

INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE
MINAS GERAIS - *CAMPUS* FORMIGA
BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Bruno Chaves Gonçalves

**ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA
CENTRALIZADA E DISTRIBUÍDA COM FOCO NAS PERDAS
ELÉTRICAS, UTILIZANDO O *SOFTWARE OPENDSS*.**

Formiga

2026

BRUNO CHAVES GONÇALVES

**ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA
CENTRALIZADA E DISTRIBUÍDA COM FOCO NAS PERDAS
ELÉTRICAS, UTILIZANDO O *SOFTWARE OPENDSS*.**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
ao Instituto Federal de Minas Gerais Campus
Formiga, como requisito parcial para obtenção
do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.
Orientador: Prof. Dr. Renan Souza Moura

Formiga

2026

G635a

Gonçalves, Bruno Chaves

Análise comparativa entre geração fotovoltaica centralizada e distribuída com foco nas perdas elétricas, utilizando o software OpenDSS / Bruno Chaves Gonçalves – Formiga : IFMG, 2026.

74 p. :il. color.

Orientador: Prof. Dr. Renan Souza Moura

Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Minas Gerais – *Campus* Formiga.

1. Geração fotovoltaica. 2. Geração centralizada 3. Geração distribuída. 4. Perdas elétricas. 5. OpenDSS. I. Moura, Renan Souza. II. Título.

CDD 621.3121

Bruno Chaves Gonçalves

**ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA
CENTRALIZADA E DISTRIBUÍDA COM FOCO NAS PERDAS
ELÉTRICAS, UTILIZANDO O *SOFTWARE OPENDSS*.**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Curso de Engenharia Elétrica do Instituto Federal de
Minas Gerais como requisito para obtenção do
Título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Nota: 90 pontos

Aprovado em: 12, 06, 2026 pela banca examinadora:

BANCA EXAMINADORA

Renan Souza Moura

Prof. Dr. Renan de Sousa Moura

Efrem Ferreira

Prof. Me. Efrem Ferreira

Marco Antônio Silva Pereira

Prof. Me. Marco Antônio Silva Pereira

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus pais, familiares, amigos, colegas e professores que me auxiliaram e deram suporte durante a trajetória acadêmica.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, pela saúde, força e perseverança durante toda esta caminhada acadêmica.

Aos meus pais pelo apoio incondicional, incentivo e compreensão nos momentos de dificuldade, sendo fundamentais para a conclusão desta etapa.

Ao meu orientador, pela orientação, disponibilidade e pelos conhecimentos compartilhados ao longo do desenvolvimento deste trabalho.

Ao Instituto Federal de Minas Gerais – Campus Formiga, aos professores do curso de Engenharia Elétrica e a todos que contribuíram para minha formação acadêmica e profissional.

Aos colegas e amigos que estiveram presentes durante essa trajetória, compartilhando conhecimentos, experiências e apoio nos momentos mais desafiadores.

Por fim, agradeço a todos que, direta ou indiretamente, contribuíram para a realização deste trabalho.

“Somos o que repetidamente fazemos. A excelência, portanto, não é um ato, mas um hábito.”

Aristóteles

RESUMO

Com a crescente demanda por energia elétrica e a busca por soluções sustentáveis, a expansão de fontes renováveis, como a geração fotovoltaica, tem se consolidado como uma alternativa estratégica. Desde 2012, o Brasil tem intensificado discussões sobre formas de incentivo à energia solar fotovoltaica e a integração dos modelos à matriz elétrica nacional. Nesse contexto, este estudo realiza uma análise comparativa entre dois modelos de geração fotovoltaica: a centralizada, e a distribuída. Por meio de simulações realizadas no software *OpenDSS*, são analisados, inicialmente, o cenário centralizado, com toda a potência alocada em um único ponto de injeção, e, posteriormente, o cenário distribuído, no qual a mesma potência é dividida entre diversos pontos da rede. A análise considerou impactos técnicos como perdas elétricas, perfil de tensão, fator de potência e limites operacionais do sistema. Os resultados demonstraram que a geração distribuída apresentou maior eficiência técnica na redução das perdas elétricas dos sistemas analisados, devido ao suprimento local das cargas e à redução da circulação de corrente nos alimentadores. Entretanto, também foram observados impactos operacionais associados à elevada penetração fotovoltaica, como elevação dos níveis de tensão, redução do fator de potência da subestação e ocorrência de fluxo reverso de potência em períodos de maior geração solar.

Dessa forma, conclui-se que, embora a geração distribuída apresente melhor desempenho quanto à redução das perdas técnicas, a inserção de elevados níveis de geração fotovoltaica, independentemente da configuração adotada, exige estudos complementares relacionados ao controle de tensão, suporte de potência reativa e operação segura das redes de distribuição.

Palavras-chaves: Geração fotovoltaica. Geração centralizada. Geração distribuída. Perdas elétricas. *OpenDSS*.

ABSTRACT

With the growing demand for electricity and the search for sustainable solutions, the expansion of renewable sources, such as photovoltaic generation, has become a consolidated strategic alternative. Since 2012, Brazil has intensified discussions on ways to incentivize solar photovoltaic energy and integrate these models into the national electricity grid. In this context, this study performs a comparative analysis between two photovoltaic generation models: centralized and distributed. Through simulations performed using *OpenDSS* software, the centralized scenario, with all power allocated to a single injection point, is initially analyzed, followed by the distributed scenario, in which the same power is divided among several points in the grid. The analysis considered technical impacts such as electrical losses, voltage profile, power factor, and operational limits of the system. The results demonstrated that distributed generation showed greater technical efficiency in reducing electrical losses in the analyzed systems, due to the local supply of loads and the reduction of current circulation in the feeders. However, operational impacts associated with high photovoltaic penetration were also observed, such as increased voltage levels, reduced substation power factor, and the occurrence of reverse power flow during periods of higher solar generation.

Therefore, it is concluded that, although distributed generation performs better in terms of reducing technical losses, the insertion of high levels of photovoltaic generation, regardless of the configuration adopted, requires complementary studies related to voltage control, reactive power support, and safe operation of distribution networks.

Keywords: Photovoltaic generation. Centralized generation. Distributed generation. Electrical losses. *OpenDSS*.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

| | |
|---|----|
| Figura 1 – Matriz Elétrica Brasileira de 2024..... | 15 |
| Figura 2 – Mapa horizontal de irradiação no Brasil..... | 18 |
| Figura 3 – Composição de uma célula fotovoltaica..... | 22 |
| Figura 4 – Diagrama representativo de sistema fotovoltaicos isolados..... | 24 |
| Figura 5 – Diagrama representativo de sistema fotovoltaicos conectado à rede..... | 24 |
| Figura 6 – Exemplo de Geração Distribuída fotovoltaica..... | 25 |
| Figura 7 – Exemplo de Geração Centralizada fotovoltaica..... | 28 |
| Figura 8 – Distribuição das perdas entre segmentos..... | 29 |
| Figura 9 – Perdas Técnicas Regulatórias / Energia Injetada – Mapa Brasil (2020)..... | 30 |
| Figura 10 – Perdas Técnicas Regulatórias / Energia Injetada – Mapa Brasil (2020)..... | 31 |
| Figura 11 – Perdas Não Técnicas Regulatórias – Mapa Brasil (2020)..... | 32 |
| Figura 12 – Perdas totais regulatórias nas distribuidoras do Brasil em 2019..... | 33 |
| Figura 13 – Perdas sistemas de distribuição sobre a Energia Injetada (2020)..... | 34 |
| Figura 14 – Perdas sobre a Energia Injetada (2008-2020)..... | 34 |
| Figura 15 – Custo sobre perdas elétricas..... | 35 |
| Figura 16 – Interface simulador <i>OpenDSS</i> | 36 |
| Figura 17 – Barra com N nós..... | 38 |
| Figura 18 – Terminal com N conectores..... | 38 |
| Figura 19 – Elemento de transporte de energia com dois terminais, o primeiro com N conectores e o segundo com M conectores..... | 39 |
| Figura 20 – Elemento de conversão de energia..... | 39 |
| Figura 21 – Comando representado em linha de texto..... | 40 |
| Figura 22 – Segunda linha de comando representada em texto..... | 40 |
| Figura 23 – Diagrama de blocos do modelo <i>PVsystem</i> Element..... | 42 |
| Figura 24 – Variação da irradiação solar em função das condições climáticas atmosféricas..... | 43 |
| Figura 25 – Variação da temperatura solar em função das condições climáticas atmosféricas..... | 44 |
| Figura 26 – Representação de Potência de saída do painel vs Temperatura..... | 45 |
| Figura 27 – Eficiência vs Potência do Inversor..... | 45 |
| Figura 28 – Diagrama Unifilar da rede Teste IEEE 13 barras..... | 47 |
| Figura 29 – Diagrama Unifilar da rede Teste IEEE 37 barras..... | 48 |
| Figura 30 – Diagrama Unifilar da rede Teste IEEE 123 barras..... | 49 |

