.br/>. Acesso em: 25 jul. 2023.
- [13] GENYX Solar Power. XP-550W-72MET Bifacial. 1ª edição. ed. [s. n.], 2023. Disponível em: <https://genyx.com.br/produto/modulo-fotovoltaico-ja-solar-550wp-bifacial/>. Acesso em: 26 jul. 2023.
- [14] GÓMEZ-EXPOSITO, Antonio; ALVARADO, Fernando L.; CANIZARES, Claudio. Electric Energy Systems Analysis and Operation. 1ª edição. ed. Nova York: CRC Press, 2009. ISBN 978-0849373657.
- [15] INTRODUÇÃO ao Pycharm: IDE. [S. l.], [2023]. Disponível em: [https://www.alura.com.br/apostila-python-orientacao-a-objetos/introducao-ao-pycharm?utm\\_term=&utm\\_campaign=%5BPerformance%5D+-+Beta+Performance+Max+-+Com+Expans%C3%A3o&utm\\_source=adwords&utm\\_medium=ppc&hsa\\_acc=7964138385&hsa\\_cam=19631310673&hsa\\_grp=&hsa\\_ad=&hsa\\_src=x&hsa\\_tgt=&hsa\\_kw=&hsa\\_mt=&hsa\\_net=adwords&hsa\\_ver=3&gclid=Cj0KCQjwldKmBhCCARIsAP-0rfzKumV4HanyhM9wRW2b8cyMOR9lHMaGqMCsgo8CNGM2eeVLfr28W0UoaAnSSEALw\\_wcB](https://www.alura.com.br/apostila-python-orientacao-a-objetos/introducao-ao-pycharm?utm_term=&utm_campaign=%5BPerformance%5D+-+Beta+Performance+Max+-+Com+Expans%C3%A3o&utm_source=adwords&utm_medium=ppc&hsa_acc=7964138385&hsa_cam=19631310673&hsa_grp=&hsa_ad=&hsa_src=x&hsa_tgt=&hsa_kw=&hsa_mt=&hsa_net=adwords&hsa_ver=3&gclid=Cj0KCQjwldKmBhCCARIsAP-0rfzKumV4HanyhM9wRW2b8cyMOR9lHMaGqMCsgo8CNGM2eeVLfr28W0UoaAnSSEALw_wcB). Acesso em: 9 ago. 2023.
- [16] JOINT WORKING GROUP C4/C6/CIREDD. Modelling of inverter-based generation power system dynamic studies. ed. Paris, 2009. ISBN 978-0849373657.
- [17] MARTINS, Mário Rui Pita Ferreira. Trânsito de Energia Trifásico Probabilístico. 2012. 103 f. Dissertação (Mestrado) - Universidade Técnica de Lisboa, Lisboa, 2012. Disponível em: . Acesso em: 26 out. 2013.
- [18] MME - Ministério de Minas e Energia. Balanço Energético Nacional 2016: Ano base 2015 / Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro: EPE, 2016
- [19] MONTICELLI, Alcir. Introdução a Sistemas de Energia Elétrica. 2ª edição. ed. atual. Campinas, SP: Unicamp, 2011. ISBN 978-85-268-0945-1.
- [20] MOURA, Ailson P. de; MOURA, Adriano Aron F. de; ROCHA, Ednardo P. da. Análise de Fluxo de Carga em Sistemas de Potência. 1ª edição. ed. São Paulo, SP: Artliber, 2018. 312 p. ISBN 978-85-88098-83-1.
- [21] MUNCHEN WENZEL, Guilherme. Projeto Aerodinâmico de Pás de Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal. Orientador: Alé, J. A. V. 2007. 74 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Mecânica) - Departamento de Engenharia Mecânica e Mecatrônica, Faculdade de Engenharia, Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2007.
