



**INSTITUTO
FEDERAL**
Pernambuco

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Pernambuco

Campus Garanhuns

Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica

FELIPE MARTINS MARANHÃO DA SILVA

**ALOCÇÃO ÓTIMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA PARA A CONTRIBUIÇÃO AO
AUMENTO DA RESILIÊNCIA DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

Garanhuns – PE

2025

FELIPE MARTINS MARARNHÃO DA SILVA

**ALOCÇÃO ÓTIMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA PARA A CONTRIBUIÇÃO AO
AUMENTO DA RESILIÊNCIA DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

Trabalho de conclusão de curso apresentado a
Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica
do Instituto Federal de Pernambuco, campus
Garanhuns, como requisito para obtenção do
título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Rafael Mendonça Rocha
Barros

Garanhuns – PE

2025

S586a

Silva, Felipe Martins Maranhão da

Alocação ótima de geração distribuída para a contribuição ao aumento da resiliência de redes de distribuição / Felipe Martins Maranhão da Silva; orientador Rafael Mendonça Rocha Barros, 2025.

53f. : il.

Orientador: Rafael Mendonça Rocha Barros.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Instituto Federal de Pernambuco. Pró-Reitoria de Ensino. Diretoria de Ensino. Campus Garanhuns. Coordenação do Curso Superior em Engenharia. Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica, 2025.

1. Energia elétrica - transmissão. 2. Sistemas de energia elétrica - análise. 3. Recursos energéticos - Brasil 4. Eficiência energética - Pernambuco. I. Título. II. Barros, Rafael Mendonça Rocha (orientador). III. Instituto Federal de Pernambuco.

CDD 621.319

Louise Machado Freire Dias – CRB4/2267

FELIPE MARTINS MARANHÃO DA SILVA

**ALOCÇÃO ÓTIMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA PARA A CONTRIBUIÇÃO AO
AUMENTO DA RESILIÊNCIA DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

Trabalho de conclusão de curso apresentado a
Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica
do Instituto Federal de Pernambuco, campus
Garanhuns, como requisito para obtenção do
título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Trabalho aprovado em: ____/____/____

Prof. Dr. Rafael Mendonça Rocha Barros (IFPE, *campus* Garanhuns)
Orientador

Prof. Dr. Márcio Severino da Silva (IFPE, *campus* Garanhuns)
Avaliador interno

Eng. Dr. Ezequiel Campos Pereira (CEMIG-D)
Avaliador externo

Dedico esse trabalho a todos que fizeram parte dessa jornada.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, quero expressar minha imensa gratidão à minha família à minha mãe, ao meu pai e aos meus queridos gatinhos. A minha mãe, obrigado por sua paciência, pelo amor incondicional, pelo apoio e, claro, pelos puxões de orelha que sempre me guiaram para o melhor caminho. A senhora sempre será meu maior amor. Ao meu pai, meu herói, mesmo não estando mais fisicamente presente, você continua sendo minha maior inspiração e minha força diária para ser alguém melhor, espero que onde quer que esteja, sinta orgulho de cada passo que dou.

Um agradecimento especial ao meu amigo Yuri e à minha amiga Maria Fernanda. Nossa amizade sempre foi muito além de conversas e brincadeiras; foi um verdadeiro alicerce nos momentos em que mais precisei. Obrigado por estarem ao meu lado nos desafios dentro e fora do curso, pelo apoio incondicional, pelos conselhos e pelo suporte emocional que fizeram toda a diferença nessa caminhada. Sou imensamente grato por ter vocês comigo.

Ao professor Rafael, minha mais profunda gratidão. Sua paciência, dedicação e orientação foram fundamentais em toda a trajetória deste trabalho. Mais do que um orientador, foi um mentor cuja confiança e conselhos foram decisivos não apenas para a realização deste TCC, mas também para minha visão sobre a profissão. Sua maneira de ensinar fez reencontrar o entusiasmo pelo curso e acreditar no meu potencial como engenheiro eletricista. Obrigado por compartilhar seu conhecimento, por cada conversa, e por ser um exemplo de profissionalismo e excelência.

A todas as pessoas que conheci através deste curso, amigos e companheiros que fizeram parte dessa jornada, meu sincero obrigado. Não importa quanto tempo passe ou para onde a vida nos leve, sempre lembrarei de vocês com muito carinho e gratidão. Algumas pessoas podem já não estar mais tão presentes em minha vida, seja pela distância ou afastamento, mas isso não diminui a importância que tiveram e ainda têm para mim. Nunca vou esquecer de vocês, e independente de onde estejam, saibam que sempre estarão em minhas lembranças e orações.

E por fim, mas acima de tudo, quero agradecer a Deus. Obrigado por tudo, pelas alegrias, desafios, ensinamentos, pelas pessoas incríveis que cruzaram meu caminho e pela dádiva da vida. Que o Senhor continue me abençoando e a todos que fizeram e fazem parte da minha jornada, graças ao Senhor amadureci muito. Amém.

A vida não é medida pelo que conquistamos, mas pelas pessoas que tocamos no caminho.

RESUMO

O presente trabalho aborda a alocação estratégica de geração distribuída (GD) na rede de distribuição com o objetivo de melhorar a confiabilidade do sistema elétrico. A pesquisa visa demonstrar que a GD pode ser utilizada para atender às cargas do sistema durante contingências, aumentando significativamente a resiliência da rede, desde que alocada de forma otimizada. Por meio de análises espaciais e modelagem da GD, foram identificadas áreas adequadas para sua inserção, levando em consideração fatores como perdas associadas à integração da GD e variações nos níveis de tensão de carga. O objetivo principal foi desenvolver uma metodologia para determinar a alocação ótima de GD em um sistema de distribuição, visando maximizar o fornecimento de energia em situações de contingência. O estudo foi realizado por meio de simulações no software OpenDSS, integrado ao Python. Durante as simulações, foram realizadas faltas na rede e analisados os locais mais adequados para a alocação da GD na ilha, priorizando o atendimento ao maior número possível de cargas em situações de contingência. Além disso, também foi avaliada a performance da GD na rede durante seu funcionamento no estado normal. As análises foram baseadas em dois indicadores principais: as perdas do alimentador e a qualidade do fornecimento de energia. Esses indicadores se mostraram eficazes na identificação da alocação ótima da geração distribuída. Os resultados demonstraram que a alocação estratégica da GD pode melhorar significativamente o desempenho da rede, aumentando sua resiliência. Conclui-se que este trabalho contribui para o aprimoramento da resiliência da rede elétrica, destacando o papel crucial da geração distribuída nesse processo.

Palavras-chave: Alocação ótima. Resiliência. OpenDSS. Python. Geração distribuída.

ABSTRACT

This study addresses the strategic allocation of distributed generation (DG) in the distribution network to enhance the reliability of the electrical system. The research aims to demonstrate that DG can be used to supply system loads during contingencies, significantly increasing network resilience, provided it is optimally allocated. Through spatial analyses and DG modeling, suitable areas for its integration were identified, considering factors such as losses associated with DG integration and variations in load voltage levels. The main objective was to develop a methodology to determine the optimal allocation of DG in a distribution system, maximizing energy supply during contingency situations. The study was conducted through simulations using OpenDSS integrated with Python. During the simulations, faults were introduced into the network, and the most suitable locations for DG allocation within the islanded system were analyzed, prioritizing the supply of the maximum number of loads during contingencies. Additionally, the performance of DG in the network under normal operating conditions was also evaluated. The analyses were based on two main indicators: the losses caused by DG and the quality of energy supply. These indicators proved effective in identifying the optimal allocation of distributed generation. The results demonstrated that the strategic allocation of DG can significantly improve network performance, enhancing its resilience. It is concluded that this study contributes to the improvement of electrical grid resilience, highlighting the crucial role of distributed generation in this process.

Keywords: Optimal allocation. Resilience. OpenDSS. Python. Distributed generation.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Evolução da Fonte Solar Fotovoltaico no Brasil.	13
Figura 2 – Mapa das cidades sem energia e sem acesso a telefonia RS.	14
Figura 3 – Perturbações elétricas causadas por condições climáticas.	17
Figura 4 – Estrutura do <i>software</i> OpenDSS.	19
Figura 5 – Organograma fluxo de potência OpenDSS.	21
Figura 6 – Etapas da metodologia.	25
Figura 7 – Diagrama unifilar da rede IEEE 13 barras.	26
Figura 8 – Curva de Irradiância fotovoltaica.	27
Figura 9 – Curva de carga parra cada dia típico.	28
Figura 10 – Definição de ótimo local.	29
Figura 11 – Processo de definição do local ótimo para GD.	29
Figura 12 – Ilustração faltas na rede.	30
Figura 13 – Determinação do ótimo global.	33
Figura 14 – Variação da energia ao longo do ano.	35
Figura 15 – Curva de carga com geração eólica.	36
Figura 16 – Curva de carga com geração fotovoltaica.	37
Figura 17 – Curva da tensão nas cargas.	38
Figura 18 – Curva de potência nas cargas.	38
Figura 19 – Melhores barramentos ao longo do ano fonte fotovoltaico.	43
Figura 20 – Melhores barramentos ao longo do ano fonte eólica.	43
Figura 21 – Geração eólica ao longo do ano.	44
Figura 22 – Geração fotovoltaico ao longo do ano.	45

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Limites de conformidade de tensão.	23
Tabela 2 – Todos os ilhamentos realizados na rede.	31
Tabela 3 – Exemplo de resultados para um cenário específico de ilhamento.	39
Tabela 4 – Melhor barramento local para cada ilha.	40
Tabela 5 - Melhores barramentos globais.	41
Tabela 6 – Média anual das perdas e DRCP.	45

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

GD	Geração Distribuída
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ABGD	Associação Brasileira de Geração Distribuída
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
HILP	High Impact, Low Probability
OpenDSS	<i>Open-Source Distribution System Simulator</i>
NERC	<i>North American Electric Reliability Corporation</i>
COM	<i>Component Object Model</i>
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
VBA	<i>Visual Basic for Applications</i>
MATLAB	<i>Matrix Laboratory</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>
SAMP	Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica
DRC	Duração Relativa da Transgressão crítica
DRP	Duração Relativa da Transgressão precária
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	12
1.1. Objetivo Geral	15
1.2. Objetivos Específicos	15
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	16
2.1. Geração Distribuída	16
2.2. Resiliência do Sistema Elétrico	17
2.3. OpenDSS.....	18
2.3.1. Fluxo de potência no OpenDSS	20
2.4. Qualidade no Fornecimento de Energia.....	23
3. MATERIAL E MÉTODOS.....	25
3.1. Escolha do software e da rede de distribuição.....	25
3.2. Simulação dinâmica com geração distribuída	26
3.3. Alocação ótima de geração distribuída	29
3.3.1. Ótimos locais	29
3.3.2. Ótimo global	33
3.4. Aplicação de diferentes formas de GD	34
4. RESULTADOS E DISCUSSÕES	36
4.1. Análise do Comportamento da Rede Durante o Ilhamento.....	36
4.2. Alocação ótima de geração distribuída	39
4.2.1. Ótimo local	39
4.2.2. Ótimo global	41
4.3. Simulação ao longo do ano com gerações diferentes	42
4.3.1. Análise geração fotovoltaica e eólica	42
5. CONCLUSÕES	47
REFERÊNCIAS	49
ANEXOS	51

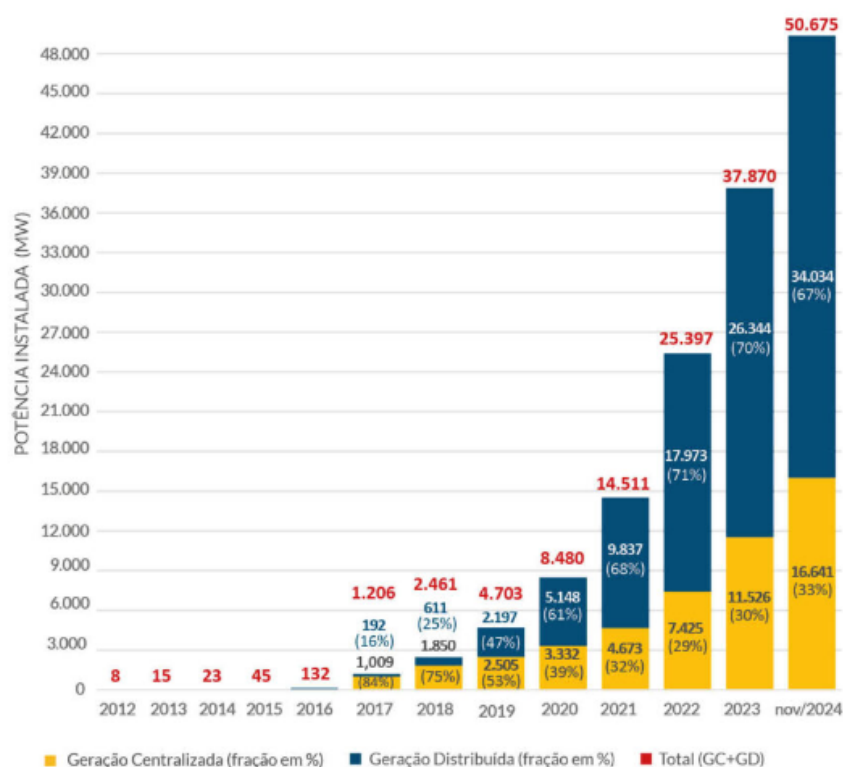
1. INTRODUÇÃO

A matriz elétrica mundial é predominantemente composta por fontes de energia baseadas em combustíveis fósseis, como carvão, petróleo e gás natural. Contudo, com o passar dos anos, essa realidade tem mudado gradualmente, devido à crescente inserção de fontes limpas e renováveis no sistema elétrico. Segundo (ALMEIDA, 2024) os principais fatores que impulsionam esse aumento na utilização de energia limpa incluem as mudanças climáticas causadas pela emissão de CO₂, o fortalecimento de políticas energéticas, o iminente esgotamento dos combustíveis fósseis e o aumento da conscientização da população mundial sobre a necessidade de adotar práticas sustentáveis.