| | |
|--|----|
| Figura 31 – Curva diária de potência de saída do módulo fotovoltaico sistema 13 barras.. | 55 |
| Figura 32 – Curva diária dos perfis de tensão no barramento onde foi inserida a geração fotovoltaica para sistema 13 barras..... | 55 |
| Figura 33 – Curva diária de demanda de potência da fonte principal do sistema, sem e com geração fotovoltaica para sistema 13 barras..... | 56 |
| Figura 34 – Curva diária de potência de saída do módulo fotovoltaico sistema 37 barras.. | 58 |
| Figura 35 – Curva diária dos perfis de tensão no barramento onde foi inserida a geração fotovoltaica para sistema 37 barras..... | 59 |
| Figura 36 – Curva diária de demanda de potência da fonte principal do sistema, sem e com a presença de geração fotovoltaica para sistema 37 barras..... | 59 |
| Figura 37 – Curva diária de potência de saída do módulo fotovoltaico sistema 123 barras. | 62 |
| Figura 38 – Curva diária dos perfis de tensão no barramento onde foi inserida a geração fotovoltaica para sistema 123 barras..... | 62 |
| Figura 39 – Curva diária de demanda de potência da fonte principal do sistema, sem e com a presença de geração fotovoltaica para sistema 123 barras..... | 63 |
| Figura 40 – Taxa de redução das Perdas Elétricas (% de perdas evitadas em relação ao cenário sem energia solar)..... | 65 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|--|----|
| Tabela 1 – Perdas totais observadas em certos países da Europa em 2005/2006 e Brasil-2019..... | 32 |
| Tabela 2 – Principais Verbos..... | 40 |
| Tabela 3 – Principais classes de elementos no <i>OpenDSS</i> | 41 |
| Tabela 4 – Características dos sistemas testes IEEE..... | 50 |
| Tabela 5 – Resultados sistemas de 13 barras..... | 53 |
| Tabela 6 – Análise da potência do alimentador do sistema 13 barras..... | 54 |
| Tabela 7 – Comparação da tensão em barramentos trifásicos críticos do sistema 13 barras. | 54 |
| Tabela 8 – Resultados sistemas de 37 barras..... | 57 |
| Tabela 9 – Análise da potência do alimentador do sistema 37 barras..... | 57 |
| Tabela 10 –Comparação da tensão em barramentos trifásicos críticos do sistema 37 barras. | 58 |
| Tabela 11 – Resultados sistemas de 123 barras..... | 60 |
| Tabela 12 – Análise da potência do alimentador do sistema 123 barras..... | 61 |
| Tabela 13–Comparação da tensão em barramentos trifásicos críticos do sistema 123 barras. | 61 |

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ABNT: Associação Brasileira de Normas Técnicas.
CA: Corrente alternada.
CC: Corrente contínua.
CAD: *Computer-Aided Design* – Desenho Assistido por Computador.
FV: Fotovoltaica(s); Fotovoltaico(s).
HSP: Horas de Sol Pleno.
MPPT: *Maximum Power Point Tracking* – Rastreamento de Ponto de Máxima Potência.
NBR: Norma Brasileira.
NR: Norma Regulamentadora.
PVC: *Polyvinyl Chloride* – Policloreto de Vinil.
QDC: Quadro de Distribuição de Circuitos.
2D: Duas Dimensões.
3D: Três Dimensões.
SSCEE: Sistema de Compensação de Energia Elétrica
MMGD: Microgeração e da Minigeração Distribuídas de Energia Elétrica
GC: Geração Centralizada
GD: Geração Distribuída
GFC: Geração Fotovoltaica Centralizada
GFD: Geração Fotovoltaica Distribuída

SUMÁRIO

| | |
|--|-----------|
| 1 INTRODUÇÃO | 15 |
| 1.1 Problema | 17 |
| 1.2 Justificativa | 17 |
| 1.3 Objetivo Geral | 19 |
| 1.4 Objetivos Específicos | 19 |
| 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA | 20 |
| 2.1 Sistemas de distribuição de energia | 20 |
| 2.2 Energia solar | 21 |
| 2.2.1 Geração solar fotovoltaica | 22 |
| 2.2.2 Sistemas fotovoltaicos | 23 |
| 2.3 Geração distribuída fotovoltaica | 25 |
| 2.3.1 Impactos e desafios geração distribuída | 26 |
| 2.4 Geração centralizada fotovoltaica | 27 |
| 2.5 Perdas elétricas | 28 |
| 2.5.1 Perdas técnicas | 30 |
| 2.5.2 Perdas não técnicas | 32 |
| 2.5.3 Perdas na distribuição de energia elétricas no Brasil | 32 |
| 2.5.4 Impacto nas tarifas de energia | 35 |
| 2.6 OpenDSS | 36 |
| 2.6.1 Modelo básico | 37 |
| 2.6.2 Sintaxe da Linguagem de Programação do OpenDSS | 39 |
| 2.6.3 Fluxo de potência e perdas no OpenDSS | 41 |
| 2.6.4 PVsystem | 42 |
| 3 DESENVOLVIMENTO | 46 |
| 3.1 Seleção dos sistemas testes | 46 |
| 3.2 Determinação dos pontos de inserção da GD e GC. | 46 |
| 3.2.1 Identificação do ponto crítico do sistema | 47 |
| 3.2.2 Sistema IEEE 13 Barramentos. | 47 |
| 3.2.3 Sistema IEEE 37 Barramentos. | 48 |
| 3.2.4 Sistema IEEE 123 Barramentos. | 49 |
| 3.3 Determinação da potência da geração fotovoltaica centralizada e distribuída. | 50 |
| 3.4 Comparação e análise dos resultados | 51 |
| 4 RESULTADOS E DISCUSSÕES | 52 |
| 4.1 CASO 1 - Sistema de 13 barramentos | 52 |
| 4.2 CASO 2 - Sistema de 37 barramentos | 56 |
| 4.3 CASO 3 - Sistema de 123 barramentos | 60 |
| 5 CONSIDERAÇÕES FINAIS | 64 |
| REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS | 67 |

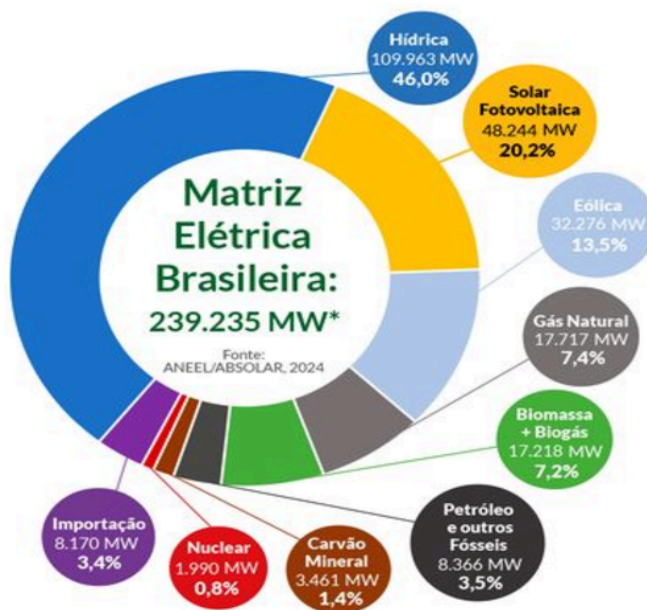
1 INTRODUÇÃO

A energia sempre desempenhou um papel crucial no desenvolvimento econômico das nações e no bem-estar social. Desde as grandes revoluções industriais até as transformações tecnológicas do século XX, o acesso aos recursos energéticos tem sido decisivo para moldar o progresso humano. No entanto, o aumento populacional e a industrialização acelerada nos últimos anos trouxeram novos desafios relacionados à sustentabilidade, problemas técnicos e impactos ambientais, econômicos e sociais.

De uma maneira geral, toda forma de produção energética é justificável, pois a falta deste bem essencial, mesmo em períodos curtos, causa transtornos sociais e financeiros, além de comprometer o desenvolvimento da sociedade. Nesse cenário, fontes renováveis de energia surgem como uma solução estratégica para diversificar a matriz energética e reduzir a dependência de combustíveis fósseis. Em março de 2024, a matriz elétrica do Brasil atingiu a marca de 200 GW. De acordo com os dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), desse total, 84,25% são de fontes renováveis e 15,75% de fontes não renováveis.

As três maiores fontes renováveis que compõem a matriz de energia elétrica brasileira são hídrica (46%), solar fotovoltaica (20,2%), eólica (13,5%) e biomassa (7,2%) e das fontes não renováveis, as maiores são gás natural (7,4%), petróleo (3,5%) e carvão mineral (1,4%). Tal situação pode ser observada na Figura 1, que apresenta a participação na geração de energia no país por tipo de fonte utilizada (ABSOLAR, 2024).

Figura 1 - Matriz Elétrica Brasileira de 2024.



Fonte: ANEEL/ABSOLAR (2024).

No entanto, ocorreu nos últimos anos a popularização da utilização de geração distribuída, com grande foco na geração fotovoltaica. Esta modalidade permite a instalação de sistemas menores, próximos dos pontos de consumo e com impactos ambientais reduzidos se comparado aos grandes empreendimentos (ZILLES; MACÊDO; GALHARDO, 2012).