- [22] O que é Python. [S. l.], [2023]. Disponível em: [https://www.alura.com.br/apostila-python-orientacao-a-objetos/o-que-e-python?utm\\_term=&utm\\_campaign=%5BPerformance%5D+-+Beta+Performance+Max+-+Com+Expans%C3%A3o&utm\\_source=adwords&utm\\_medium=ppc&hsa\\_acc=7964138385&hsa\\_cam=19631310673&hsa\\_grp=&hsa\\_ad=&hsa\\_src=x&hsa\\_tgt=&hsa\\_kw=&hsa\\_mt=&hsa\\_net=adwords&hsa\\_ver=3&gclid=Cj0KCQjwldKmBhCCARIsAP-0rfyB2-a9GPfw595q0SL4uk1M9n9g6VHypkNar-dE\\_NH\\_h2nDe3vqmtbsaAuyseALw\\_wcB](https://www.alura.com.br/apostila-python-orientacao-a-objetos/o-que-e-python?utm_term=&utm_campaign=%5BPerformance%5D+-+Beta+Performance+Max+-+Com+Expans%C3%A3o&utm_source=adwords&utm_medium=ppc&hsa_acc=7964138385&hsa_cam=19631310673&hsa_grp=&hsa_ad=&hsa_src=x&hsa_tgt=&hsa_kw=&hsa_mt=&hsa_net=adwords&hsa_ver=3&gclid=Cj0KCQjwldKmBhCCARIsAP-0rfyB2-a9GPfw595q0SL4uk1M9n9g6VHypkNar-dE_NH_h2nDe3vqmtbsaAuyseALw_wcB). Acesso em: 9 ago. 2023.
- [23] PARQUE Eólico Lagoa dos Ventos. [S. l.], 21 mar. 2020. Disponível em: <https://www.enelgreenpower.com/pt/nossos-projetos/highlights/parque-eolico-lagoa-dos-ventos>. Acesso em: 10 ago. 2023.
- [24] PARQUE Solar São Gonçalo. [S. l.], janeiro 2021. Disponível em: <https://www.enelgreenpower.com/pt/nossos-projetos/highlights/parque-solar-sao-goncalo>. Acesso em: 10 ago. 2023.
- [25] RADIASOL2. [S. l.], [2017?]. Disponível em: <https://www.ufrgs.br/labsol/download/>. Acesso em: 26 jul. 2023.
- [26] SISTEMA de Geração da Aneel. [S. l.], 2023. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJoiNjc4OGYyYjYjYWM2ZC00YjIiLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTYtNzdhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>. Acesso em: 4 ago. 2023.
- [27] WEG. Aerogeradores: AGW 110/2.1 AGW 110/2.2. 1ª edição. ed. Jaraguá do Sul, SC: [s. n.], 2017. Disponível em: <https://static.weg.net/medias/downloadcenter/hee/hf1/WEG-aerogador-agw-110-2.1-50030583-catalogo-portugues-br.pdf>. Acesso em: 26 jul. 2023.
- [28] WEG. EISW - Estação Inversora Solar: Disponibilidade para um mundo sustentável como fonte de energia do futuro. 1ª edição. ed. Jaraguá do Sul, SC: [s. n.], 2021. Disponível em: [https://www.weg.net/catalog/weg/BR/pt/Automa%C3%A7%C3%A3o-e-Controle-Industrial/Drives/M%C3%B3dulos-e-Inversores-Fotovoltaicos/Esta%C3%A7%C3%A3o-Inversora-Solar-EISW750/Esta%C3%A7%C3%A3o-Inversora-Solar-EISW750/p/MKT\\_WDC\\_BRAZIL\\_SOLAR\\_INVERTER\\_STATION\\_EISW750](https://www.weg.net/catalog/weg/BR/pt/Automa%C3%A7%C3%A3o-e-Controle-Industrial/Drives/M%C3%B3dulos-e-Inversores-Fotovoltaicos/Esta%C3%A7%C3%A3o-Inversora-Solar-EISW750/Esta%C3%A7%C3%A3o-Inversora-Solar-EISW750/p/MKT_WDC_BRAZIL_SOLAR_INVERTER_STATION_EISW750). Acesso em: 26 jul. 2023.