Nesse contexto, a energia fotovoltaica se destaca como uma fonte limpa, abundante e praticamente inesgotável. Sua modularidade facilita a instalação, manutenção e expansão, tornando-a uma opção versátil e acessível. Ainda segundo Almeida (2024), os avanços tecnológicos e a crescente competitividade entre fabricantes nos últimos anos têm aprimorado a produção de módulos fotovoltaicos, resultando em equipamentos mais eficientes e com custos reduzidos. Como consequência, a energia solar fotovoltaica tem conquistado uma participação significativa na matriz energética, tanto no Brasil quanto no cenário global. De acordo com a ABSOLAR (2024), a geração solar fotovoltaica representa 21,4% da matriz energética brasileira. Esse crescimento é impulsionado por diversos fatores, com destaque para a geração distribuída (GD), um dos principais motores dessa expansão.

Sob essa perspectiva, a geração distribuída tem registrado um crescimento expressivo ano após ano. No Brasil, em junho de 2024, a capacidade instalada de GD atingiu 30 gigawatts (GW), representando mais de 10% da produção total de energia elétrica do país (ABGD, 2024). A Figura 1 apresenta a evolução da energia solar fotovoltaica no Brasil ao longo dos anos, além de fazer um comparativo entre a geração distribuída e a geração centralizada. Vale destacar que, ao final de 2024, a geração centralizada representa apenas um 33% da capacidade total instalada, diferente de 2017 onde eram 75%, refletindo o crescente aumento da geração fotovoltaica distribuída no cenário energético brasileiro.

Figura 1 – Evolução da Fonte Solar Fotovoltaico no Brasil.

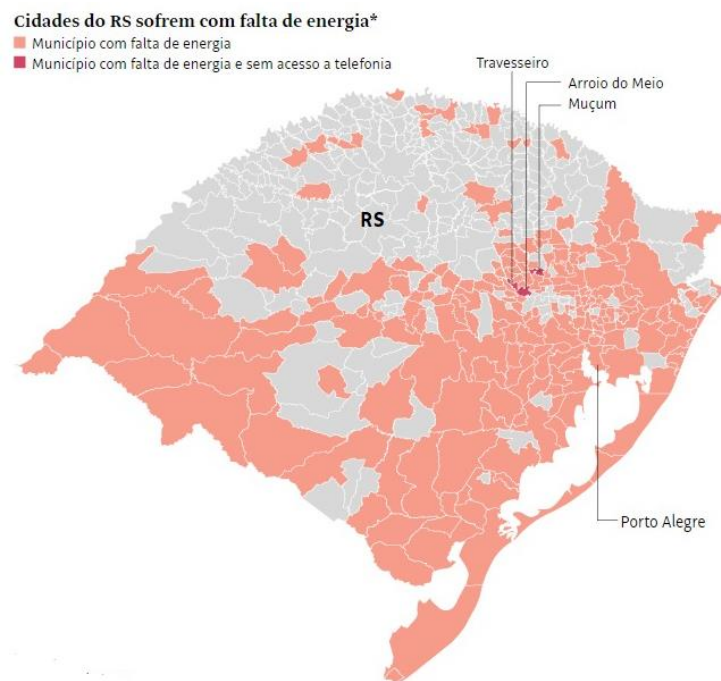


Fonte: ANEEL (2025).

Além do crescimento da geração distribuída, outro fator que tem aumentado ao longo dos anos é a ocorrência de eventos climáticos extremos. As mudanças climáticas têm contribuído significativamente para o aumento da frequência e da gravidade de desastres naturais, tanto no Brasil quanto no mundo. No Brasil, em 2023, foram registrados mais de 1.000 desastres naturais, com destaque para inundações e deslizamentos de terra, que juntos representaram a maior parte das ocorrências (CEMADEN, 2024).

Esses eventos High Impact, Low Probability HILP (HILP), têm causado grandes prejuízos, incluindo danos severos à infraestrutura, deslocamento de comunidades e perdas humanas. Entre os setores mais afetados, destaca-se o fornecimento de energia elétrica. Recentemente, no Brasil o estado do Rio Grande do Sul sofreu consequências negativas devido a eventos climáticos extremos. No período entre abril e maio de 2024, o estado enfrentou severas inundações, resultando em grandes impactos no fornecimento de energia, como pode ser observado na Figura 2.

Figura 2 – Mapa das cidades sem energia e sem acesso a telefonia RS.



Fonte: ANEEL (2023).

A imagem não apenas apresenta de forma visual a quantidade de municípios que ficaram sem energia elétrica, mas também destaca as cidades que perderam acesso à telefonia. Ao todo, 222 dos 497 municípios do estado foram afetados pela falta de energia elétrica (MENON, 2023), demonstrando a extensão dos impactos das enchentes. Essa realidade ressalta a necessidade urgente de implementar ações eficazes para mitigação e adaptação às mudanças climáticas.

Atualmente, embora a GD esteja amplamente presente na rede elétrica, seu papel durante contingências é limitado, pois opera como uma seguidora de rede, desligando-se na ausência do sistema principal. No entanto, uma mudança de paradigma poderia permitir que a GD atuasse como uma fonte supridora, contribuindo para a mitigação de situações extremas causadas por eventos HILP.

Diante dessa perspectiva, este trabalho propõe aumentar a resiliência do sistema de distribuição operando-o em Micro redes e utilizando geração distribuída durante contingências, a fim de suprir o máximo possível das cargas. Entretanto essa solução enfrenta um desafio significativo: determinar onde e quanto de geração distribuída deve ser alocada na rede para atender à demanda de carga durante situações de contingência.

1.1. Objetivo Geral

Este trabalho tem como objetivo principal o desenvolvimento de uma metodologia para a determinação, da alocação ótima de geração distribuída em um sistema de distribuição, com vistas a maximização do fornecimento em situação de contingência. O intuito é melhoria da resiliência do sistema e minimização dos impactos econômicos e operacionais da GD na rede.

1.2. Objetivos Específicos

Para alcançar o objetivo principal, fazem-se necessários a realização dos seguintes objetivos específicos:

- Desenvolver metodologia para aumento da resiliência da rede elétrica, a partir da alocação ótima de GD.
- Aplicar a metodologia desenvolvida para identificar a alocação ótima e, a partir da análise dos resultados, verificar a viabilidade da escolha do melhor local para a inserção de GD.
- Implementar a metodologia desenvolvida ao longo de um ano, considerando dois tipos de fontes renováveis (fotovoltaica e eólica), além de avaliar o impacto do aumento da carga mês a mês.
- Comparar os resultados obtidos para cada tipo de geração ao longo do ano, avaliando vantagens e desvantagens entre cada fonte de GD. Analisando qual teve uma melhor performance.
- Fornecer recomendações para futuras implementações de GD e propor estratégias para aprimorar a resiliência do sistema elétrico.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

No decorrer da pesquisa, tornou-se necessário adquirir e aplicar conhecimentos técnicos relacionados aos temas fundamentais para atingir os objetivos propostos. Esses temas incluem a geração distribuída, a falta de resiliência na rede de distribuição, o embasamento teórico do software de simulação empregado no estudo e os indicadores de qualidade de energia analisados.

Assim, esta seção tem como objetivo apresentar de forma detalhada o embasamento teórico necessário para compreender os aspectos mencionados, abordando os conceitos e métodos que sustentam a pesquisa realizada.

2.1. Geração Distribuída

A geração distribuída, ao contrário da geração centralizada, caracteriza-se pela produção de energia elétrica em menor escala e próxima aos locais de consumo, sendo implementada diretamente na rede de distribuição de energia (ACKERMANN; ANDERSSON; SÖDER, 2001). Enquanto a geração centralizada ocorre em grandes usinas localizadas em pontos específicos e frequentemente distantes dos centros de demanda, a geração distribuída se insere diretamente no setor de distribuição, favorecendo a descentralização e permitindo maior eficiência no fornecimento de energia, além de reduzir perdas relacionadas ao transporte na transmissão de energia.

Ao longo da última década, a geração distribuída tem se tornado cada vez mais popular, impulsionada principalmente pela integração de fontes renováveis, com destaque para a energia fotovoltaica. Atualmente, a energia fotovoltaica representa mais de 99% de toda a capacidade instalada na rede de distribuição por meio de sistemas de micro e minigeração distribuída (SCG, 2021).

Ela surge como uma alternativa promissora para a diversificação da matriz energética global, oferecendo benefícios importantes, como a diminuição da dependência de combustíveis fósseis, frequentemente associados a impactos ambientais significativos e à instabilidade de preços no mercado internacional (PEPERMANS et al., 2005). Além disso, essa solução promove a sustentabilidade ambiental ao incentivar o uso de fontes de energia limpas e renováveis, contribuindo para a redução das emissões de gases de efeito estufa e para a mitigação dos impactos das mudanças climáticas (GEORGILAKIS; HATZIARGYRIOU, 2013).

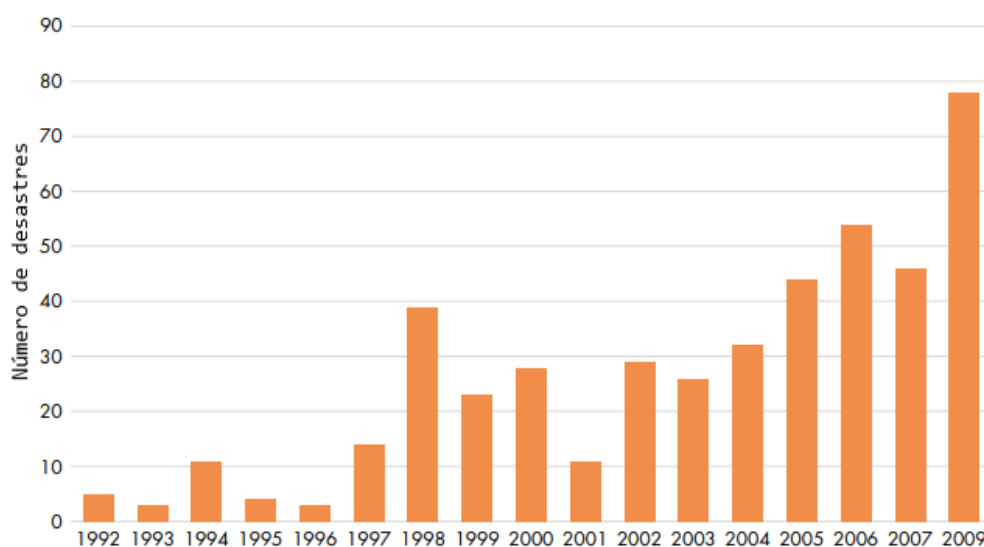
2.2. Resiliência do Sistema Elétrico

No contexto dos sistemas elétricos, a resiliência elétrica é um termo relativamente novo, pois com o passar dos anos seu conceito vem se moldando para se adaptar com problemas da atualidade. De acordo com David Doleziak (2025) e Erenoğlu et al. (2024) a resiliência em redes de distribuição de energia elétrica refere-se à capacidade do sistema de prevenir, resistir, adaptar-se e recuperar-se de eventos adversos, como falhas técnicas, desastres naturais ou ataques cibernéticos, mantendo ou restaurando rapidamente o fornecimento de energia aos consumidores.

Assim ela é essencial para a confiabilidade das redes elétricas em áreas urbanas e rurais, já que acaba fortalecendo a capacidade da rede de resistir a perturbações causadas por desastres naturais e outras ameaças, além de recuperar rapidamente desses eventos. Esta resiliência é cada vez mais vital à medida que as redes elétricas enfrentam crescentes exigências e vulnerabilidades.

Desde o século passado, países enfrentam desafios para manter sua resiliência elétrica, especialmente diante de eventos climáticos adversos. Nos Estados Unidos, esse problema tem sido enfrentado há muitos anos. Um estudo realizado pela *North American Electric Reliability Corporation* (2020) revelou um aumento acelerado nas perturbações elétricas relacionadas a condições climáticas desde 1992, conforme ilustrado na Figura 3.

Figura 3 – Perturbações elétricas causadas por condições climáticas.



Fonte: NERC (2020).

Nesse cenário, muitos órgãos reguladores e instituições de pesquisa têm realizado esforços para fortalecer a resiliência do sistema elétrico, especialmente em condições críticas. Essas iniciativas levam em conta as fragilidades dos ativos do sistema e os efeitos adversos provocados pelo aquecimento global.

Segundo Ton e Wang (2015), o Departamento de Energia dos Estados Unidos destacou que a resiliência deve ser uma característica da rede inteligente e também enfatizou alguns requisitos de um sistema de distribuição resilientes, sendo eles: desenvolver métricas de resiliência, melhorar medidas de preparação e mitigação, melhorar a reposta e recuperação do sistema e investir em infraestrutura robusta e de baixo custo de reparo.

Dentre as medidas citadas, a utilização de Micro redes para o aumento da resiliência é algo em destaque, especialmente devido à grande inserção de geração distribuída. Essa abordagem é a estratégia mais comum para aumentar a resiliência da rede na tecnologia de redes inteligentes (WANG; ROUSIS; STRBAC, 2020). As Micro redes podem ser definidas como:

Micro redes são sistemas de energia menores, descentralizados e independentes, capazes de realizar autogestão, proteção e controle. Elas podem operar tanto conectadas à rede elétrica externa quanto de forma isolada, sendo consideradas sistemas de geração e distribuição de energia em pequena escala. (SONG et al., 2022)

Dessa forma, a implementação de Micro redes e outras soluções inovadoras é essencial para o fortalecimento da resiliência elétrica, especialmente em um cenário de mudanças climáticas e crescente demanda energética.

2.3. OpenDSS

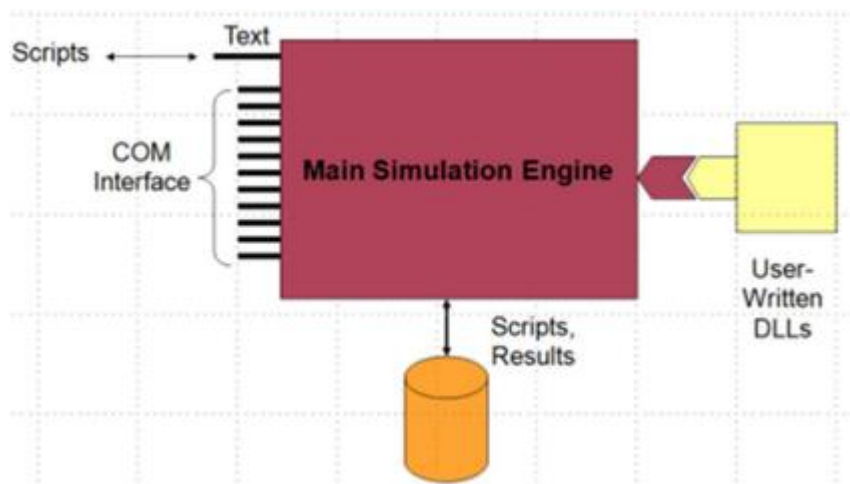
O software OpenDSS é um software gratuito desenvolvido pela *Electric Power Research Institute* (EPRI) utilizado para simulação de sistemas elétricos de distribuição. Ele possibilita a realização de análises em regime permanente, onde o sistema é alimentado por uma fonte de energia principal e utiliza o domínio da frequência para realizar os cálculos, sendo aplicável em diferentes situações.