A implementação da energia solar no Brasil teve um marco em 2012, com a Resolução Normativa ANEEL nº 482, que regulamentou a geração distribuída (GD). Desde então, sistemas de pequeno porte têm sido amplamente adotados por consumidores residenciais, comerciais e industriais, atraídos pelos benefícios econômicos, como a redução da fatura de energia elétrica, e pela independência energética parcial. A tendência é que com o passar dos anos este tipo de geração se torne cada vez mais comum, sendo adotada em larga escala, a qual poderá causar impactos importantes para a rede e por isso merecem ser estudados (SLOOTWEG; KLING, 2002). Segundo o Balanço Energético Nacional (EPE, 2021), divulgado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o Brasil pode ultrapassar 70 GW de potência instalada em geração distribuída (GD) até 2034, em um cenário regulatório otimista.

Paralelamente, a geração centralizada (GC), que consiste em grandes usinas solares conectadas às redes de transmissão e distribuição, também tem ganhado relevância, representando uma solução para atender a demandas em larga escala e o mercado livre de energia.

Embora ambos os modelos tenham contribuído para a expansão da energia solar no país, eles apresentam características e impactos distintos sobre o sistema elétrico. Essa dinâmica, somada à crescente complexidade técnica e econômica da integração da energia fotovoltaica ao sistema elétrico, reforça a importância de análises para avaliar diferentes modelos de geração, com foco na redução de perdas elétricas, melhoria na eficiência e da qualidade da energia.

É importante ressaltar que o escopo desta investigação compreende a geração FV centralizada sem armazenamento, cujas instalações são denominadas no Brasil por usinas de geração fotovoltaicas (UFV), e a micro/minigeração distribuída fotovoltaica para autoconsumo, conectadas à rede elétrica.

Neste sentido, este Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) busca preencher lacunas técnicas e metodológicas ao explorar a comparação desses dois modelos na rede elétrica, com foco especial na análise de perdas elétricas, utilizando o software *OpenDSS*.

1.1 Problema

A matriz energética brasileira, historicamente reconhecida pela predominância de fontes renováveis, enfrenta desafios significativos relacionados à sua eficiência e resiliência. Apesar de sua força hidrelétrica, eventos como as crises hídricas recentes expuseram a fragilidade e vulnerabilidade desse modelo diante de condições climáticas extremas.

Ademais, o crescimento populacional e a intensificação do uso de energia elétrica em setores como transporte e indústria pressionam a infraestrutura existente, gerando preocupações quanto à sua capacidade de atender à demanda de forma confiável. Esses episódios ameaçam o abastecimento energético, impactam a economia e a vida cotidiana da população.

Nesse contexto, a energia solar fotovoltaica surge como uma alternativa estratégica para diversificar a matriz energética. Entretanto, a integração dessa fonte ao sistema elétrico brasileiro apresenta desafios técnicos, especialmente no que diz respeito às perdas elétricas. Na Geração Centralizada (GC), a energia é produzida em grandes usinas e transmitida a longas distâncias, o que pode resultar em perdas significativas ao longo das linhas de transmissão/distribuição. Por outro lado, na Geração Distribuída (GD), a proximidade com o ponto de consumo reduz as perdas em teoria, mas o aumento de fluxos reversos e os impactos no perfil de tensão podem comprometer a eficiência da rede.

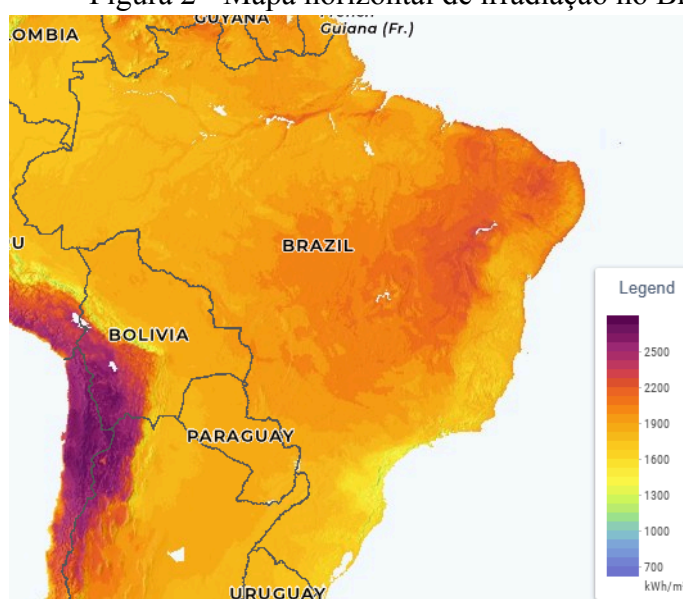
Portanto, este trabalho propõe-se a contribuir, gerando um estudo sobre qual modelo de geração, GC ou GD, apresenta melhor desempenho técnico em termos de perdas elétricas e eficiência energética no cenário brasileiro, utilizando o software *OpenDSS*. Este programa será utilizado para a modelagem e simulação de sistemas de distribuição de energia elétrica.

1.2 Justificativa

Conforme mencionado na seção anterior, a demanda mundial de energia elétrica apresenta um crescimento considerável. Dados de projeção elaborados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME), mostram que o consumo de energia no Brasil deverá crescer em média 2,1% ao ano até 2034. Esta demanda crescente torna interessante a busca por fontes de geração de energia que sejam preferencialmente sustentáveis e renováveis visando a diminuição da dependência do mercado do petróleo e a redução de gases poluentes na atmosfera (HOSENUZZAMAN et al., 2014).

A nível mundial pode-se dizer que a preferência pela fonte energia solar fotovoltaica, se deve por sua disponibilidade, modularidade e baixo impacto ambiental. No Brasil, o cenário é ainda mais promissor, com irradiações solares no mundo, considerando-se as médias anuais registradas, variando de 1.200 a 2.400 kWh/m²/ano, conforme contemplado na Figura 2. Superior à média de países europeus líderes no uso de energia solar, como Alemanha e Espanha (JUNIOR, SOUZA, 2020), essa característica coloca o Brasil em uma posição privilegiada para explorar o potencial da energia fotovoltaica tanto para geração em larga escala quanto para aplicações descentralizadas.

Figura 2 - Mapa horizontal de irradiação no Brasil



Fonte: Global Wind Atlas (2024).

Com base no exposto anteriormente, a adoção da GD e GC fotovoltaica vem crescendo de forma significativa. Desta forma, se destaca a relevância do tema para o cenário energético nacional, considerando as perdas elétricas como um dos principais desafios técnicos a serem enfrentados, representando não apenas um desperdício de energia, mas também custos econômicos elevados que são repassados aos consumidores.

Ao utilizar o *OpenDSS*, uma ferramenta avançada e amplamente reconhecida para análise de sistemas de distribuição, este estudo busca quantificar as perdas elétricas associadas aos modelos de GC e GD. Contudo, o estudo oferece uma contribuição significativa ao setor energético brasileiro, propondo estratégias para otimizar o uso da energia solar e alinhar o país aos compromissos globais de sustentabilidade e eficiência energética.

1.3 Objetivo Geral

Pretende-se com este TCC, estudar os efeitos e impactos causados pela geração distribuída e centralizada fotovoltaica. É proposta uma análise comparativa entre essas duas formas de geração, com foco em mensurar e comparar as perdas elétricas associadas em sistemas de distribuição, utilizando o software *OpenDSS*. Este trabalho irá indicar o que é melhor para o sistema de distribuição, de forma a identificar o modelo mais eficiente para reduzir perdas e otimizar o desempenho do sistema elétrico.

1.4 Objetivos Específicos

- Realizar simulações de fluxo de potência em diferentes cenários, geração centralizada e distribuída fotovoltaica no *OpenDSS*, representando de forma dinâmica as características de microgeração e usina fotovoltaica.
- Realizar a revisão bibliográfica de GC, GD e perdas elétricas.
- Quantificar as perdas elétricas associadas a cada cenário.
- Discorrer sobre a influência gerada por cada modelo, incluindo fluxos de potência, tensões na rede, perdas elétricas e eficiência operacional.
- Identificar qual o melhor cenário em termos de redução de perdas elétricas e impacto no desempenho do sistema de distribuição.
- Contribuir para o planejamento energético nacional, sugerindo boas práticas para integração de sistemas fotovoltaicos na rede elétrica.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Sistemas de distribuição de energia

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) define o sistema de distribuição como um segmento do setor elétrico que promove o rebaixamento da tensão advinda da transmissão em um patamar adequado para o fornecimento da energia elétrica para o usuário final (ANEEL 2018).

Além disso, também se utilizam de transformadores para abaixar o nível da tensão de energia elétrica para diminuir os riscos de acidentes em seu uso (GEDRA; BARROS; BORELLI, 2014). Há vários tipos de redes de distribuição, tais como: aéreas convencionais, compactas, isoladas ou redes subterrâneas. (GEDRA; BARROS; BORELLI, 2014).

A rede de distribuição tem predominância de ser do tipo radial (KERSTING; KERESTES, 2022). Ou seja, usualmente o fluxo de potência percorre o sistema em um único sentido, da subestação para os seus consumidores. Uma configuração em malha é algo mais encontrado em redes de transmissão (OLIVEIRA; SCHMIDT; ROBBA, 2000).

Tal diferença influencia na escolha da ferramenta de cálculo do ponto operativo (“fluxo de potência”), pois em várias situações o método de varredura tem sido aplicado em sistemas de distribuição de energia (KERSTING; KERESTES, 2022).

Além disso, no sistema de distribuição de energia elétrica existe uma predominância de cargas monofásicas e bifásicas, o que não é encontrado em sistemas de transmissão que apresentam, majoritariamente, cargas trifásicas. Tal fato resulta em desequilíbrios de queda de tensão entre as fases nos sistemas de distribuição, algo que dificilmente é visualizado na rede de transmissão. A distribuição de energia elétrica aos clientes é realizada nos potenciais:

- Médios clientes abastecidos por tensão de 11,9 kV / 13,8 kV / 23 kV;
- Clientes residenciais, comerciais e industriais até a potência de 75 kVA (o abastecimento de energia é realizado no potencial de 110, 127, 220 e 380 Volts);
- Distribuição subterrânea no potencial de 24 kV.

Zhang et al. (2009) citam que a complexidade da rede de distribuição está aumentando com a inovação tecnológica, o crescimento da geração centralizada e distribuída, com fontes renováveis, e cargas que adicionam um fator de imprevisibilidade como os veículos elétricos e veículos híbridos. Mas o sistema atual possui controle limitado, pouco poder de manobra,

pouco controle de potência reativa e pouca capacidade de correção de FP. A introdução destas novas gerações poderia afetar a qualidade da energia entregue e a eficiência. A GD pode produzir também impacto na confiabilidade do sistema e na infraestrutura existente com possibilidade de extrapolar certos limites de operação.

2.2 Energia solar

“O aproveitamento da energia gerada pelo Sol, inesgotável na escala terrestre de tempo, tanto como fonte de calor quanto de luz, é hoje umas das alternativas energéticas mais promissoras para prover a energia necessária ao desenvolvimento humano” (CEPEL; CRESEB,2014).

A fim de obter uma compreensão melhor das informações abordadas, são necessários alguns esclarecimentos sobre os conceitos de radiação solar, irradiação e irradiância. Sendo assim, segundo a norma ABNT NBR 10899:2013, tem-se que: (ABNT, 2013).

- **Radiação solar:** Forma de transferência de energia advinda do sol, através da propagação de ondas eletromagnéticas;

- **Irradiância solar:** Taxa na qual a radiação solar incide em uma superfície, por unidade de área desta superfície, normalmente medida em watt por metro quadrado W/m^2 ;

- **Irradiação solar:** Irradiância solar integrada durante um intervalo de tempo especificado, normalmente uma hora ou um dia, medida em Wh/m^2 ou J/m^2 , sendo simbolizada por “I” quando integrada em uma hora;

- **Massa de ar:** Simbolizada por “AM”, a massa de ar é a razão entre o caminho óptico percorrido pelos raios solares na atmosfera e o caminho vertical na direção de zênite ao nível do mar.

A quantidade de Radiação Solar captada por uma determinada área, em um intervalo de tempo pode ser definido pela Equação 1:

$$H = G \times S \times t \quad (1)$$

Sendo, H: radiação solar acumulada em kWh; G: irradiância solar em kW/m^2 ; S: área de superfície do módulo em m^2 ; t: tempo em horas.

2.2.1 Geração solar fotovoltaica

A energia solar fotovoltaica se baseia na conversão da radiação solar em eletricidade, através de materiais semicondutores, resultando em um fenômeno conhecido por efeito fotovoltaico.

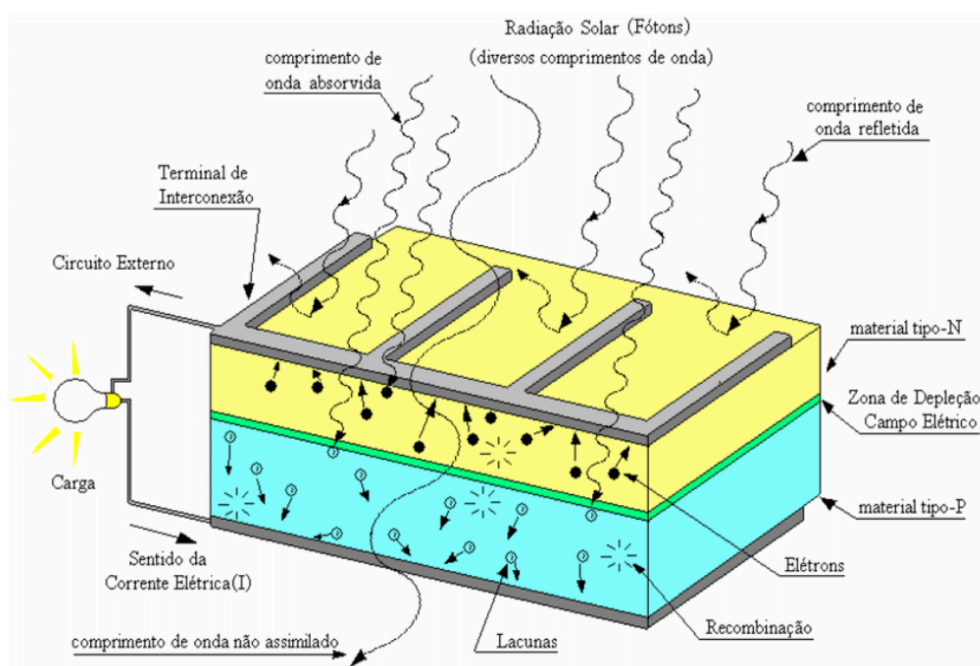
Segundo Nascimento (2004), baseando-se no relato de Edmond Becquerel em 1839, a energia solar fotovoltaica ocorre “quando nos extremos de uma estrutura de matéria semicondutora surge o aparecimento de uma diferença de potencial elétrico, devido à incidência de luz. No processo de conversão da energia radiante em energia elétrica, a célula é a unidade fundamental”.

Para Wendling (2011), as células são fabricadas com material semicondutor, ou seja, um material com condutividade elétrica intermediária entre condutores e isolantes.

O semicondutor mais usado é o silício. Seus átomos se caracterizam por possuírem quatro elétrons que se ligam aos vizinhos, formando uma rede cristalina. Porém, devido à falta de elétrons livres, o silício puro não é um bom condutor. Por este motivo, costuma-se acrescentar, por processo de dopagem, certa porcentagem de fósforo e boro ao mesmo.

A Figura 3 mostra como a energia é obtida através da conversão direta da luz em eletricidade, por meio do efeito fotovoltaico e o aspecto construtivo de uma célula fotovoltaica com a junção p-n.

Figura 3 – Composição de uma célula fotovoltaica.



Fonte: GHENSEV, 2006.

Se, partindo de um silício puro, forem introduzidos átomos de boro em uma metade e de fósforo na outra, será formado o que se chama junção pn. O que ocorre nesta junção é que elétrons livres do lado n passam ao lado p onde encontram as lacunas que os capturam. Isto faz com que haja um acúmulo de elétrons no lado p, tornando-o negativamente carregado, e uma redução de elétrons do lado n, que o torna eletricamente positivo. Estas cargas aprisionadas dão origem a um campo elétrico permanente.

As células fotovoltaicas de silício podem ser classificadas de acordo com a sua estrutura molecular que são: monocristalino, policristalino e silício amorfo.

2.2.2 Sistemas fotovoltaicos

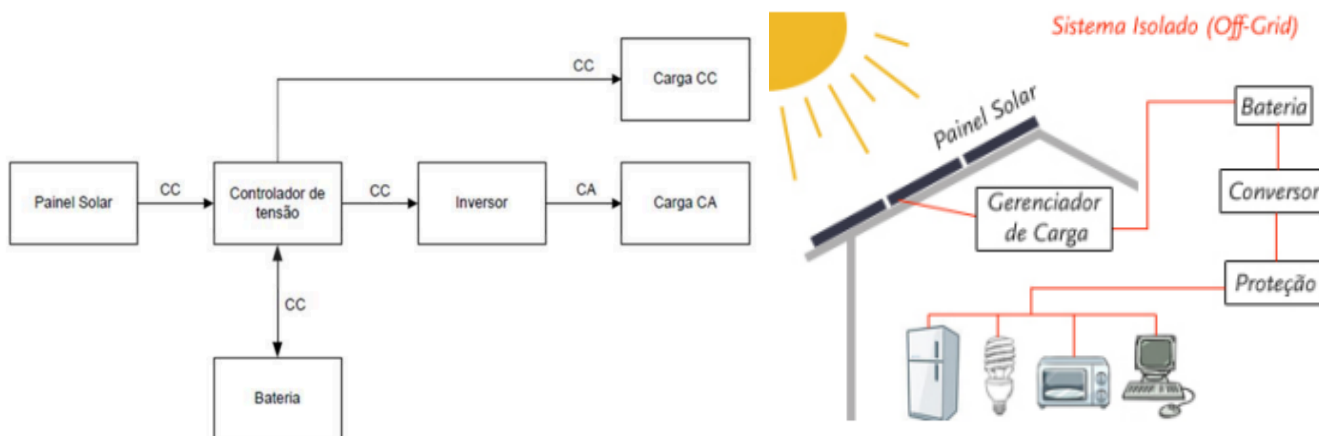
O sistema fotovoltaico gera energia limpa e renovável através da conversão direta de luz em eletricidade. Esses sistemas podem ser divididos em:

- Sistema isolado (off-grid).
- Sistema conectado à rede (on-grid).

Os sistemas fotovoltaicos isolados, também conhecidos como sistemas *off-grid*, são aqueles que não possuem conexão com a rede elétrica convencional. Nesses sistemas, a energia gerada pelos módulos fotovoltaicos é utilizada localmente para alimentar as cargas elétricas, podendo ser consumida instantaneamente ou armazenada em bancos de baterias para utilização em períodos sem irradiância solar, como durante a noite ou em dias nublados.