O programa oferece diversos modos de simulação, cada um com características específicas: o modo (*Snapshot*), que simula o sistema de forma

instantânea, sem variações ao longo do tempo; o modo (*Daily*), que realiza simulações para um dia inteiro, com intervalos configuráveis, podendo variar de segundos a horas; o modo (*Yearly*), que executa simulações ao longo de um ano, mantendo os mesmos intervalos do modo diário; e o modo (*Dynamic*), que permite alterações no sistema ao longo do tempo, possibilitando a execução de comandos específicos em momentos determinados. Além desses, outros modos estão disponíveis para atender a diferentes necessidades de análise.

Adicionalmente, de acordo com BRAZ (2019) o programa pode ser executável tanto pela sua própria interface, onde é baseada em linhas de comando, configurada diretamente pelo usuário ou por meio de arquivos de texto fixos, quanto pela a interface *Component Object Model* (COM), permitindo que seja possível executar soluções customizadas por meio de programas externos, ampliando sua aplicabilidade e flexibilidade para diferentes estudos. Através da interface (COM) é possível utilizar programas Matlab, Python, C e VBA (*Visual Basic for Applications*). A Figura 4 exemplifica como é configurado o OpenDSS.

Figura 4 – Estrutura do *software* OpenDSS.



Fonte: EPRI (2016).

O OpenDSS, possui dois tipos de características para os outros elementos da rede de distribuição, eles são divididos como (*Power Conversion, PC*) e (*Power delivery, PD*). Elementos PC, como carga e geradores, têm a função de converter energia elétrica em outras formas ou vice-versa. Eles possuem um terminal com N condutores e são modelados como equivalentes de Norton, com uma matriz de admitância nodal constante para a parcela linear e uma corrente ajustável para a

parcela não linear. Já os elementos de fornecimento de energia PD, como linhas e transformadores, transportam energia e possuem dois ou mais terminais, sendo também representados por sua matriz de admitância nodal.

2.3.1. Fluxo de potência no OpenDSS

Diferentemente da transmissão de energia, para a distribuição não utiliza os métodos convencionais de fluxo, como por exemplo: Gauss-Seidel, Newton Raphson e Desacoplamento Rápido (GRAINGER; STEVENSON, 1994). Esses métodos são eficazes e amplamente aplicados em sistemas equilibrados, o que nem sempre é o caso das redes de distribuição. Historicamente, métodos como o *Forward-Backward Sweep* foram amplamente utilizados para o fluxo de potência em sistemas de distribuição. No entanto, de acordo com Freitas (2015) o sistema de distribuição tem alguns elementos que podem dificultar a convergência do fluxo de potência, caso fosse utilizado quaisquer métodos citados acima. Entre esses elementos estão a presença cada vez maior de (GD), cargas desbalanceadas, redes desequilibradas, alimentadores malhados e redes com muitas barras.

No OpenDSS, tem dois modos principais de realização de fluxo de potência adotados pelo programa, que é o modo padrão e o modo de Newton. O modo normal comumente mais utilizado, é feito por Injeção de Correntes Nodais, ele é mais rápido na convergência, porém, o modo Newton é mais robusto e pode ser utilizado em sistemas mais difíceis de solucionar. No modo normal de Injeção de Correntes, a matriz de admitância nodal é mantida constante, contribuindo para a eficiência computacional, especialmente para simulações longas, como cálculos que consideram curvas de carga anuais, conforme referência BRAZ (2019).

Por conveniência apenas será analisado o método padrão, que foi o único realizado. Esse método, utilizado pelo OpenDSS para o cálculo do fluxo de potência, baseia-se no ajuste iterativo das injeções de corrente elétrica nas barras de carga e geração. O processo utiliza a técnica de decomposição da matriz de admitâncias nodais da rede completa, conforme descrito na Equação 1.

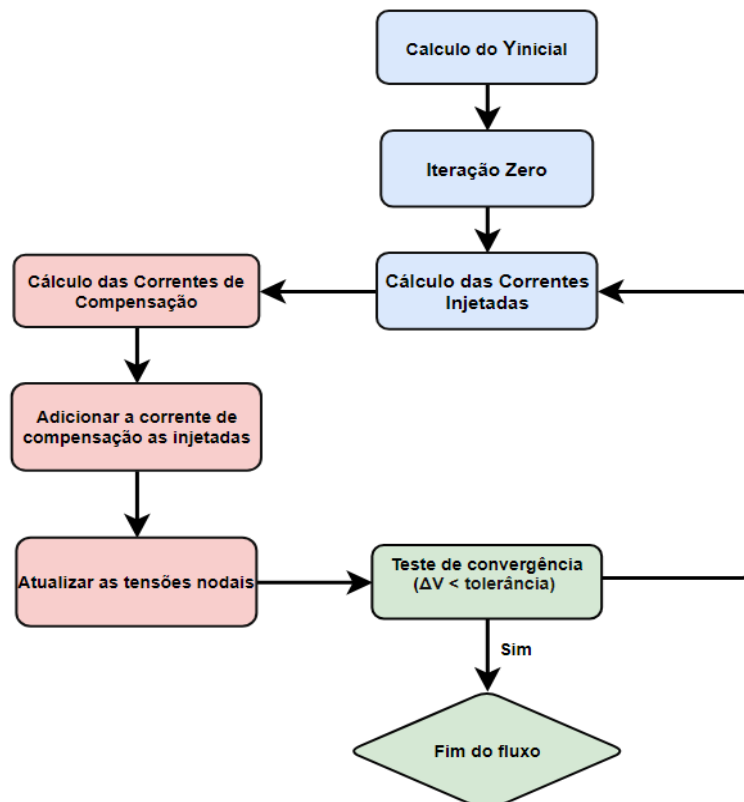
$$\begin{bmatrix} I_1 \\ \vdots \\ I_j \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & \cdots & Y_{1j} & \cdots & Y_{1n} \\ \vdots & \cdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ Y_{j1} & \cdots & Y_{jj} & \cdots & Y_{jn} \\ \vdots & \cdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ Y_{n1} & \cdots & Y_{nj} & \cdots & Y_{nn} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} V_1 \\ \vdots \\ V_j \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix} \quad (1)$$

Em que $[I_{int}]$ é o vetor das correntes injetadas em cada barra do sistema, $[Y]$ é a matriz de admitâncias do sistema, $[V_{nodal}]$ é o vetor com as tensões de cada barra do sistema.

Durante a realização do fluxo, devido à presença de elementos não lineares, como geração distribuída e cargas desequilibradas, torna-se necessário calcular uma corrente de compensação. A corrente de compensação é calculada iterativamente nas barras onde esses elementos estão conectados. Ela é determinada pela diferença entre a corrente total injetada por esses elementos e a corrente linear estimada com base na matriz de admitâncias nodais e nas tensões das barras. Esses ajustes permitem representar adequadamente os efeitos de elementos não lineares no sistema.

Então, segundo Freitas (2020) o fluxo do OpenDSS, pode ser representado com apresentado na Figura 5.

Figura 5 – Organograma fluxo de potência OpenDSS.



Fonte: Autoria própria.

Conforme Freitas (2015), no OpenDSS, o cálculo do fluxo de potência começa com a construção da matriz de admitâncias nodais do sistema. Essa matriz é construída com base nos parâmetros das linhas, transformadores e outros elementos, considerando as condições de tensão nominal. Para cargas e geradores, são incluídas suas contribuições na matriz de admitâncias nodais, considerando o comportamento linear e não linear destes elementos. Nesse ponto, a matriz de admitâncias completa é formada.

Como mencionado anteriormente é calculado a matriz de admitância para cada elemento do circuito, e em seguida para a interação zero, é considerado que a tensão $[V^0_{nodal}]$ são assumidas como $[V_{Nominal}]$, o que significa que o sistema é considerado inicialmente sem cargas ou fontes externas.

O processo se inicia a partir do cálculo da corrente de injeção de cada elemento de conversão de energia. Essas são as correntes injetadas nas barras, e são calculadas com base nos modelos de carga e geração distribuída. Cada elemento do sistema (carga ou GD) contribui com uma corrente calculada em função das tensões nodais da iteração atual. Em seguida é calculado a corrente de compensações e adicionada nas correntes injetadas, elas são calculadas para ajustar as discrepâncias causadas pelo comportamento não linear das cargas e dos geradores.

Por fim são calculadas novas tensões nodais, a partir das correntes injetadas e das correntes de compensação, pela Equação 1. Para realizar o fim do fluxo é verificado o teste de convergência, pela Equação 2:

$$Error_i^{(k)} = \frac{\left| |V_i^{(k)}| - |V_i^{(k-1)}| \right|}{V_{basei}} \quad (2)$$

Em que (V_{base}) é a tensão de base definida pelo o usuário, (V_i^k) é a tensão do em volts do nó na interação k e (V_i^{k-1}) é o mesmo para a interação k-1. Caso contrário, a interação continua até a convergência ou até atingir o limite máximo de interações, ou seja, $k > k_{max}$. Importante ressaltar que, caso não seja a primeira interação, a tensão V_{base} é substituída pela tensão V_i^k .

Após a execução do fluxo de potência no OpenDSS, é possível obter diversas grandezas elétricas da rede, como níveis de tensão nos elementos, potência nos componentes e perdas técnicas do sistema.

2.4. Qualidade no Fornecimento de Energia

A qualidade no fornecimento de energia, refere-se aos critérios e parâmetros que caracterizam a conformidade e a eficiência do sinal elétrico de tensão entregue aos consumidores. De acordo com o módulo 8 do Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica (PRODIST), desenvolvido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), esses critérios incluem a definição da terminologia, a caracterização dos fenômenos associados, o estabelecimento de indicadores e limites ou valores de referência, além da definição da metodologia de medição e da gestão de reclamações relacionadas à conformidade da tensão, tanto em regime permanente quanto em transitório.

Dentre os fenômenos associados a qualidade no nível de tensão, associados a regime permanente, temos:

- variações de tensão em regime permanente;
- fator de potência;
- harmônicos;
- desequilíbrio de tensão;
- flutuação de tensão;
- e variação de frequência.

Devidos aos objetivos, neste trabalho será abordado apenas o primeiro fenômeno: variação de tensão. Para a análise deste fenômeno, é necessário monitorar a tensão durante períodos determinados, verificando se ela apresenta valores inadequados. Nesse contexto, a ANEEL classifica a qualidade com base no nível de tensão em três categorias: adequada, precária e crítica. Essa métrica determina que os parâmetros de cada categoria variam conforme o nível de tensão nominal medido, conforme ilustrado na Tabela 1.

Tabela 1 - Limites de conformidade de tensão.

Classificação	Faixa de variação da leitura de tensão (LT) em relação à tensão nominal (TN).
Adequado	$0.93 \times TN \leq LT \leq 1.05 \times TN$
Precário	$0.90 \times TN \leq LT \leq 0.93 \times TN$
Critico	$LT < 0.90 \times TN$ ou $LT > 1.05 \times TN$

Fonte: ANEEL (2021).

Como os valores de tensão nominal abrangem todas as cargas dentro do sistema, isso nos permite avaliar e calcular dois indicadores chave de qualidade do fornecimento de energia, focados no desempenho individual de cada carga. O primeiro é denominado Duração Relativa da Transgressão crítica (DRC) e contabiliza a duração relativa da tensão crítica, e o segundo é denominado Duração Relativa da Transgressão Precária (DRP) e contabiliza a duração relativa da tensão precária. As equações (3) e (4) apresentam como os indicadores são calculados.

$$DRC = \frac{NLC}{1008} \times 100\% \quad (3)$$

$$DRP = \frac{NLP}{1008} \times 100\% \quad (4)$$

Onde o parâmetro “NLC” identifica o número de medições em que a tensão foi classificada como crítica em um grupo de 1008 medições realizadas a cada 10 minutos ao longo de uma semana. De forma semelhante, “NLP” identifica o número de medições em que a tensão foi classificada como precária.

Com DRC e DRP calculados para cada carga, os indicadores coletivos correspondentes DRPe e DRPc podem ser calculados, conforme apresentado nas equações (5) e (6). Em que NL é o número de cargas analisadas na rede.

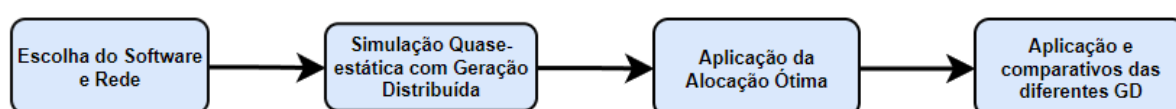
$$DRPe = \sum_{i=1}^{NL} \frac{DRPi}{NL} [\%] \quad (5)$$

$$DRCe = \sum_{i=1}^{NL} \frac{DRCi}{NL} [\%] \quad (6)$$

3. MATERIAL E MÉTODOS

Esta seção tem como objetivo detalhar a metodologia empregada para alcançar os objetivos deste trabalho. Serão descritos os procedimentos, ferramentas e técnicas utilizadas, além das etapas de análise e os critérios adotados para a realização dos experimentos e simulações. Com o intuito de atingir o objetivo principal, o trabalho foi dividido em 4 etapas, a quais podem ser observadas na Figura 6.

Figura 6 – Etapas da metodologia.



Fonte: Autoria própria.

No fluxograma da Figura 6 é apresentado todo o processo que foi realizado durante o trabalho, na continuação da seção será dado principal ênfase na etapa da alocação ótima, já que sua metodologia por sua vez é relativamente extensa.