Em algumas aplicações, os módulos podem ser conectados diretamente às cargas, principalmente em sistemas simples de bombeamento de água ou ventilação, onde não há necessidade de armazenamento contínuo de energia, conforme a Figura 4. Entretanto, na maioria das aplicações residenciais, rurais ou remotas, utiliza-se um sistema de armazenamento para garantir continuidade no fornecimento elétrico.

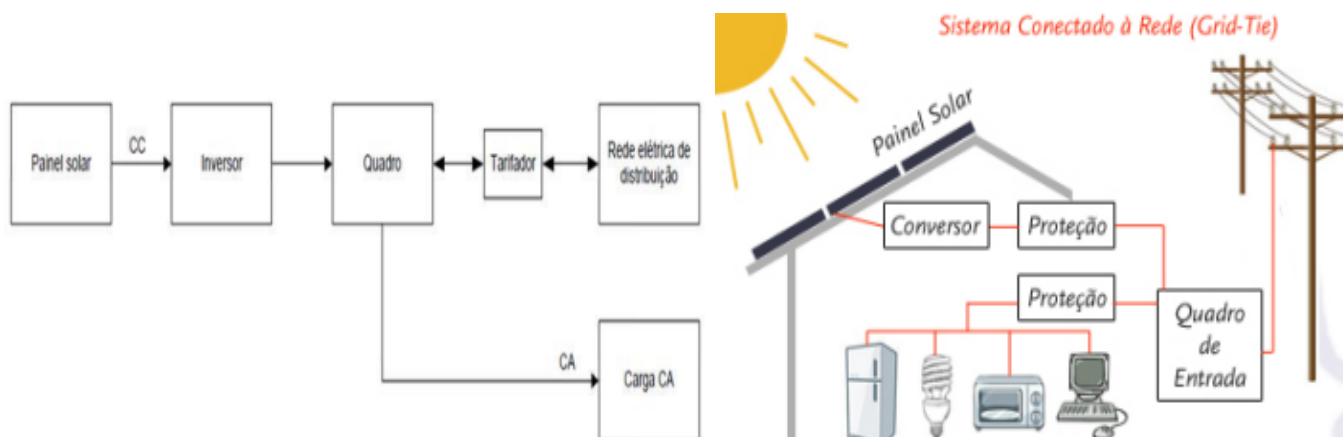
Figura 4 – Diagrama representativo de sistemas fotovoltaicos isolados.



Fonte: Opel Consultoria (2015).

Os sistemas conectados à rede, por outro lado, operam interligados ao sistema de distribuição da concessionária de energia. Nesse tipo de configuração, a energia gerada pelos módulos fotovoltaicos é convertida por inversores sincronizados com a rede elétrica e utilizada prioritariamente para suprir o consumo local da unidade consumidora, conforme a Figura 5.

Figura 5 – Diagrama representativo de sistemas fotovoltaicos conectado à rede.



Fonte: Opel Consultoria (2015).

Quando a geração é superior ao consumo instantâneo, o excedente de energia é injetado na rede elétrica, gerando créditos energéticos conforme as regulamentações vigentes. Por outro lado, quando a geração fotovoltaica é insuficiente, a demanda é complementada automaticamente pela concessionária. Diferentemente dos sistemas isolados, os sistemas conectados à rede normalmente não necessitam de bancos de baterias, reduzindo custos de implantação e manutenção, além de apresentarem maior eficiência operacional. Atualmente,

esse modelo representa a configuração mais utilizada em instalações residenciais, comerciais e industriais devido à sua viabilidade econômica e simplicidade de operação.

Segundo o Portal Solar (2021), o consumidor com sistemas on-grid consegue economizar até 95% nas contas de energias, além de ser vantajoso para aqueles que desejam um projeto próximo da rede de distribuição. Em contrapartida, aos consumidores com residências ou indústrias localizadas em locais distantes da rede de distribuição/transmissão, os sistemas off-grid tornam-se vantajosos.

2.3 Geração distribuída fotovoltaica

A Geração Distribuída pode ser definida como aquela em que há uma produção de energia elétrica em pequena escala, junta ou próxima da carga (consumidores), como se é observado pela Figura 6.

Figura 6 – Exemplo de Geração Distribuída fotovoltaica.



Fonte: Portal Solar (2024).

Esta se diferencia da Geração Centralizada por convencionalmente ser instalada em locais de pequeno espaço geográfico (SHAYANI, 2011). Segundo (CAMARGO, 2013), uma fonte de energia elétrica somente será considerada como geração distribuída, uma vez que a mesma atender aos seguintes parâmetros:

- Possuir conexão direta a rede de distribuição;
- Ser conectada junta ou próxima ao consumidor de energia elétrica;
- Estar conectada à rede de distribuição, sem que seja geração centralizada;

Denomina-se microgeração distribuída a central geradora com potência instalada até 75 quilowatts (KW). Já a minigeração distribuída é aquela com potência acima de 75 kW e menor ou igual a 3 MW (podendo ser até 5 MW em situações específicas, nos termos dos incisos IX e XIII e do Parágrafo Único do art. 1º da Lei nº 14.300/2022). Ambas são conectadas à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

Entre as modalidades de participação no SCEE, estão:

- autoconsumo local - quando a energia é gerada e compensada no mesmo local onde está instalada a MMGD;
- autoconsumo remoto - quando a energia pode ser gerada em um local e compensada em outro, desde que em unidades consumidoras do mesmo titular;
- geração distribuída em empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras - a energia gerada pode ser repartida entre os condôminos em porcentagens ou ordem de prioridade definidas pelos próprios consumidores; e
- geração compartilhada - diversos interessados podem se unir por meio de consórcio, cooperativa, condomínio civil voluntário ou edifício ou qualquer outra forma de associação civil, instituída para esse fim para instalar uma ou mais centrais de MMGD e utilizar a energia gerada para compensação do consumo de todos os participantes.

2.3.1 Impactos e desafios geração distribuída

A geração distribuída em larga escala, ao ser conectada diretamente à rede elétrica, pode impactar significativamente os alimentadores, apresentando tanto vantagens quanto desafios (SHAYANI, 2011). Este tópico discute os principais problemas ocasionados na rede devido à conexão de geradores, como variação de tensão, fluxo de potência e perdas (PALUDO, 2014).

O sistema de distribuição de energia elétrica foi originalmente projetado para operar com um fluxo de potência unidirecional, no qual a energia é gerada em centrais distantes e transportada até os centros de consumo. Isso exige uma adaptação por parte das distribuidoras, pois a injeção de energia na rede não pode ser tratada apenas como uma

alimentação secundária, mas sim como um novo elemento ativo que afeta a estabilidade e o controle do sistema (SHAYANI, 2011). Esse tipo de conexão pode intensificar variações de tensão, afetando a qualidade da energia e reduzindo a vida útil de equipamentos reguladores, aumentando os custos operacionais (PALUDO, 2014).

Em geral, a tensão é mais alta próxima às fontes de geração e menor nas cargas. A GD pode ajudar a reduzir quedas de tensão nos horários de pico, funcionando como um regulador. No entanto, sua conexão também pode gerar elevações de tensão além dos limites permitidos pela ANEEL, resultando em problemas como fluxo reverso em transformadores e perdas em bancos de capacitores (SHAYANI, 2011).

Esse efeito pode comprometer a eficiência da rede elétrica e impactar negativamente o desempenho de diversos equipamentos, exigindo ajustes na operação e controle do sistema para mitigar possíveis sobrecargas e instabilidades (PALUDO, 2014).

2.4 Geração centralizada fotovoltaica

A geração centralizada é o modelo tradicional de produção de energia elétrica, caracterizado pela concentração da geração em grandes usinas localizadas, em geral, distantes dos centros consumidores. Nesse sistema, a energia é gerada em larga escala por fontes como hidrelétricas, termelétricas, nucleares e parques eólicos, e posteriormente transmitida por meio de extensas redes de alta tensão até os pontos de consumo. De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2019), esse modelo é amplamente utilizado devido à sua capacidade de atender à alta demanda energética em territórios extensos, como o Brasil, onde a matriz elétrica é predominantemente hidráulica.

De acordo com a Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA, 2020), a geração centralizada fotovoltaica tem desempenhado um papel significativo na transição energética global, contribuindo para a descarbonização da matriz elétrica.

Apesar das vantagens, a geração centralizada fotovoltaica apresenta desafios, como perdas elétricas, os custos iniciais elevados e a dependência de grandes áreas para a instalação dos parques solares. Além disso, a intermitência da fonte solar é um fator limitante, exigindo investimentos em sistemas complementares, como baterias para armazenamento de energia ou usinas de suporte a gás natural, para garantir a estabilidade do fornecimento.

Figura 7 – Exemplo de Geração Centralizada fotovoltaica.



Fonte: Portal Solar (2024).

Segundo INPE (2017), na geração centralizada, as usinas de grande porte são instaladas no solo em uma estrutura metálica inclinada e fixa, ou movem-se ao longo da trajetória aparente do sol no eixo. A maioria dos sistemas centralizados são montados no solo, como na Figura 7, mas podem ser estabelecidos em lagos, represas, ou mar, e são chamados de usinas solares flutuantes (PEREIRA, 2019).

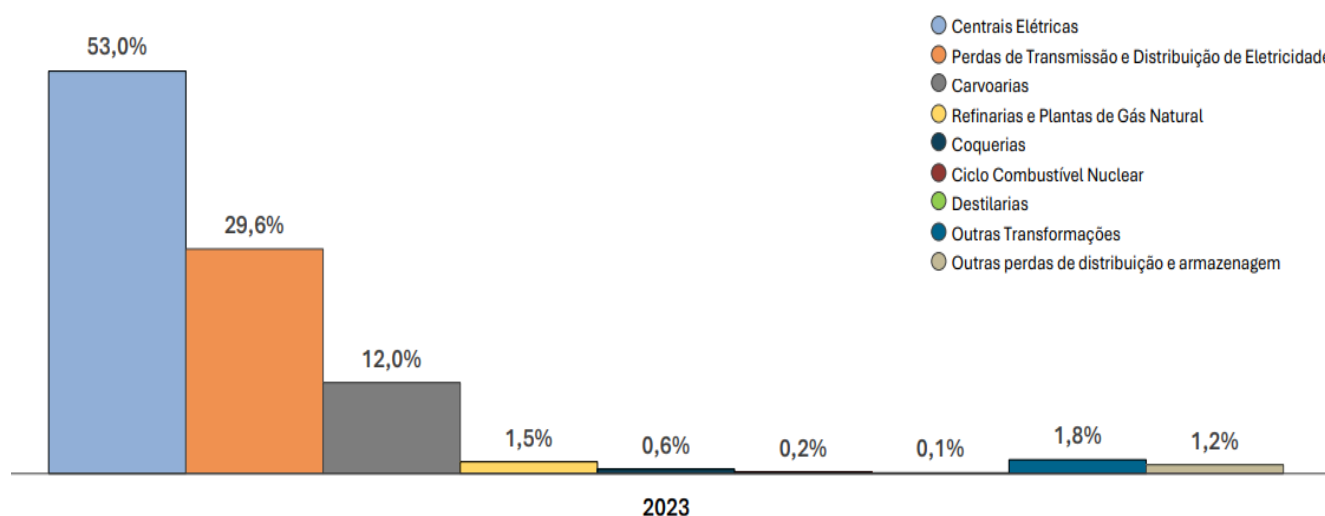
2.5 Perdas elétricas

Neste tópico, serão analisadas as perdas elétricas no sistema de distribuição de energia no contexto da geração centralizada (GC) e da geração distribuída (GD) fotovoltaica. A investigação será conduzida com base em simulações realizadas no software *OpenDSS*, permitindo avaliar os fatores operacionais que influenciam essas perdas, bem como comparar qual melhor modelo para o SEP.

Para a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), as perdas elétricas se referem à diferença entre a energia gerada e a energia comercializada, englobando as perdas técnicas e não técnicas. As perdas de energia elétrica são divididas em técnicas e não técnicas. As perdas técnicas estão relacionadas ao transporte e à transformação da energia nos componentes da rede, enquanto as não técnicas decorrem de irregularidades, como furtos e falhas de medição. Neste estudo, são analisadas apenas as perdas técnicas, por estarem diretamente relacionadas ao comportamento elétrico do sistema.

De acordo com o relatório do BEN (Balanço Energético Nacional), foram identificados os setores do Sistema Elétrico de Potência (SEP) brasileiro onde as perdas elétricas são mais significativas, localizadas em três setores principais: geração, transmissão e distribuição, conforme indicado pela Figura 8.

Figura 8 – Distribuição das perdas entre segmentos.



Fonte: (Balanço Energético Nacional, 2023).

Para determinação das perdas percentuais totais do sistema é considerada a partir da relação entre as perdas ativas totais acumuladas e a energia demandada pelo sistema no cenário base sem geração fotovoltaica. Esse parâmetro permite avaliar a representatividade das perdas técnicas em relação à energia total consumida pela rede, sendo calculado conforme a Equação 2.

$$\%P_{total} = \frac{P_{perdas}}{E_{Base}} \times 100 \quad (2)$$

Sendo:

- P_{perdas} representa as perdas ativas totais acumuladas do sistema;
- E_{base} é a energia total demandada pelo sistema no cenário sem geração fotovoltaica.

Já as perdas relativas podem ser utilizadas para quantificar a redução percentual das perdas elétricas em relação ao caso sem geração fotovoltaica, possibilitando comparar o desempenho dos diferentes cenários analisados. Esse indicador expressa diretamente o impacto da inserção da geração fotovoltaica sobre a eficiência energética do sistema, sendo calculado conforme a Equação 3.

$$\%P_{relat} = \frac{P_{Base} - P_{cenário}}{P_{Base}} \times 100 \quad (3)$$

Sendo:

- P_{base} representa as perdas ativas totais do sistema sem geração fotovoltaica;
- $P_{cenário}$ representa as perdas ativas totais do cenário analisado, considerando geração centralizada ou distribuída.

2.5.1 Perdas técnicas

O transporte da energia, seja na Rede Básica ou na distribuição, resulta inevitavelmente em perdas técnicas relacionadas à transformação de energia elétrica em energia térmica nos condutores (efeito joule) como mostra a Equação 4, perdas nos núcleos dos transformadores, perdas dielétricas, etc.

As perdas técnicas, inevitáveis em qualquer sistema de distribuição, variam conforme as características das redes de cada área de concessão, sendo reconhecidas, nas tarifas pela ANEEL, apenas os níveis eficientes. O detalhamento do cálculo das perdas técnicas regulatórias encontra-se no Módulo 7 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica (ANEEL, 2020) .

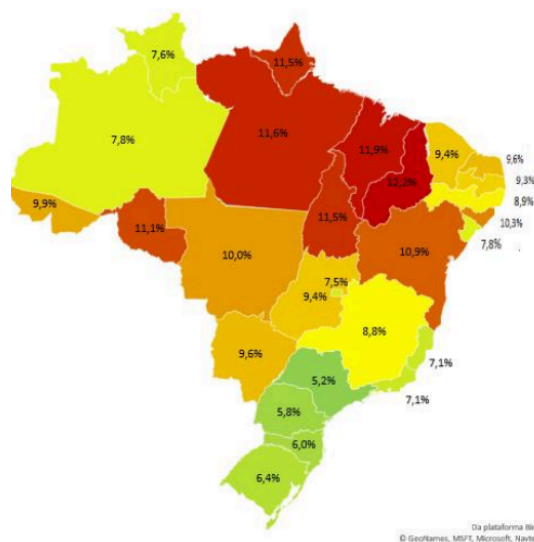
$$P_{\text{losses}} = R \cdot I^2 \quad (4)$$

Sendo:

- Plosses é a potência dissipada (W) ;
- R é resistência elétrica do condutor ou equipamento (Ω);
- I é a corrente elétrica que circula pelo elemento (A);

A Figura 09 apresenta as perdas técnicas regulatórias sobre a energia injetada em 2020 das concessionárias de distribuição, cuja média é de 7,5%.

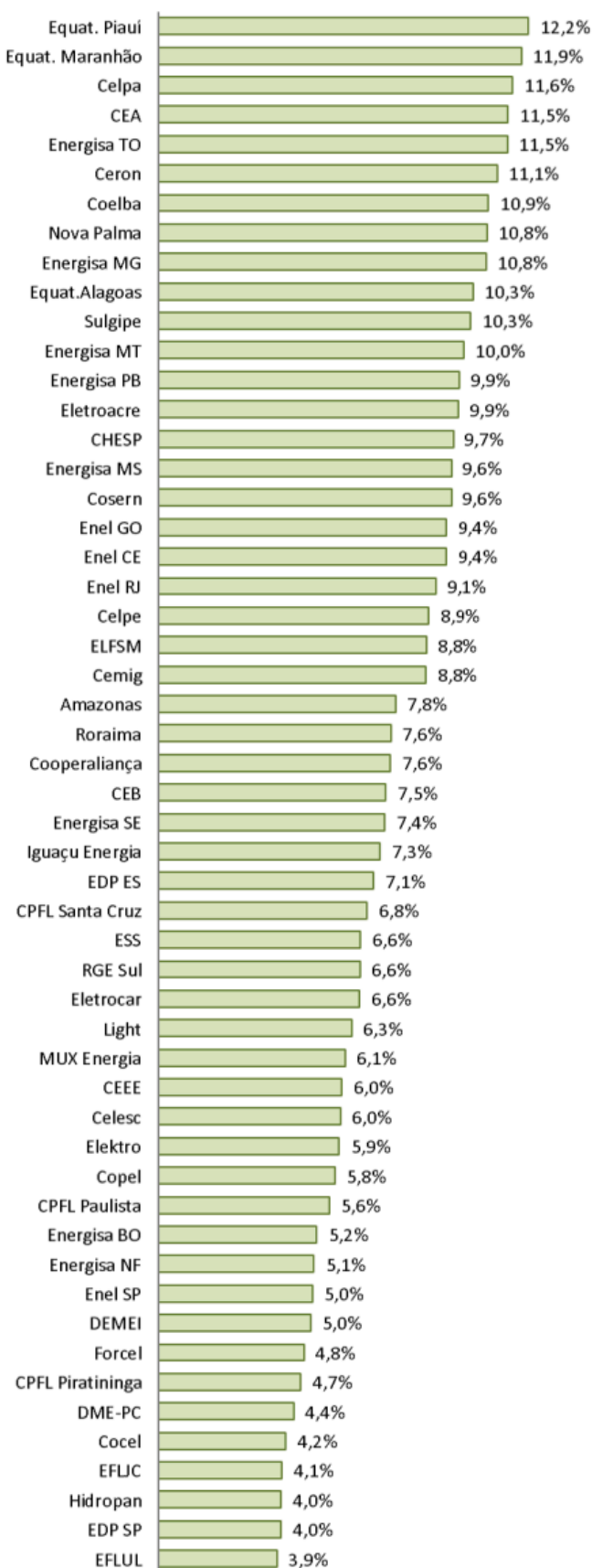
Figura 09 – Perdas Técnicas Regulatórias / Energia Injetada – Mapa Brasil (2020).