3.1. Escolha do software e da rede de distribuição

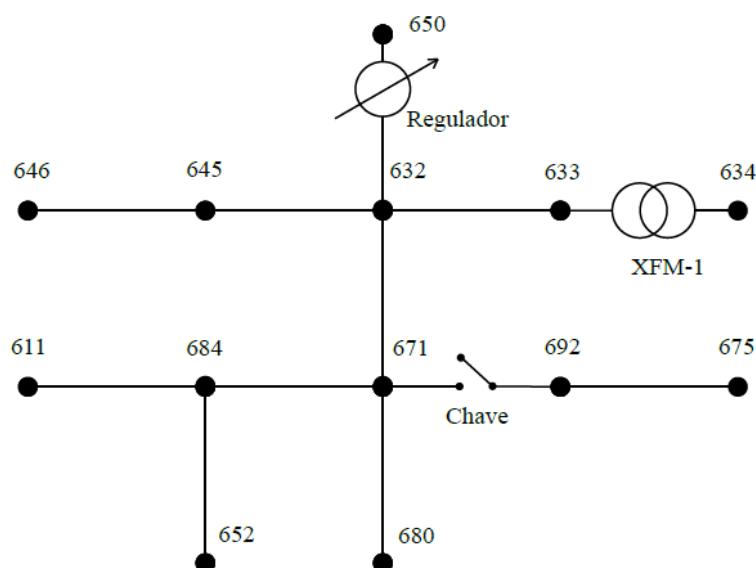
Durante todo o processo de simulação e testes, o software utilizado foi o OpenDSS, amplamente reconhecido por sua eficiência na solução de problemas de fluxo de potência em sistemas elétricos. Este software é amplamente utilizado tanto no meio acadêmico quanto pelas distribuidoras de energia, já que a ANEEL o adotou com software de fluxo de potência, principalmente para cálculo de perdas, de acordo com a Nota Técnica nº 0057/2014. Ele foi escolhido por sua capacidade de lidar com redes com geração distribuída e por permitir simulações ao longo de períodos prolongados, além de análises instantâneas.

Além disso, ele oferece a interface (COM) da Microsoft, permitindo que seja possível executar soluções customizadas por meio de programas externos, ampliando sua aplicabilidade e flexibilidade para diferentes estudos. Entre os programas externos disponíveis, o utilizado neste trabalho foi o Pycharm, onde o mesmo utiliza Python como linguagem de programação, uma linguagem de programação amplamente reconhecida por sua versatilidade, facilidade de uso e vasto conjunto de bibliotecas. Sua escolha se deu pela sua facilidade em lidar com rotinas extensas e

processamento de dados, algo extremamente necessário para atingir os objetivos principais do trabalho.

A escolha da rede por sua vez foi a do IEEE 13 barras, ela foi escolhida por dois motivos: primeiro, seu tamanho relativamente pequeno facilita a implementação de rotinas extensas e reduz o esforço computacional nas simulações; segundo, apesar de ser uma rede pequena em relação a redes reais, ela é configurada de forma a fornecer resultados válidos para as principais análises em sistemas de distribuição. O diagrama unifilar da rede está na Figura 7.

Figura 7 – Diagrama unifilar da rede IEEE 13 barras.



Fonte: IEEE (1992).

A rede é composta por linhas trifásicas (aéreas e subterrâneas) desbalanceadas, ramais monofásicos, bifásicos e trifásicos, um transformador de distribuição trifásico e um regulador de tensão em estrela, ela possui ao total 15 cargas, do qual 3 são de baixa tensão e 12 de média, totalizando uma demanda máxima de 3466 kW.

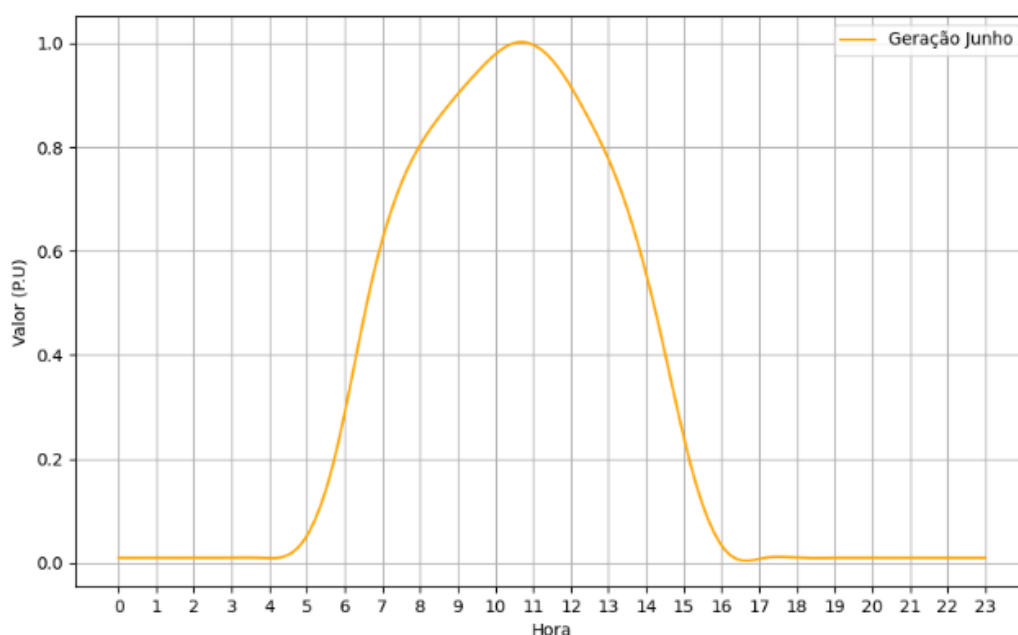
3.2. Simulação dinâmica com geração distribuída

Para determinação da alocação ótima, foi utilizado a simulação em modo quase-estático do OpenDSS, que permite analisar o comportamento da rede ao longo de um período, seja de horas ou até anos. Esse tipo de simulação foi escolhido para garantir resultados mais próximos da realidade, considerando que a operação de uma

Micro rede ocorre de forma contínua ao longo do tempo. Para a simulação em modo quase-estático, escolheu-se a fonte fotovoltaica como geração distribuída, pois, segundo dados da ABSOLAR (2024), essa é a principal fonte da maioria das GDs conectadas à rede de distribuição.

Afim de deixar a GD implementada mais realística, sua curva de carga foi desenvolvida a partir dos dados do ONS, sobre geração de usinas fotovoltaica em base horaria. Para a simulação, foram utilizados dados de um mês do de junho de 2023, da Paraíba. A escolha dessa região se deve ao fato de as curvas de carga utilizadas na simulação pertencerem à mesma localidade. Destaca-se que as curvas de irradiância da região não apresentam variações significativas ao longo dos meses devido à proximidade da região analisada com a linha do Equador. A curva de geração diária obtida para um mês está representada na Figura 8.

Figura 8 – Curva de Irradiância fotovoltaica.

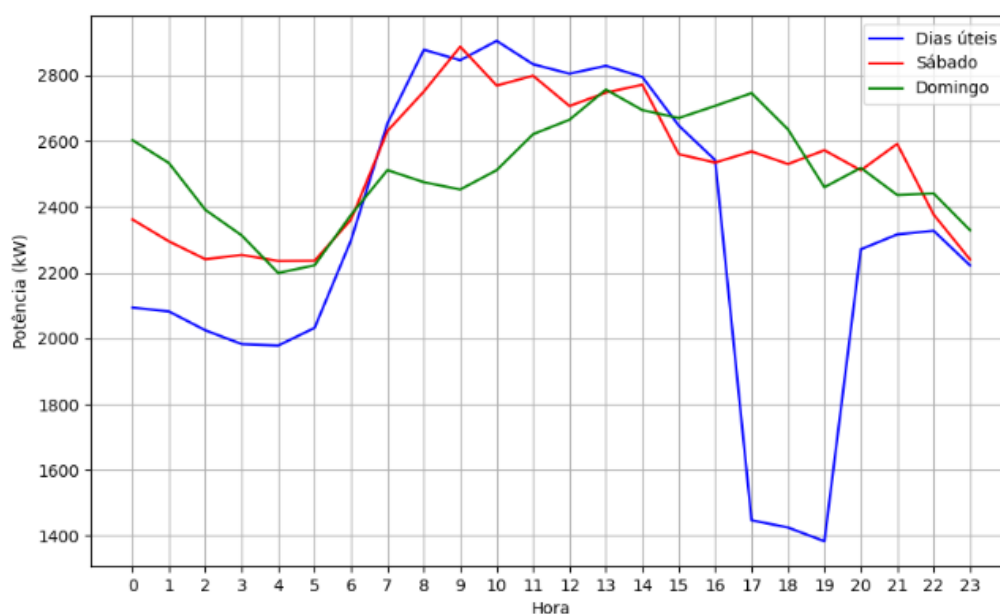


Fonte: Autoria própria.

Por fim, para obter uma maior resolução e detalhamento da curva, esses 24 pontos médios foram interpolados, resultando em 144 pontos. Essa interpolação proporcionou uma distribuição maior valores de potência ao longo do dia, permitindo uma representação mais real da geração fotovoltaica em diferentes momentos do dia.

Além da curva da geração também foram obtidas as curvas da potência das cargas, o que foi feito com base em dados de curvas típicas padrão, para consumidores de média e de baixa tensão da Paraíba. As curvas de cargas foram obtidas pela campanha de medida realizada na revisão periódica tarifária da ANEEL. As curvas foram divididas para dia úteis, sábado e domingo. A rede do IEEE possui em sua maioria cargas de média tensão, cerca de 85%, assim fazendo com que a curva de carga geral tenha característica industrial, como é possível observar na Figura 9:

Figura 9 – Curva de carga para cada dia típico.



Fonte: Autoria própria.

Embora as curvas de carga sejam do mesmo tipo, voltadas para consumidores de média tensão, elas apresentam diferenças significativas entre si, evidenciando a importância de representar cada dia individualmente. Os dados obtidos na campanha de medições continham 10 tipos de curvas típicas, tanto para média quanto para baixa tensão. Como a rede tem um total de 12 cargas em média tensão, 3 delas obtiveram a mesma curva. Assim, a rede teve 13 curvas únicas de 15. No entanto, uma única carga na rede quando opera em sua demanda máxima, representa mais de 33% da potência total da rede, o que a torna um elemento determinante na composição da curva de carga geral da rede. Essa característica influencia diretamente a análise e o comportamento do sistema como um todo.

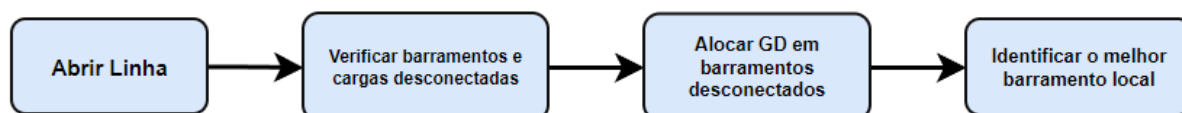
3.3. Alocação ótima de geração distribuída

A estratégia de alocação se dividiu em duas etapas principais: identificação dos ótimos locais e dos ótimos globais. Essa abordagem foi adotada porque é essencial avaliar o desempenho da GD tanto durante o ilhamento, quando ocorre uma falta na rede, quanto em condições normais de operação, sem falhas.

3.3.1. Ótimos locais

Para identificar o ótimo local, foram realizados os procedimentos apresentados na Figura 10.

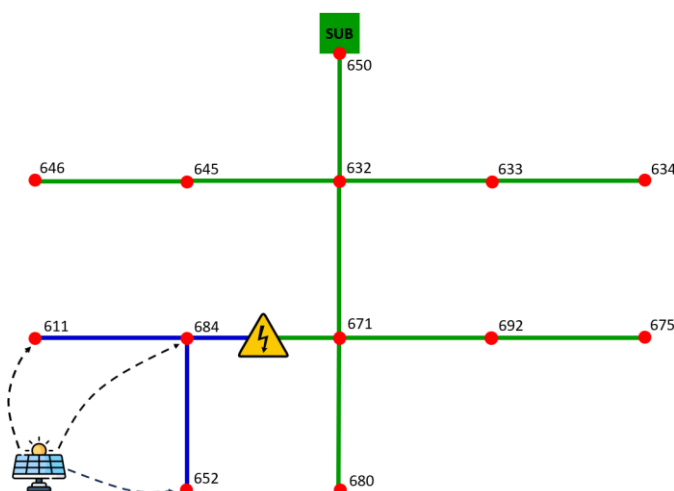
Figura 10 – Definição de ótimo local.



Fonte: Autoria própria.

Como pode ser observado, a tarefa foi dividida em quatro etapas. A primeira envolve a simulação de uma contingência, durante a qual foram realizadas aberturas de linhas na rede. As três etapas seguintes têm como objetivo identificar o barramento ideal para a integração da geração distribuída para a contingência específica. Na Figura 11 é ilustrado esse procedimento.