Fonte:(ANEEL – Balanço de perdas, 2020).

A Figura 10 apresenta os percentuais regulatórios de perdas técnicas sobre a energia injetada das 53 concessionárias de distribuição em 2020.

Figura 10 – Perdas Técnicas Regulatórias / Energia Injetada – Mapa Brasil (2020).

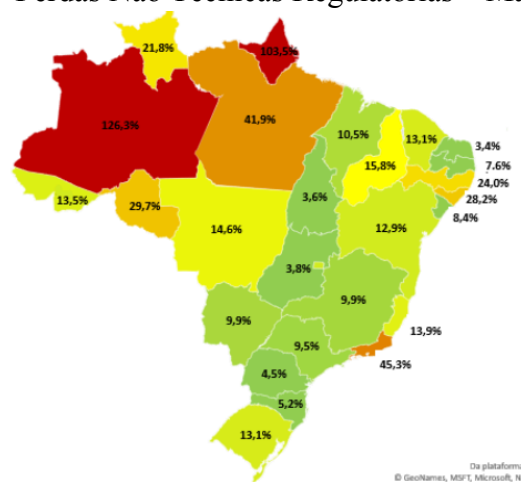


Fonte:(ANEEL – Balanço de perdas, 2020).

2.5.2 Perdas não técnicas

Já as perdas não técnicas são consequência de furtos, fraudes, erros de leitura, medição e faturamento (ANEEL, 2019). Os níveis de perdas não técnicas dependem da gestão das concessionárias, das características socioeconômicas e de aspectos comportamentais existentes em cada área de concessão (ANEEL, 2021). A Figura 11 ilustra os níveis das perdas não técnicas reais e regulatórias sobre o mercado de baixa tensão faturado no Brasil.

Figura 11 – Perdas Não Técnicas Regulatórias – Mapa Brasil (2020)



Fonte:(ANEEL – Balanço de perdas, 2020).

2.5.3 Perdas na distribuição de energia elétricas no Brasil

A literatura internacional apresenta o valor médio de 10-15% para o percentual de perdas totais em um SEP para o transporte de energia, considerando transmissão e distribuição (ERGEG, 2008). A Tabela 1 apresenta os dados de perdas observados em alguns países da Europa e no Brasil.

Tabela 1 - Perdas totais observadas em certos países da Europa em 2005/2006 e Brasil- 2019

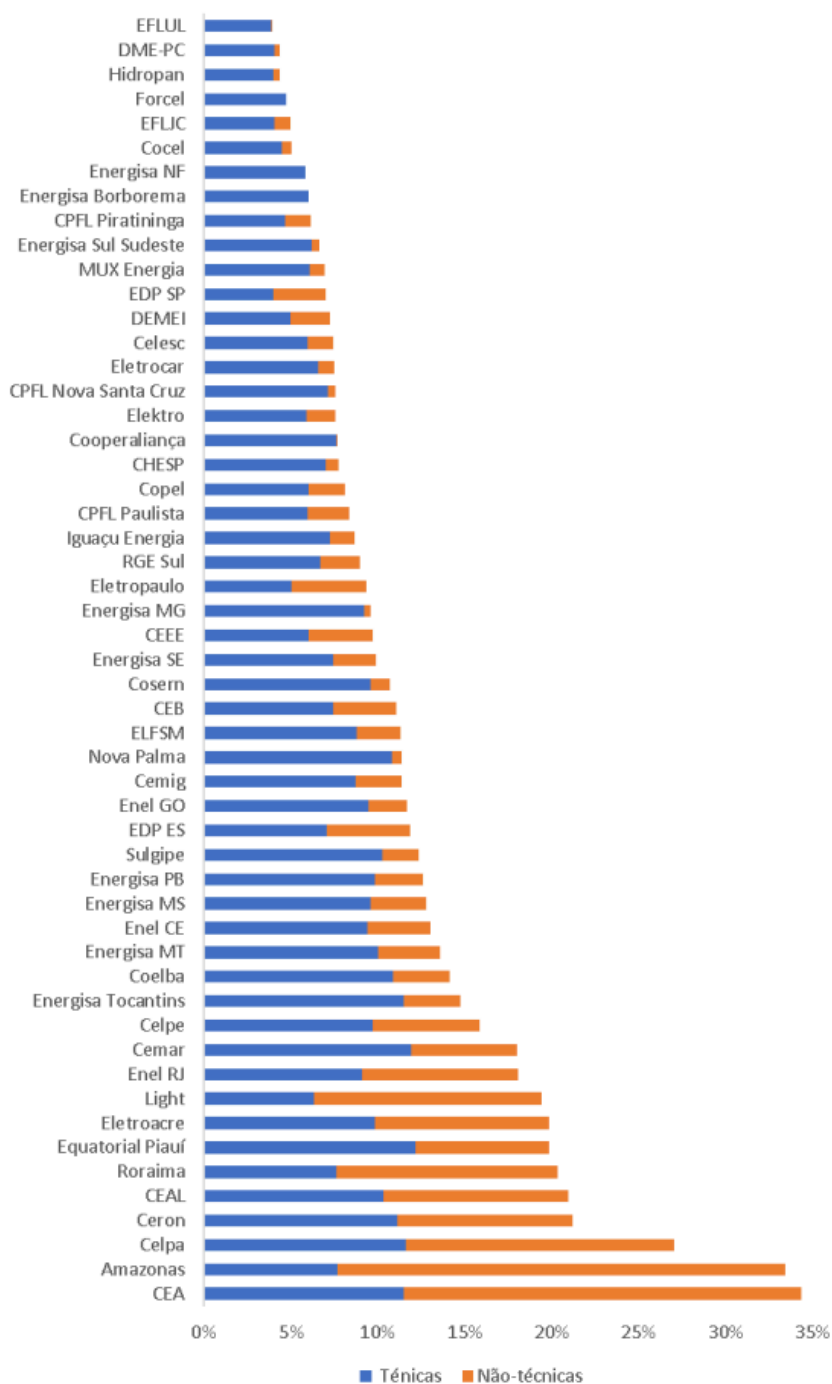
| País | Perdas Totais % |
|----------|-----------------|
| França | 7,3 |
| Portugal | 7,5 |
| Grécia | 8,2 |
| Espanha | 8,3 |
| Brasil | 19,3 |

Fonte: (ERGEG/2008; EPE/2020).

Nota-se que o Brasil possui um percentual de perdas relativamente alto quando comparado com alguns países europeus, este fato ocorre possivelmente devido a dimensão territorial do país, as diferentes condições socioeconômicas e aos níveis de tensão aplicados nas redes no Brasil (ANEEL, 2019).

Na Figura 12 a seguir, tem-se a composição das perdas regulatórias por distribuidora no ano de 2019 no Brasil.

Figura 12 – Perdas totais regulatórias nas distribuidoras do Brasil em 2019.

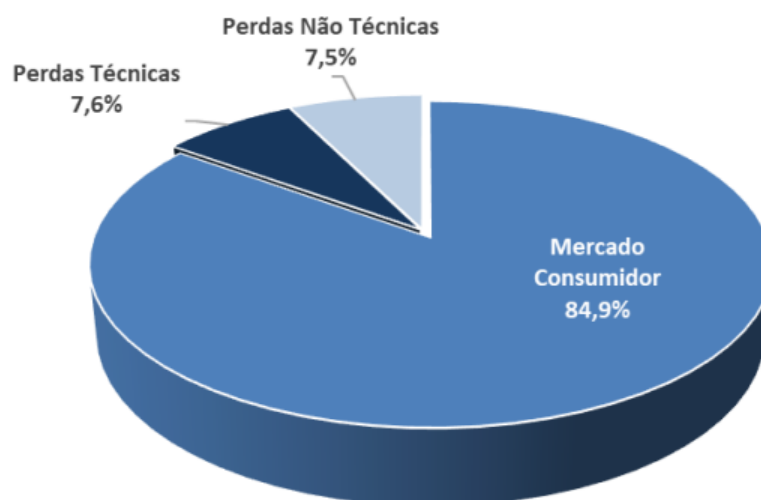


Fonte:(ANEEL, 2018).

No âmbito de sistemas de distribuição, de acordo com a ANEEL, “as perdas totais na distribuição representaram aproximadamente 14,8% do mercado consumidor em 2020. Essas perdas representam mais do que o consumo de energia elétrica das regiões Norte e Centro-Oeste em 2018”.