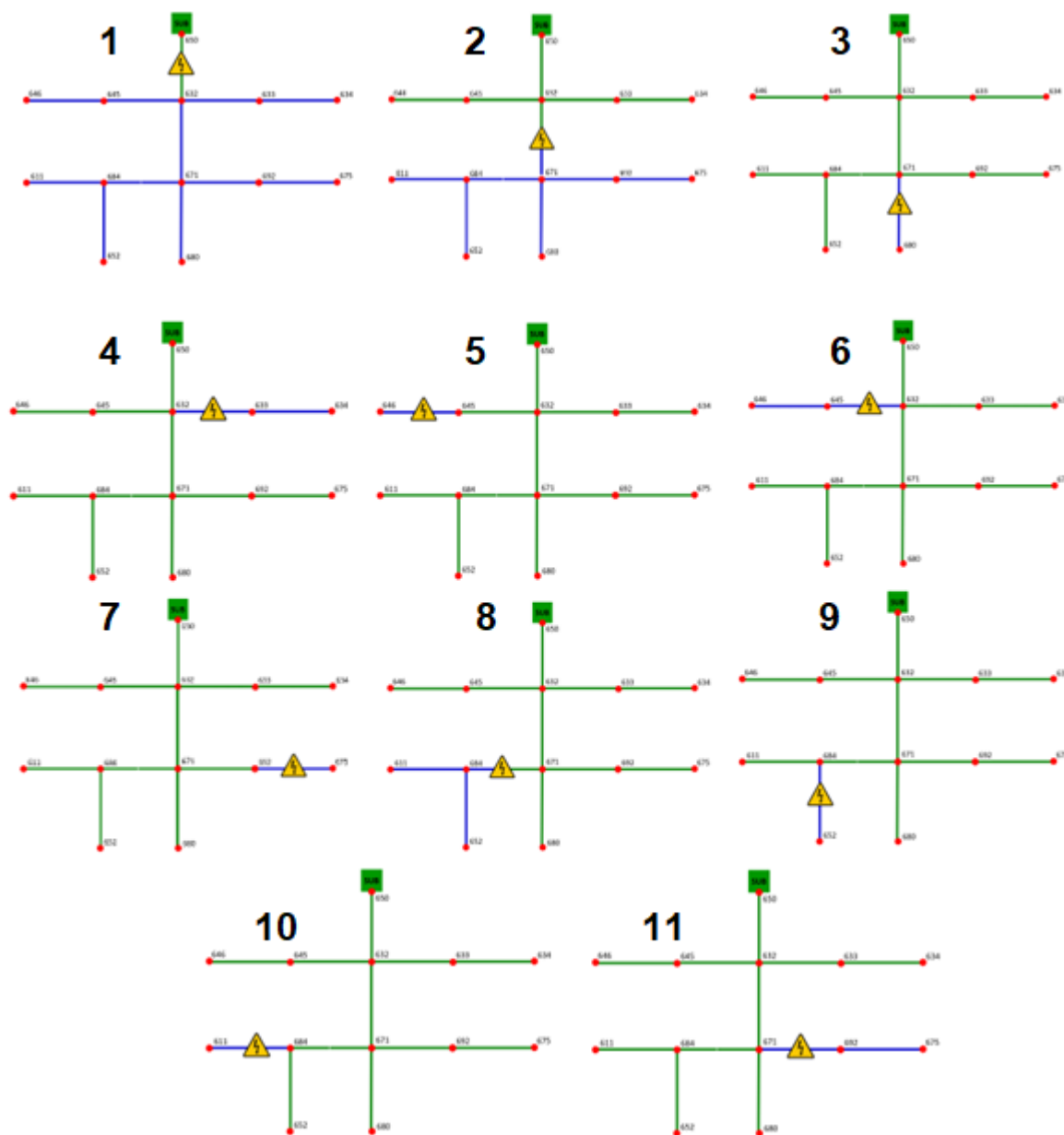
Figura 11 – Processo de definição do local ótimo para GD.



Fonte: Autoria própria.

Nela é possível observar a realização de uma falta em uma linha da rede, deixando a aquela região isolada, posteriormente são verificados os barramentos e as cargas desconectadas do ilhamento e só assim é iniciado o processo de alocação a GD em cada barramento isolado, para no fim identificar qual é o melhor. Posteriormente, esses procedimentos foram aplicados a todos os cenários potenciais de ilhamento da rede, como poder ser observado na Figura 12 – Ilustração faltas na rede. Figura 12 e Tabela 2.

Figura 12 – Ilustração faltas na rede.



Fonte: Autoria Própria.

Tabela 2 – Todos os ilhamentos realizados na rede.

ilhamento	Localidade (Barras)
1	650 - 632
2	632 - 670
3	670 - 671
4	632 - 633
5	632 - 645
6	645 - 646
7	692 - 675
8	671 - 684
9	684 - 652
10	684 - 611
11	671 - 692

Fonte: Autoria própria.

A tabela e figuras mostram todos os ilhamentos realizados na rede e as barras entre as faltas, em todas as ilhas foi inserido GD. Como resultado, foi possível identificar diversos barramentos ótimos, sendo determinado o melhor barramento específico para cada cenário de ilhamento analisado. É importante destacar que a GD alocada no ilhamento possuía uma capacidade máxima de geração equivalente à demanda máxima das cargas, ou seja, a inserção máxima de GD no horário de pico correspondia à demanda máxima das cargas caso todas operassem simultaneamente em sua capacidade total. Essa abordagem foi adotada porque o principal objetivo do estudo é demonstrar que a alocação estratégica da GD pode influenciar diretamente na qualidade do fornecimento de energia. No entanto, observou-se que a máxima demanda coincidente das cargas não ocorria regularmente e, mesmo que ocorresse, não coincidiria com o horário de maior geração da GD.

O objetivo principal deste procedimento foi identificar os barramentos mais adequados para a formação de Micro redes. Para isso, realizou-se uma análise em duas etapas: inicialmente, avaliou-se a qualidade do fornecimento de energia, analisando os níveis de tensão nas cargas isoladas durante o ilhamento, já que a prioridade da Micro redes é atender as cargas eficientemente por curtos períodos. Em seguida, examinaram-se as perdas técnicas ocorridas durante a operação do sistema como Micro rede.

O procedimento A simulação foi realizado para representar uma semana, com base no indicador de qualidade de energia relativo ao nível de tensão, conforme estabelecido pelo Módulo 8 do PRODIST, já que o mesmo exige 1008 medições semanais com intervalos de 10 minutos cada. Assim primeiramente foi realizado a simulação ao longo de uma semana, e em seguida foram obtidas as perdas técnicas do ilhamento e os valores de tensão nas cargas que estão dentro do ilhamento, para enfim avaliar se ela está em condição adequada, precária ou crítica.

Para avaliar a qualidade da energia, foram utilizados tanto indicadores individuais quanto coletivos. Todas as cargas do ilhamento foram analisadas pelo indicador individual; caso estivessem fora dos limites admissíveis, foram incluídas no indicador coletivo. Por fim, com os indicadores coletivos obtidos, foram atribuídos pesos a ele, e os valores foram somados para formar o indicador DRCP, conforme apresentado na equação (7).

$$DRCP = DRCe \times 0,4 + DRPe \times 0,6 \quad (7)$$

Foram considerados ambos os indicadores, em vez de apenas um, pois, embora o DRC e o DRCe apresentem sempre valores negativos devido à intermitência da GD, eles não possuem os mesmos resultados, variando entre si. Além disso, o DRPe nem sempre é acionado, já que, em algumas situações, a tensão não atinge níveis precários. Dessa forma, pode haver cargas com melhor desempenho no DRC, mas que ainda operam em condições de tensão precária, enquanto outras, com pior desempenho nesse indicador, podem não apresentar essa limitação.

Assim, o DRPe teve um peso de 60% e o DRCe de 40%. Esses pesos foram atribuídos aos indicadores e não apenas somá-los sem atribuí-los, pois, ocorrem com frequências distintas. Mesmo o DRCe sendo mais crítico do que o DRPe, foi atribuído um peso maior ao DRPe pois ele ocorre com muito mais facilidade que o DRCe.

Adicionalmente, foi definido um indicador global, que representa a qualidade do ilhamento de acordo com os critérios considerados, denominado α , que é composto pela soma ponderada do DRCP e das perdas na rede. O indicador α é calculado conforme mostrado na equação (10).

$$X = \left[1 - \frac{DRCP - \min(DRCP)}{\max(DRCP) - \min(DRCP)} \right] \times 70\% \quad (8)$$

$$Y = \left[1 - \frac{Perdas - \min(Perdas)}{\max(Perdas) - \min(Perdas)} \right] \times 30\% \quad (9)$$

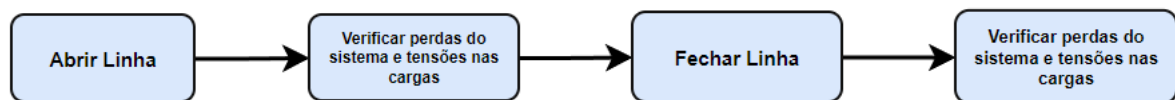
$$\alpha = X + Y \quad (10)$$

Como visto acima, os pesos foram atribuídos como 70% para o DRCP e 30% para as perdas. Foram atribuídos esses pesos por conta do objetivo principal do trabalho, ser a maximizar a quantidade de carga sendo atendida pela GD. Como a análise focou principalmente na qualidade do fornecimento de carga, um peso maior foi atribuído ao DRCP. As equações (8) e (9) representam a normalização do DRCP e das perdas, entre 0 e 1, onde 0 representa a pior condição para a rede e 1 a melhor. Assim, quanto maior o valor do indicador α , melhor é o cenário barramento analisado com base das métricas elaboradas.

3.3.2. Ótimo global

Para identificar o ótimo global, os procedimentos apresentados na **Erro! Fonte de referência não encontrada.** foram necessários.

Figura 13 – Determinação do ótimo global.



Fonte: Autoria própria.

A determinação do barramento ideal para a alocação de geração distribuída foi feita por meio de duas etapas: uma com o sistema operando em contingência e outra sem. O indicador α foi calculado para ambas as situações, utilizando os mesmos métodos para identificar ótimo local, e a média dos valores de α obtidos foi calculada, conforme na equação 11.

$$\alpha = \text{indicador } \alpha \text{ rede ilhada} \times 0,5 + \text{indicador } \alpha \text{ rede normal} \times 0,5 \quad (11)$$

Na primeira análise, foi aplicado o mesmo procedimento utilizado para identificar os locais ideais, porém, desta vez, a avaliação abrangeu toda a rede, sem se limitar ao ilhamento. Foram consideradas as duas ilhas formadas: uma alimentada pela subestação e outra pela GD. A segunda análise manteve a metodologia, porém simulou a rede operando sem ocorrências de falhas, uma vez que a GD será integrada em condições normais de operação. Por fim, outro fator importante a ser mencionado é que, para cada ótimo local identificado posteriormente, as quatro etapas da **Erro! Fonte de referência não encontrada.** foram realizadas. Além disso, a potência da geração distribuída injetada nos barramentos permaneceu a mesma que foi alocada durante o cálculo do ótimo local.

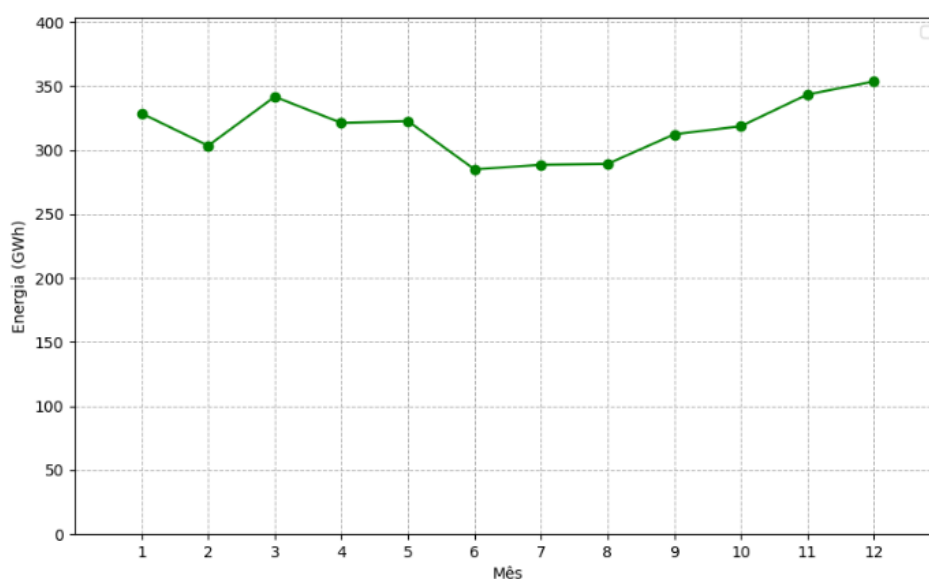
3.4. Aplicação de diferentes formas de GD

Na etapa final, foram analisados dois cenários para a alocação de geração distribuída na rede: um utilizando exclusivamente fonte fotovoltaica e outro, geração eólica. Esses cenários foram avaliados ao longo de um ano completo, permitindo analisar o comportamento e o desempenho do sistema em diferentes condições climáticas e sazonais. A simulação foi realizada utilizando curvas de geração distintas para cada mês do ano, tanto para a geração fotovoltaica quanto para a eólica. Isso permitiu avaliar qual a fonte de energia teria o maior impacto positivo no desempenho geral da rede, levando em consideração fatores como a estabilidade e a capacidade de suprir a demanda de energia.

Como feito anteriormente pra a identificação da alocação ótima, as curvas utilizadas no processo foram curvas reais obtidas pela a base de dados abertos da ONS, abrangendo o período de junho de 2023 a maio de 2024. Essa análise foi feita por dois motivos: primeiro, investigar se a variação sazonal das curvas de geração ao longo do ano resulta em mudanças na localização dos barramentos ótimos; e segundo, avaliar o impacto de diferentes fontes de geração de energia nos indicadores de desempenho e na identificação dos melhores barramentos para alocação de geração distribuída.

Por fim, além de levar em consideração a variação na geração de energia ao longo dos meses, também foi acrescentado o crescimento da potência das cargas ao longo do mesmo período. Essa abordagem é fundamental pra deixar o trabalho ainda mais realista, uma vez que a demanda de energia tende a variar com o ano, como é possível observar na Figura 14.

Figura 14 – Variação da energia ao longo do ano.



Fonte: Autoria própria.

O gráfico foi elaborado com base nos dados do balanço energético do Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica (SAMP), uma plataforma da ANEEL que coleta informações detalhadas sobre o mercado de energia elétrica no Brasil, como consumo, fornecimento e faturamento das distribuidoras. Para este estudo, foram utilizados dados dos consumidores cativos da região da Paraíba, referentes ao mesmo período analisado para a geração, ou seja, de junho de 2023 a maio de 2024. A implementação dessas variações na rede foi realizada por meio de percentuais, considerando o quanto a energia mudava em relação ao mês anterior. Esse acréscimo ou decréscimo foi então ajustado e aplicado às potências das cargas, garantindo que a análise refletisse as mudanças reais nas condições da rede ao longo do período estudado.

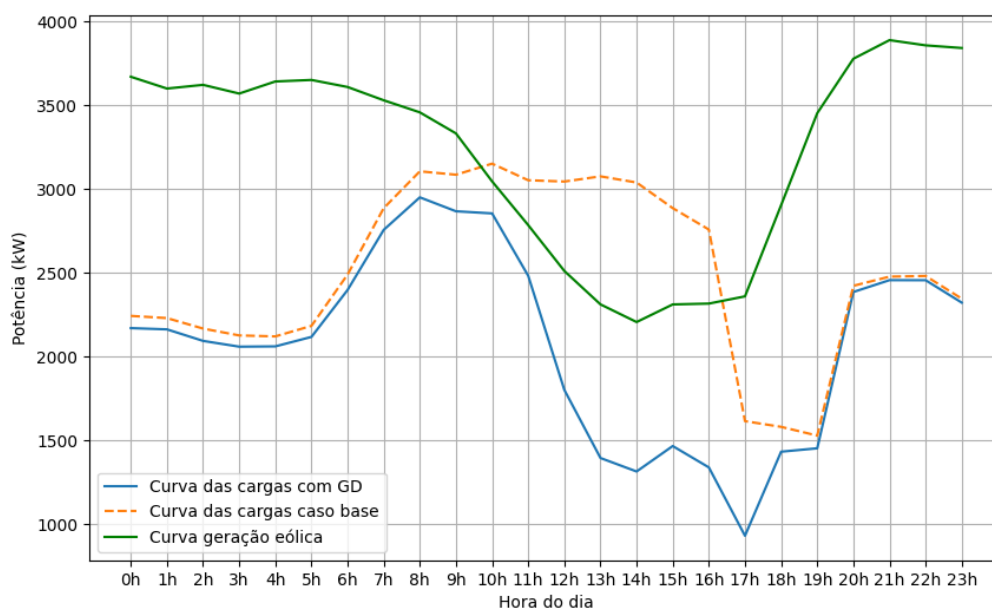
4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Esta seção tem como objetivo apresentar os resultados obtidos com a aplicação da metodologia descrita anteriormente, bem como promover uma análise detalhada e discussões a respeito dos dados e *insights* gerados. Ela será dividida em três partes principais: a primeira abordará o funcionamento da rede, com ênfase no comportamento do ilhamento durante a aplicação da GD em cenários de contingência; a segunda apresentará os resultados obtidos na identificação da alocação ótima; e a terceira realizará um comparativo entre as três formas de geração analisadas ao longo do ano.

4.1. Análise do Comportamento da Rede Durante o Ilhamento

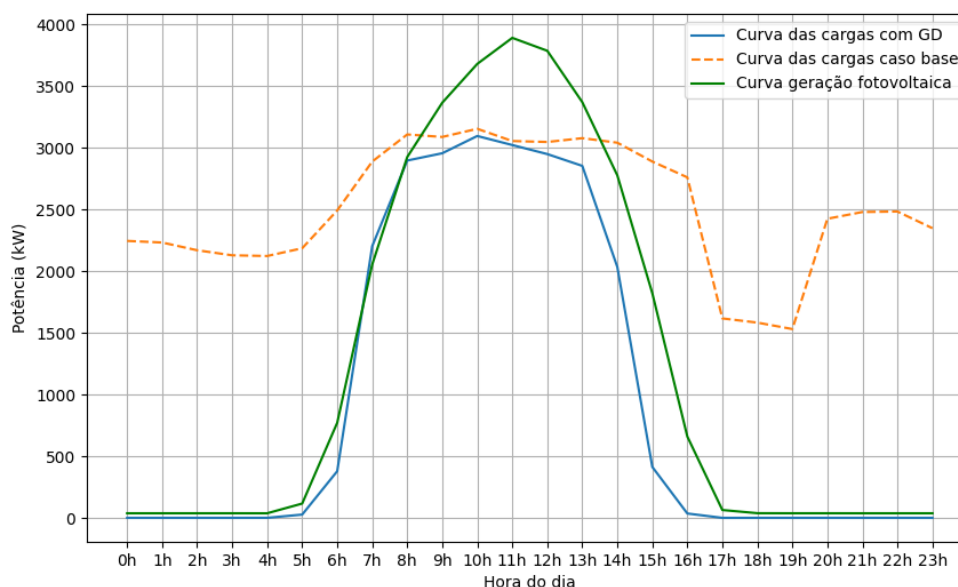
Durante a simulação para identificar os locais ótimos e o melhor barramento para a inserção de GD, foram criadas diversas ilhas, cada uma com uma curva de carga específica, determinada pelas cargas presentes no ilhamento e pela geração que estava alimentando a rede no período de tempo, seja ela fotovoltaica ou eólica. As Figuras 15 e 16 apresentam os gráficos de uma ilha alimentada pelas gerações eólica e fotovoltaica, respectivamente.

Figura 15 – Curva de carga com geração eólica.



Fonte: Autoria própria.

Figura 16 – Curva de carga com geração fotovoltaica.



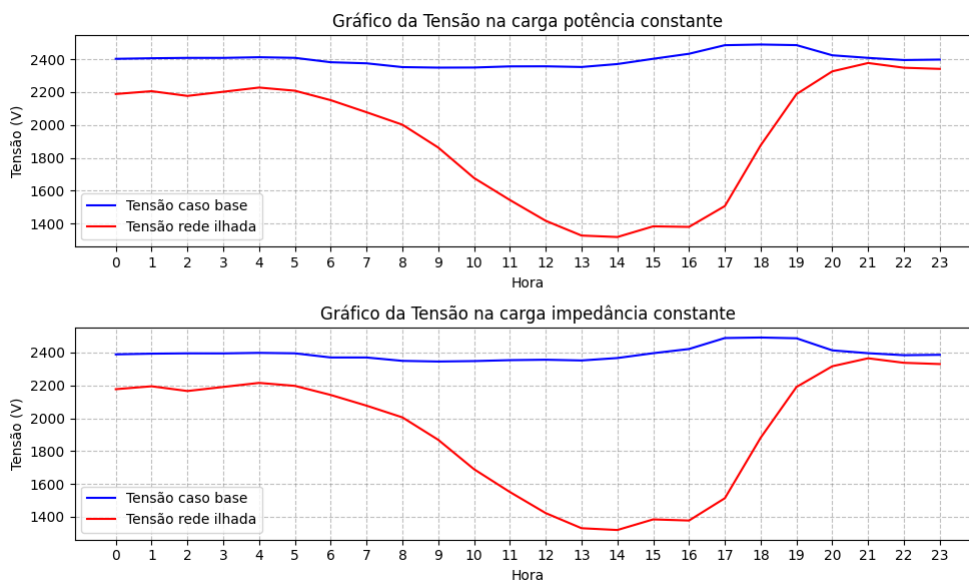
Fonte: Autoria própria.

É evidente que a curva de carga varia de acordo com o tipo de geração disponível, e partir da análise das Figuras 15 e 16 constata-se que a geração eólica apresenta a melhor performance no atendimento das cargas de uma região ilhada, pois consegue manter o patamar original das cargas durante um período maior do dia, assim ela tende a ter um melhor índice DRCP. Essa performance se deve ao fato de que a curva de geração eólica apresenta patamares mais elevados durante mais tempo em comparação com a curva fotovoltaica. Apesar disso, nota-se que, mesmo quando a geração eólica ou fotovoltaica possui potência suficiente para atender plenamente as cargas, em alguns casos, isso não ocorre. Apesar de a geração chegar muito próxima de atender à carga, há uma discrepância.

Esse comportamento está diretamente relacionado aos tipos de cargas presentes na rede de distribuição. Na rede 13 barras foram utilizados 3 modelos de carga, sendo eles: potência constante, impedância constante e corrente constante. As cargas de impedância constante, em particular, devido a sua característica da potência decrescer com a redução de tensão, apresentaram um pouco de limitação no atendimento pleno dentro de uma rede ilhada. Isso ocorre porque, no caso do sistema isolado, a tensão nas cargas não atinge os valores nominais, permanecendo abaixo dos níveis observados no caso base, quando o sistema não está isolado.

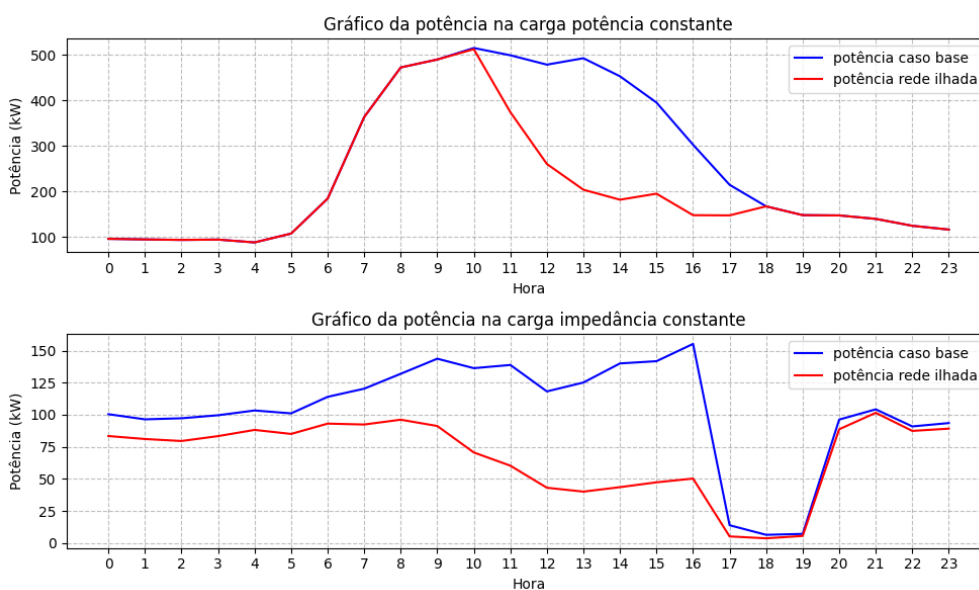
Essa diferença reflete as características intrínsecas desse tipo de carga, cuja potência varia com o quadrado da tensão, tornando-a sensível às flutuações da tensão no sistema. Ao observar as figuras 17 e 18 a seguir, é possível identificar claramente essa diferença:

Figura 17 – Curva da tensão nas cargas.



Fonte: Autoria própria.

Figura 18 – Curva de potência nas cargas.



Fonte: Autoria própria.

As Figuras 17 e 18 apresentam as curvas de tensão e potência para duas cargas distintas, uma potência constante e outra impedância contestante. Observa-se que, em ambas as situações, as cargas são atendidas com uma tensão inferior em relação ao caso base, o que impacta diretamente seu suprimento durante o ilhamento com a fonte eólica.

4.2. Alocação ótima de geração distribuída

Para a realização da identificação do melhor barramento foi utilizado apenas uma fonte de geração, sendo ela a fotovoltaica, foi escolhido apenas uma porque esta etapa tem o principal foco, verificar a performance da rotina em Python frente a metodologia aplicada.

4.2.1. Ótimo local

Devido à natureza intermitente da geração fotovoltaica, ela consegue atender à carga apenas por um curto período, quando sua geração excede a demanda. Isso resulta em altos valores para os indicadores individuais DRP e DRC, o que, por sua vez, gera baixos valores de α . Na Tabela 3 são apresentados os resultados dos indicadores para um cenário específico de ilhamento.

Tabela 3 – Exemplo de resultados para um cenário específico de ilhamento.

Barramento	DRCP (%)	Perdas (kWh)	Indicador α
633	50,67	40,70	0,70
634	59,58	0,02	0,33
671	60,00	0,01	0,30

Fonte: Autoria Própria.

É evidente pela análise da Tabela 3 que a qualidade do fornecimento de energia é significativamente impactada, conforme indicado pelos altos valores de DRC, que excedem 50% em cada caso, ressaltando ainda mais a intermitência da geração distribuída. As perdas tiveram valores mais oscilatórios, em comparação com a tensão, tendo perdas próximas a 0, isso ocorre por que nesses barramentos a geração não tem boa performance, fazendo com que as cargas não sejam atendidas. Apesar de apresentar perdas significativas, o barramento 633 exibe o melhor indicador de tensão, evidenciando os pesos alocados no cálculo do indicador α . Essa tendência,

em que altas perdas coexistem com o melhor indicador de tensão, foi consistentemente observada ao longo do processo de identificação dos máximos locais, conforme apresentado na Tabela 4.

Tabela 4 – Melhor barramento local para cada ilha.

ilhamento	Melhor barra	DRCP (%)	Perdas	Potência da GD (kW)	Indicador α
1	671 ₁	50,45	288,10	3.466	1,00
2	671 ₂	49,57	97,26	2.666	0,86
3	671 ₃	49,91	92,12	2.466	0,80
4	633	50,67	40,70	400	0,70
5	645	49,58	8,82	400	0,76
6	646	49,58	0,03	230	0,70
7	675 ₁	49,44	0,05	843	0,70
8	611 ₁	50,02	0,08	298	0,80
9	611 ₂	49,58	0,02	170	1,00
10	652	49,58	0,06	128	0,70
11	675 ₂	49,97	3,67	1,013	0,98

Fonte: Autoria própria.

A análise dos resultados na Tabela 4 indica que apenas dois barramentos se destacaram como os melhores, com o valor de alfa sendo 1, nessa situação tanto as perdas técnicas quanto o indicador DRCP foram o melhor para o ilhamento. Esse resultado destaca a importância dos critérios adotados, mostrando que raramente o barramento com melhor tensão coincide com o de menores perdas.

Nos cenários de ilhamento 6 a 10, as perdas foram extremamente baixas, próximas de zero, devido à baixa geração de potência e ao elevado número de cargas não atendidas nesses casos. Essa homogeneidade reforça que as perdas são minimizadas em condições específicas.

Adicionalmente para facilitar a diferenciação dos barramentos que aparecem repetidamente como as melhores opções, foram atribuídos índices numéricos (1, 2, etc.) a esses barramentos. Essa abordagem permite distinguir entre diferentes ocorrências do mesmo barramento durante o processo de avaliação, e a potência que é atribuída a eles. A repetição de determinados barramentos sugere que eles possuem alto potencial para serem os melhores de forma geral na integração de geração distribuída, destacando suas características técnicas favoráveis para operação em ilhamento.

4.2.2. Ótimo global

Os resultados do cenário global ótimo seguiram o mesmo padrão do ótimo local. Na Tabela 5, é possível observar os indicadores da rede quando as GDs estão presentes com contingências (Caso 1) e sem contingências (Caso 2), respectivamente.

Tabela 5 - Melhores barramentos globais.

Barra	DRCP (%) caso 1	Perdas caso 1 (kWh)	DRCP (%) caso 2	Perdas caso 2 (kWh)	Indicador α
671 ₂	23,29	3.659,52	0,00	1.932,46	0,80
671 ₃	33,05	3.084,58	0,00	1.675,57	0,75
652	3,31	16.680,60	0,00	3.943,61	0,71
633	10,13	15.552,26	0,04	3.622,29	0,67
611 ₁	4,10	17.539,26	0,10	3.958,51	0,63
611 ₁	6,67	10.000,00	0,18	3.865,01	0,63
646	3,31	16.102,32	0,18	3.913,23	0,60
671 ₁	50,46	288,10	0,00	2.536,36	0,59
675 ₁	9,89	12.414,01	0,33	3.156,28	0,55
675 ₂	13,19	11.256,69	0,50	3.036,79	0,43
645	6,63	15.372,75	0,56	3.730,27	0,36

Fonte: Autoria própria.

No Caso 1 é feito o ilhamento na rede para cada ótimo local, assim fazendo com que o tenha duas ilhas operando na rede, uma atendida pela subestação e outra atendida pela geração durante o período de uma semana. Analisando a tabela, é evidente que no Caso 1 o DRCP diminui à medida que as cargas atendidas pela geração fotovoltaica diminuem. Quanto mais cargas são atendidas, mais difícil é manter um patamar adequada de tensão, e assim o índice de qualidade do fornecimento de energia fica pior. No entanto, o oposto ocorre com as perdas: quanto mais cargas atendidas pela GD, menores as perdas.

No Caso 2, a rede opera em seu estado padrão com a adição da GD alocada no barramento. Para o indicativo de qualidade no fornecimento de energia há pouca alteração no seu valor, apenas em alguns casos a geração no barramento impactar negativamente o DRCP. As perdas também não tiveram grandes variações, devido a rede estar operando normalmente apenas com a GD alocada.

Os resultados do indicador α , calculado pela soma da média dos indicadores α de cada caso, beneficiaram o barramento 671₃. Embora ele não tenha apresentado o melhor desempenho em todas as situações, também não registrou resultados críticos,

tornando-se a melhor opção para a inserção de GD com a potência previamente dimensionada. Essa escolha permite uma contribuição eficiente em cenários de microrredes e minimiza impactos negativos na rede em condições normais de operação.

O indicador α e a ponderação dos critérios foram importantes para o sucesso da análise; graças a eles, foram obtidos ótimos resultados ao avaliar os parâmetros de perdas e DRCP. Isso é evidente ao observar o desempenho do barramento 671₂, que, apesar de não ter sido o melhor em todos os cenários, apresentou os melhores índices em 2 dos 4 casos e superou o barramento 671₃ em 3 dos 4 critérios. No entanto, um valor elevado de DRCP no caso 1 prejudicou sua média geral, impedindo que fosse a melhor escolha. O indicador α também evidenciou a importância da localização da GD, mostrando que a melhor posição pode melhorar a qualidade da rede em até 44% em comparação à pior localização.

Finalmente, fica claro que, se o tipo de fonte fosse diferente, com menos intermitência ao longo do tempo e com maior potência, os indicadores seriam melhores, como no caso de uma fonte eólica ou uma combinação de diferentes fontes, ou a associação de acumuladores de energia na rede.

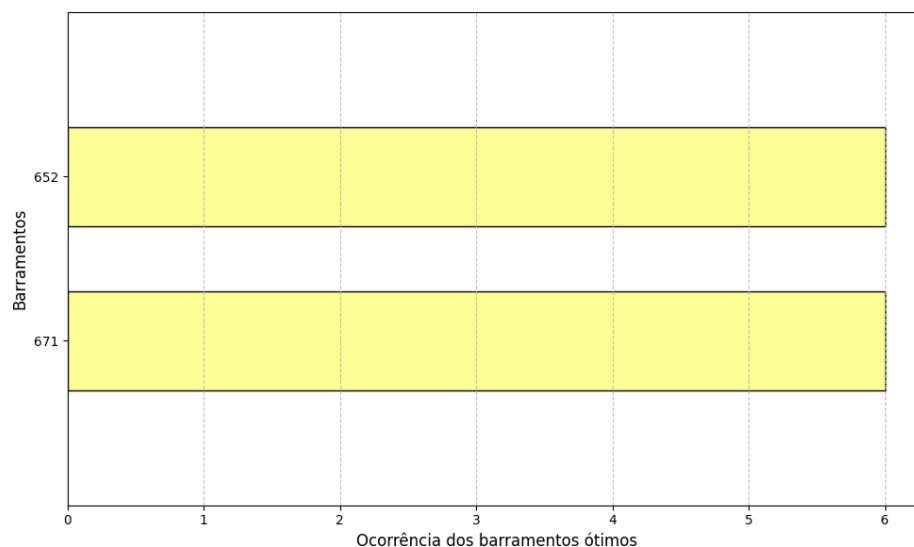
4.3. Simulação ao longo do ano com gerações diferentes

Essa seção será dividida em duas partes. A primeira consiste em uma comparação e análise dos resultados obtidos na simulação durante um ano, da geração fotovoltaica e a eólica. Na segunda parte, será realizada uma análise considerando o cenário em que a Micro rede opera com ambas as fontes de geração combinadas.

4.3.1. Análise geração fotovoltaica e eólica

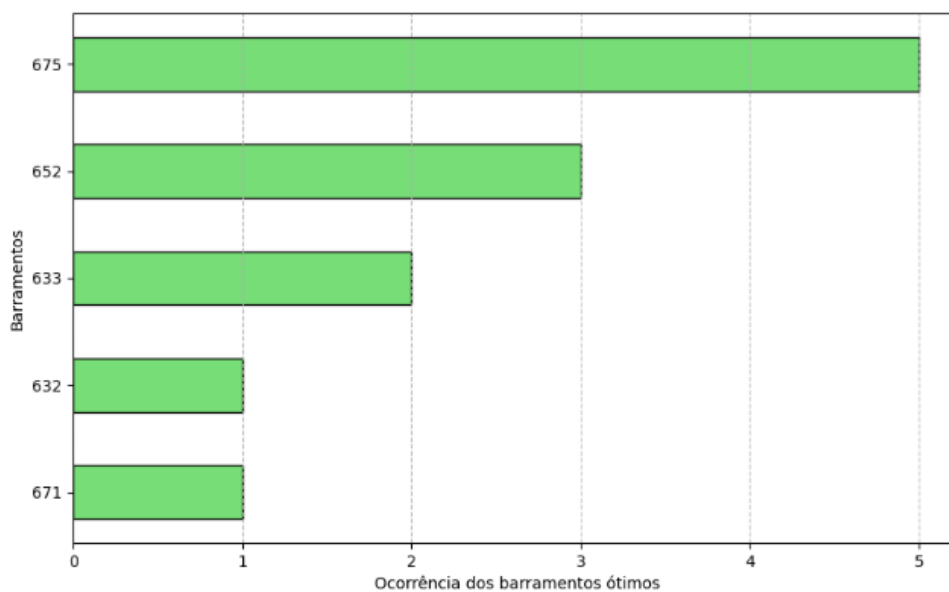
Nessa etapa do trabalho foram analisados apenas os ótimos globais, com foco na performance da rede e na identificação desses pontos ao longo do ano. A simulação anual apresentou resultados positivos, evidenciando diferenças na identificação dos melhores barramentos ao longo do período para as duas fontes de energia, como se evidencia nos resultados a seguir.

Figura 19 – Melhores barramentos ao longo do ano fonte fotovoltaico.



Fonte: Autoria própria.

Figura 20 – Melhores barramentos ao longo do ano fonte eólica.



Fonte: Autoria própria.

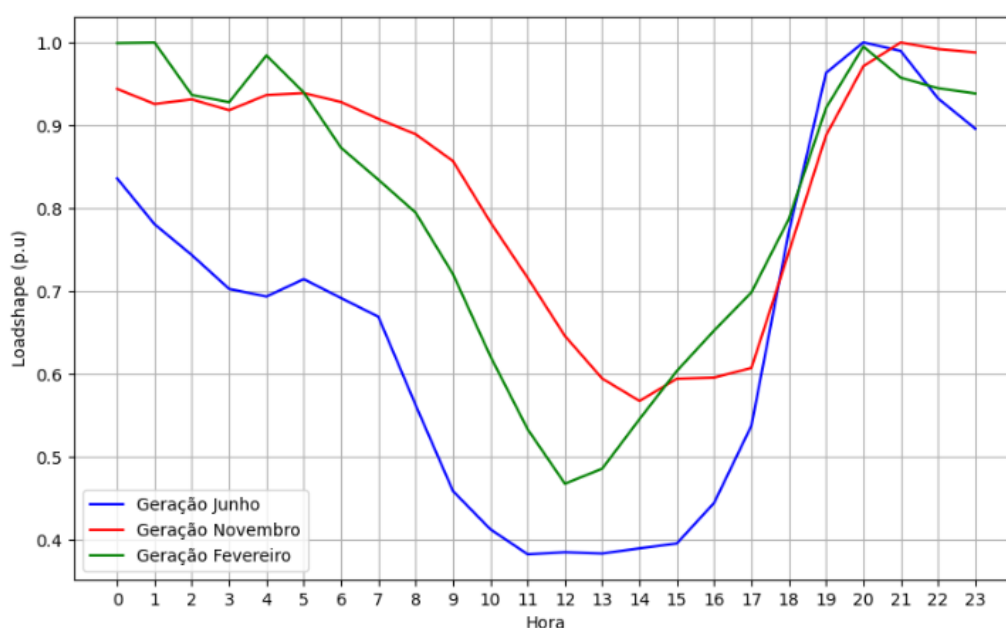
Os resultados apresentados nas Figuras 19 e 20 indicaram que, para a fonte fotovoltaica os barramentos identificados na alocação ótima foram apenas dois, ambos com a mesma quantidade de ocorrências ao longo do ano analisado. No entanto, os indicadores α obtidos durante as simulações apontaram uma diferença de desempenho entre eles: o barramento 671 apresentou uma média de 0,75, enquanto

o barramento 652 teve uma média de 0,70. Dessa forma, o barramento 671 demonstrou uma performance superior considerando todo o período de 12 meses.

Para a fonte eólica, foram identificados cinco barramentos com alocação ótima. Entre eles, um barramento destacou-se com desempenho superior em relação aos demais, indicando uma maior adequação às características sazonais da geração eólica.

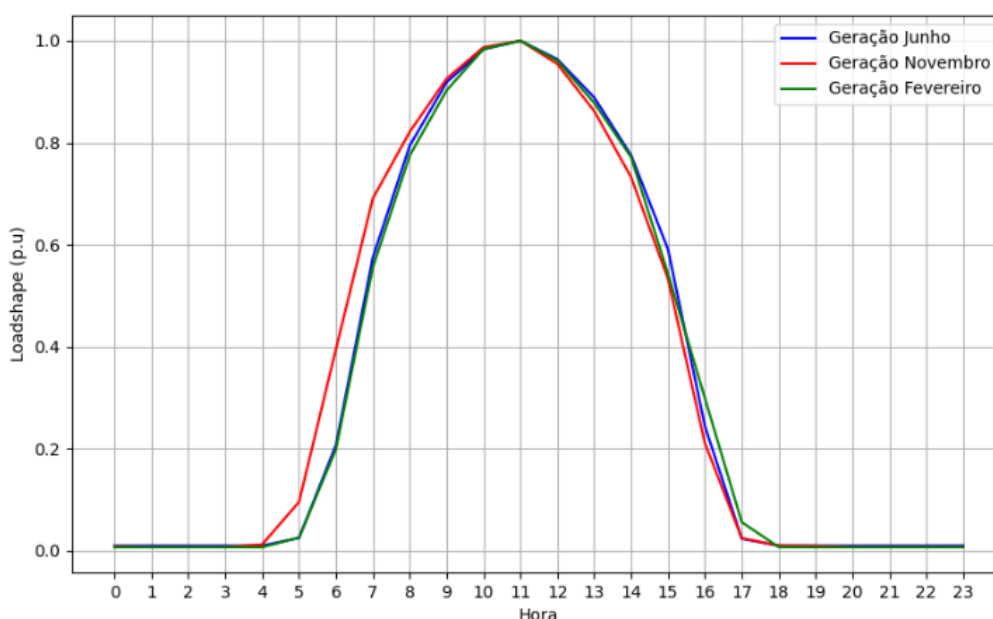
Esses resultados refletem a variação das curvas de geração ao longo do ano. A geração fotovoltaica utilizada na simulação foi obtida a partir dos dados do ONS, que consideram usinas com rastreamento solar, resultando em uma produção relativamente constante ao longo do ano, sem variação sazonal significativa entre verão e inverno, devido à região analisada, a Paraíba. Em contrapartida, a geração eólica demonstra maior variabilidade sazonal, especialmente entre essas estações. As Figuras 21 e 22 ilustram as curvas de geração fotovoltaica e eólica para diferentes meses, evidenciando essas variações.

Figura 221 – Geração eólica ao longo do ano.



Fonte: Autoria própria.

Figura 22 – Geração fotovoltaico ao longo do ano.



Fonte: Autoria própria.

Adicionalmente, outro fator importante observado foi o desempenho das GDs em operação no modo ilhamento e em situação normal. As simulações revelaram alterações significativas nas perdas e nos indicadores de qualidade de energia para cada tipo de geração, como é possível observar na Tabela 6 a seguir.

Tabela 6 – Média anual das perdas e DRCP.

Forma da geração	Rede ilhada		Rede normal	
	DRCP (%)	Perdas (kWh)	DRCP (%)	Perdas (kWh)
Fotovoltaico	16,00	36.790	0,34	51.674
Eólico	12,00	45.405	0,39	65.060

Fonte: Autoria própria.

No sistema ilhado, a geração fotovoltaica apresenta menores perdas de energia durante a operação em comparação à geração eólica. Isso ocorre porque seu pico de geração coincide com os horários de maior demanda na rede, reduzindo as perdas. No entanto, a qualidade da energia fotovoltaica é ligeiramente inferior à da eólica, com um desempenho 4% pior, já que quanto maior o índice, pior o resultado. Essa diferença se deve ao fato de a geração eólica fornecer energia por mais tempo ao longo do dia na rede ilhada, atendendo as cargas por períodos maiores ao longo do

dia, aumentando o nível de tensão nas cargas, como pode ser observado na **Erro! Fonte de referência não encontrada.**

No sistema normal, a geração eólica injeta potência por períodos mais longos e, muitas vezes, acima da demanda das cargas ao longo do dia. Diferente da rede ilhada isso resulta em um maior número de perturbações nos indicadores de qualidade de energia e contribui para um aumento das perdas.

A geração eólica apresenta melhor desempenho em redes ilhadas, operando em Micro redes devido ao seu perfil de geração, que contribui para manter a rede ativa por mais tempo em comparação à fonte fotovoltaica. No entanto, esse mesmo fator pode comprometer seu desempenho na rede normal, pois com mais injeção de potência tende a aumentar o risco de fluxo reverso e elevação dos níveis de tensão. Já a geração fotovoltaica, por ter seu pico de produção coincidente com o pico da curva de carga, impacta a rede de forma distinta. Vale destacar que, caso a curva de carga apresentasse picos em horários diferentes, os resultados poderiam ser alterados.

5. CONCLUSÕES

Os resultados mostram que os objetivos propostos foram alcançados. A metodologia aplicada mostrou-se eficaz na otimização da alocação da GD na rede, aumentando a performance de Micro redes e por consequência aumentando a resiliência da rede em frente a eventos HILP. Os dados também confirmam que é viável utilizar GD para suprir as cargas durante contingências, mesmo que de forma parcial. Além disso, é possível identificar os locais mais adequados para a inserção de geração distribuída. Quando alocados de maneira otimizada, esses recursos podem melhorar significativamente os indicadores de qualidade da rede e reduzir as perdas de energia.

Adicionalmente, os resultados destacam que diferentes formas de GD podem influenciar a identificação dos locais ideais para inserção, dependendo das características específicas de cada fonte e de fatores como variações sazonais. A geração fotovoltaica, com produção mais estável, tende a exigir menos pontos de inserção otimizados, enquanto a geração eólica, devido à sua maior variabilidade ao longo do ano, demanda maior flexibilidade na alocação. Essa comparação permitiu identificar as vantagens e limitações inerentes a cada fonte, fornecendo uma análise aprofundada de suas performances em diferentes cenários.

Os resultados também sugerem a necessidade de revisão dos parâmetros regulatórios que, atualmente, restringem a operação de Micro redes em condições de ilha, especialmente no contexto brasileiro. A atualização dessas normas pode ampliar as possibilidades de operação autônoma da geração distribuída e contribuir para a continuidade e qualidade do fornecimento elétrico em situações de contingência.

Com base nos resultados obtidos, podemos concluir que a localização ideal para implementar geração distribuída para mitigar contingências é em um local que apresente as seguintes características: a capacidade de atender um número significativo de cargas e oferecer uma potência considerável em relação ao sistema.

Atualmente, a metodologia aplicada apresenta quatro pontos principais de melhoria, que podem ser abordados em trabalhos futuros:

- **Eficiência computacional:** A identificação da alocação ótima é realizada por meio de uma busca exaustiva, o que resulta em um alto esforço computacional, especialmente em redes maiores. É necessário

desenvolver e implementar métodos mais eficientes, como algoritmos genéticos ou outras abordagens heurísticas, para reduzir o tempo de processamento.

- **Rede de real:** A rede utilizada no estudo é uma rede de teste, o que limita a representatividade dos resultados em condições reais. Futuramente, a metodologia pode ser aplicada a uma rede real, o que permitirá uma análise mais precisa e adaptada às condições do mundo real.
- **Baixa Inércia na Geração Fotovoltaica e Eólica:** A geração fotovoltaica e eólica, devido à sua construção física, possui baixa inércia, o que pode afetar a estabilidade da rede. Esse fator deve ser estudado mais profundamente, a fim de entender como minimizar seus impactos na operação da rede e aumentar sua confiabilidade na utilização.
- **Integração com Sistemas de Armazenamento de Energia (BEES):** A geração fotovoltaica e eólica, por si só, não é capaz de suprir totalmente a demanda da rede, especialmente em períodos de baixa produção. Como trabalho futuro, sugere-se explorar a integração de sistemas de armazenamento de energia com essas fontes de geração, para garantir um fornecimento contínuo e otimizar a utilização da energia gerada.

REFERÊNCIAS

- ABGD. **Geração própria de energia atinge 30 GW no Brasil**. [S. l.], 2024. Disponível em: <https://www.abgd.com.br/portal/geracao-propria-de-energia-atinge-30-gw-no-brasil/>. Acesso em: 17 fev. 2025.
- ABGD. **Geração própria de energia atinge 30 GW no Brasil**. [S. l.], 2024. Disponível em: <https://www.abgd.com.br/portal/geracao-propria-de-energia-atinge-30-gw-no-brasil/>. Acesso em: 17 fev. 2025.
- ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: a definition. **Electric Power Systems Research**, v. 57, n. 3, p. 195–204, abr. 2001.
- ALMEIDA, Lucas Rodrigues de. **Contribuições à análise dos impactos da microgeração distribuída por fonte fotovoltaica nos sistemas de distribuição de energia elétrica**. 2024. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2024.
- BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Brasileiro**. Módulo 8 - Qualidade Do Fornecimento De Energia Elétrica. Brasília, 2021. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_7.pdf Acesso em: 17 fev. 2025.
- BRAZ, Lara de Lima. **Quantificação das perdas técnicas da distribuição em condições distorcidas**. 2019. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2019.
- ERENOĞLU, A. K.; SENGOR, I.; ERDINÇ, O. Power System Resiliency: A Comprehensive Overview from Implementation Aspects and Innovative Concepts. **Energy Nexus**, v. 15, p. 100311, set. 2024.
- FREITAS, Paulo Ricardo Radatz de. **Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS**. 2015. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2015.
- FREITAS, Paulo Ricardo Radatz de. **Impactos de funções inteligentes de inversores de sistemas fotovoltaicos na operação de redes de distribuição de energia elétrica**. 2020. Dissertação (mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2020.
- GEORGILAKIS, P. S.; HATZIARGYRIOU, N. D. Optimal Distributed Generation Placement in Power Distribution Networks: Models, Methods, and Future Research. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 3, p. 3420–3428, ago. 2013.
- GRAINGER, John J.; STEVENSON JR., William D. **Power system analysis**. New York: McGraw-Hill, 1994.

ISABELLA MENON. **Quase metade das cidades do RS ainda sofre com falta de energia elétrica.** [S. l.], 2024. Disponível em: <https://www1.folha.uol.com.br/cotidiano/2024/05/quase-metade-das-cidades-do-rs-ainda-sofrem-com-falta-de-energia-eletrica.shtml>. Acesso em: 17 fev. 2025.

MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA E INOVAÇÃO (MCTI). *Em 2023, Cemaden registrou maior número de ocorrências de desastres no Brasil.* [S. l.], 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/noticias/2024/01/em-2023-cemaden-registrou-maior-numero-de-ocorrencias-de-desastres-no-brasil>. Acesso em: 17 fev. 2025.

NATIONAL ASSOCIATION OF STATE ENERGY OFFICIALS (NASEO). **Electric Power System Resiliency: Challenges and Opportunities.** 2020. Disponível em: <https://www.naseo.org/Data/Sites/1/resiliency-white-paper.pdf>. Acesso em: 17 fev. 2025.

North american electric reliability corporation. 2020 **long-term reliability assessment.** Atlanta: NERC, 2020. Disponível em: https://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Reliability%20Assessments%20DL/NERC_LTRA_2020.pdf. Acesso em: 17 fev. 2025.

PEPERMANS, G. et al. Distributed generation: definition, benefits and issues. **Energy Policy**, v. 33, n. 6, p. 787–798, abr. 2005.

SONG, Y. et al. Resilient power grid for smart city. **iEnergy**, v. 1, n. 3, p. 325–340, set. 2022.

TON, D. T.; WANG, W.-T. P. A More Resilient Grid: The U.S. Department of Energy Joins with Stakeholders in an R&D Plan. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 13, n. 3, p. 26–34, maio 2015.

WANG, Y.; ROUSIS, A. O.; STRBAC, G. On Micro redes and resilience: A comprehensive review on modeling and operational strategies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 134, p. 110313, dez. 2020.

ANEXOS

ANEXO A – Modelagem da rede IEEE 13 barras

```

1  Clear
2
3  new circuit.IEEE13Nodeckt
4  ~ basekv=115 pu=1.0001 phases=3 bus1=ali
5  ~ Angle=30
6  ~ MVAsc3=20000 MVASc1=21000
7
8  New Transformer.Sub Phases=3 Windings=2 XHL=(8 1000 /)
9  ~ wdg=1 bus=ali conn=delta kv=115 kva=5000 %r=(.5 1000 /) XHT=4
10 ~ wdg=2 bus=650 conn=wye kv=4.16 kva=5000 %r=(.5 1000 /) XLT=4
11
12 New Transformer.Reg1 phases=1 XHL=0.01 kVAs=[1666 1666]
13 ~ Buses=[650.1 reg.1] kVs=[2.4 2.4] %LoadLoss=0.01
14 new regcontrol.Reg1 transformer=Reg1 winding=2 vreg=122 band=2 ptratio=20 ctprim=
15 700 R=3 X=9
16
17 New Transformer.Reg2 phases=1 XHL=0.01 kVAs=[1666 1666]
18 ~ Buses=[650.2 reg.2] kVs=[2.4 2.4] %LoadLoss=0.01
19 new regcontrol.Reg2 transformer=Reg2 winding=2 vreg=122 band=2 ptratio=20 ctprim=
20 700 R=3 X=9
21
22 New Transformer.Reg3 phases=1 XHL=0.01 kVAs=[1666 1666]
23 ~ Buses=[650.3 reg.3] kVs=[2.4 2.4] %LoadLoss=0.01
24 new regcontrol.Reg3 transformer=Reg3 winding=2 vreg=122 band=2 ptratio=20 ctprim=
25 700 R=3 X=9
26
27 New linecode.mtx601 nphases=3 BaseFreq=60
28 ~ rmatrix = (0.3465 | 0.1560 0.3375 | 0.1580 0.1535 0.3414 )
29 ~ xmatrix = (1.0179 | 0.5017 1.0478 | 0.4236 0.3849 1.0348 )
30 ~ units=mi
31
32 New linecode.mtx602 nphases=3 BaseFreq=60
33 ~ rmatrix = (0.7526 | 0.1580 0.7475 | 0.1560 0.1535 0.7436 )
34 ~ xmatrix = (1.1814 | 0.4236 1.1983 | 0.5017 0.3849 1.2112 )
35 ~ units=mi
36
37 New linecode.mtx603 nphases=2 BaseFreq=60
38 ~ rmatrix = (1.3238 | 0.2066 1.3294 )
39 ~ xmatrix = (1.3569 | 0.4591 1.3471 )
40 ~ units=mi
41
42 New linecode.mtx604 nphases=2 BaseFreq=60
43 ~ rmatrix = (1.3238 | 0.2066 1.3294 )
44 ~ xmatrix = (1.3569 | 0.4591 1.3471 )
45 ~ units=mi
46
47 New linecode.mtx605 nphases=1 BaseFreq=60
48 ~ rmatrix = (1.3292 )
49 ~ xmatrix = (1.3475 )
50 ~ units=mi
51
52 New Linecode.mtx606 nphases=3 Units=mi
53 ~ Rmatrix=[0.791721 |0.318476 0.781649 |0.28345 0.318476 0.791721 ]
54 ~ Xmatrix=[0.438352 |0.0276838 0.396697 |-0.0184204 0.0276838 0.438352 ]
55 ~ Cmatrix=[383.948 |0 383.948 |0 0 383.948 ]
56
57 New linecode.mtx607 nphases=1 BaseFreq=60
58 ~ rmatrix = (1.3425 )
59 ~ xmatrix = (0.5124 )
60 ~ cmatrix = [236]
61 ~ units=mi
62
63 !LOAD DEFINITIONS
64 New Load.671 Bus1=671.1.2.3 Phases=3 Conn=Delta Model=1 kV=4.16 kW=1155 kvar=660
65 New Load.634a Bus1=634.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=160 kvar=110
66 New Load.634b Bus1=634.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=120 kvar=90
67 New Load.634c Bus1=634.3 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=120 kvar=90
68 New Load.645 Bus1=645.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=170 kvar=125
69
70 New Load.646 Bus1=646.1.2 Phases=1 Conn=Delta Model=2 kV=4.16 kW=230 kvar=132
71
72 New Load.692 Bus1=692.2.3 Phases=1 Conn=Delta Model=5 kV=4.16 kW=170 kvar=151
73 New Load.675a Bus1=675.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=485 kvar=190
74 New Load.675b Bus1=675.3 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=68 kvar=60
75 New Load.675c Bus1=675.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=290 kvar=212

```

```

69 New Load.611 Bus1=611.3 Phases=1 Conn=Wye Model=5 kV=2.4 kW=170 kvar=80
70 New Load.652 Bus1=652.1 Phases=1 Conn=Wye Model=2 kV=2.4 kW=128 kvar=86
71 New Load.670a Bus1=670.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=17 kvar=10
72 New Load.670b Bus1=670.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=66 kvar=38
73 New Load.670c Bus1=670.3 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=117 kvar=68
74
75 New Capacitor.Cap1 Bus1=675 phases=3 kVAR=600 kV=4.16
76 New Capacitor.Cap2 Bus1=611.3 phases=1 kVAR=100 kV=2.4
77
78 New Line.reg632 Phases=3 Bus1=reg Bus2=632 LineCode=mtx601 Length=2000 units=ft
79 New Line.632670 Phases=3 Bus1=632 Bus2=670 LineCode=mtx601 Length=667 units=ft

80 New Line.670671 Phases=3 Bus1=670 Bus2=671 LineCode=mtx601 Length=1333 units=ft
81 New Line.671680 Phases=3 Bus1=671 Bus2=680 LineCode=mtx601 Length=1000 units=ft

82 New Line.632633 Phases=3 Bus1=632 Bus2=633 LineCode=mtx602 Length=500 units=ft

83 New Line.632645 Phases=3 Bus1=632 Bus2=645 LineCode=mtx603 Length=500 units
=ft
84 New Line.645646 Phases=3 Bus1=645 Bus2=646 LineCode=mtx603 Length=300 units
=ft
85 New Line.692675 Phases=3 Bus1=692 Bus2=675 LineCode=mtx606 Length=500 units=ft

86 New Line.671684 Phases=3 Bus1=671 Bus2=684 LineCode=mtx606 Length=300 units
=ft !alterada
87 New Line.684611 Phases=3 Bus1=684 Bus2=611 LineCode=mtx606 Length=300
units=ft !alterada
88 New Line.684652 Phases=3 Bus1=684 Bus2=652 LineCode=mtx607 Length=800
units=ft

89
90 New Line.633634 Phases=3 Bus1=633 Bus2=634 LineCode=mtx602 Length=500 units=ft !
substituindo o transformador abaixador
91
92 New Line.671692 Phases=3 Bus1=671 Bus2=692 LineCode=mtx606 Length=800 units=ft
93
94
95 Set Voltagebases=[115, 4.16]
96 calcv
97 Solve
98 BusCoords IEEE13Node BusXY.csv
99

```