Em montantes de energia, as perdas técnicas na distribuição corresponderam a cerca de 38,8 TWh e as perdas não técnicas 37,9 TWh em 2020. A Figura 13 ilustra a participação dessas perdas.

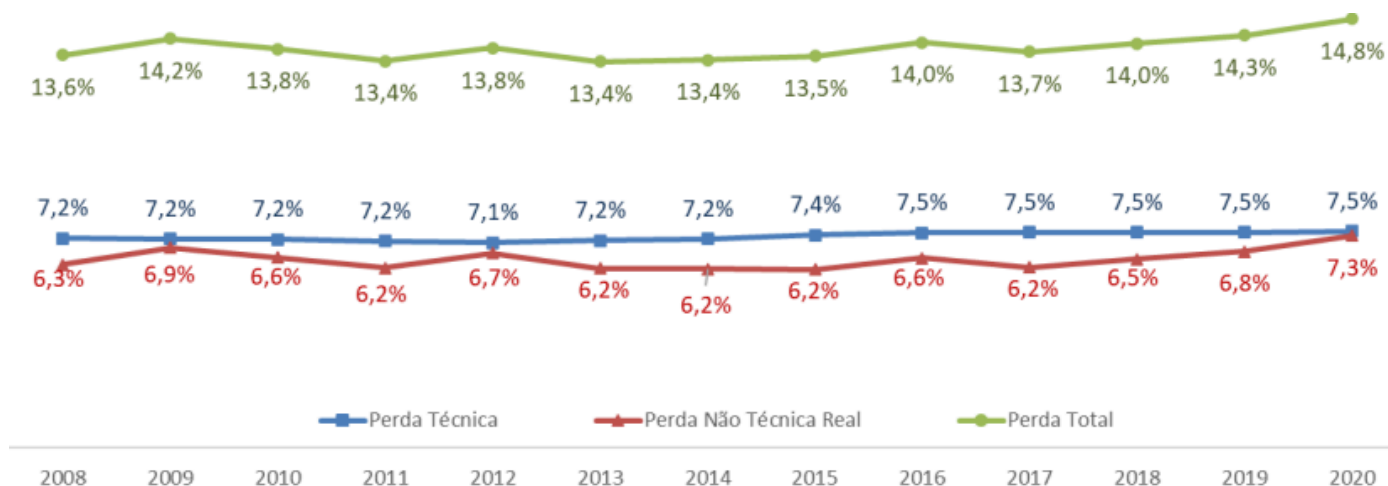
Figura 13 – Perdas sistemas de distribuição sobre a Energia Injetada (2020).



Fonte:(ANEEL– Balanço de perdas, 2020).

A Figura 14 apresenta a evolução das perdas técnicas e não técnicas sobre a energia injetada no período de 2008 a 2020 (ANEEL, 2019).

Figura 14 – Perdas sobre a Energia Injetada (2008-2020)



Fonte:(ANEEL– Balanço de perdas, 2020).

2.5.4 Impacto nas tarifas de energia

Os impactos financeiros das perdas na tarifa de energia também podem ser segregados pelas perdas técnicas e não técnicas. Em 2020, o custo das perdas técnicas, obtido pela multiplicação dos montantes pelo preço médio da energia nos processos tarifários, sem considerar tributos, é da ordem de R\$ 8,5 bilhões. Essas perdas, inevitáveis em qualquer sistema de distribuição, são repassadas aos consumidores, já se considerando a operação eficiente das redes e, portanto, não são passíveis de maiores reduções. Os custos das perdas na rede básica considerados nas tarifas foram de aproximadamente R\$ 1,8 bilhão. Os custos das perdas elétricas técnicas, perdas não técnicas e perda na rede básica podem ser visualizados, conforme a Figura 15.

Figura 15 – Custo sobre perdas elétricas.



Fonte:(ANEEL– Balanço de perdas, 2020).

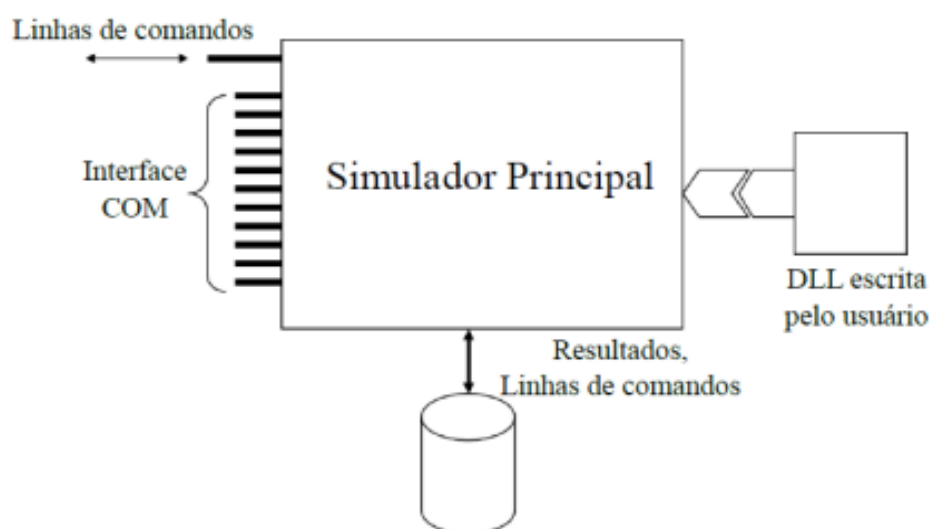
Portanto, o estudo das perdas elétricas é essencial para melhorar a eficiência dos sistemas elétricos e reduzir os impactos financeiros, que são repassados aos consumidores e agentes do setor. Além de elevar os custos, as perdas aumentam a demanda por geração adicional, comprometendo a sustentabilidade energética. Portanto, pesquisas nessa área são fundamentais para desenvolver sistemas mais eficientes, econômicos e sustentáveis, beneficiando a confiabilidade e a viabilidade do setor elétrico.

2.6 OpenDSS

O desenvolvimento deste trabalho contará com o software de simulação *OpenDSS*, desenvolvido pela *Electric Power Research Institute (EPRI)*. O software é uma ferramenta abrangente de simulação de sistemas elétricos de concessionárias de energia elétrica. O *OpenDSS* refere-se tecnicamente à implementação de código aberto do DSS. Ele é implementado tanto como um programa executável independente, quanto como uma DLL COM projetada para ser utilizada em diversas plataformas de software existentes. A versão executável inclui uma interface básica para o usuário acoplada ao motor de solução, para auxiliar os usuários no desenvolvimento de scripts e visualização de soluções (EPRI, 2009).

A estrutura do *OpenDSS* é ilustrada na Figura 16.

Figura 16 – Interface simulador *OpenDSS*.



Fonte: (FREITAS, 2015).

Muitas das funcionalidades encontradas no programa foram desenvolvidas para atender às necessidades de análise de Recursos Energéticos Distribuídos. Outras funcionalidades oferecem suporte à análise de eficiência energética na entrega de energia e à análise de harmônicos. O DSS foi projetado para ser expansível indefinidamente, permitindo modificações para atender a futuras necessidades (EPRI, 2009).

Este software tornou-se nos últimos anos uma referência para estudos na área de distribuição, sendo inclusive utilizado como base de cálculos em estudos de perdas elétricas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (KYMUGISHA, MURIITHI, 2021). Considerando

também que é um software gratuito, a sua escolha de ser utilizado neste TCC também se deve ao fato de que é possível realizar simulações em tempo real de sistemas fotovoltaicos (TIPAN, SINGANA, 2020).

Neste trabalho, o *OpenDSS* será utilizado para simular diferentes cenários de geração distribuída e centralizada, avaliando seus impactos nas perdas elétricas e na eficiência do sistema. O software será fundamental para a realização de análises comparativas entre as duas estratégias, auxiliando na identificação de possíveis vantagens e desafios associados a cada abordagem.

Nas seções a seguir são explicados com mais detalhe a sintaxe para definição dos elementos que compõem o sistema e alguns exemplos para fim de ilustração. Vale salientar que todas as orientações foram baseadas no manual do software e documentos disponibilizados pela empresa EPRI.

2.6.1 Modelo básico

O *OpenDSS* constitui-se de dois principais blocos para a estruturação de circuitos elétricos: os elementos de transporte de energia (*Power Delivery - PD*), como as linhas e os transformadores, e os elementos de conversão de energia (*Power Conversion - PC*), como, por exemplo, os geradores e as cargas. Além destes, existem também os chamados elementos de suporte, que definem os elementos de medição e controle.

2.6.1.1 Barra

A barra no *OpenDSS* é um elemento de circuito que contém nós, como apresentado na Figura 17. A principal função desse elemento é conectar em seus nós os terminais dos elementos elétricos, que podem ser os PDs ou os PCs. Toda barra apresenta um nó de referência, nó 0, que apresenta tensão nula (RAMOS, 2019).

Por fim, uma característica muito importante do *OpenDSS* é que as barras são apenas criadas a partir da inclusão de elementos elétricos no sistema. Por exemplo, duas barras podem ser criadas quando se declara uma linha e uma barra pode ser criada quando se declara uma carga. O verbo “poder” é utilizado, pois há a possibilidade de se criar uma linha entre duas barras que já foram definidas devido a criação de outros elementos.

Figura 17 – Barra com N nós.

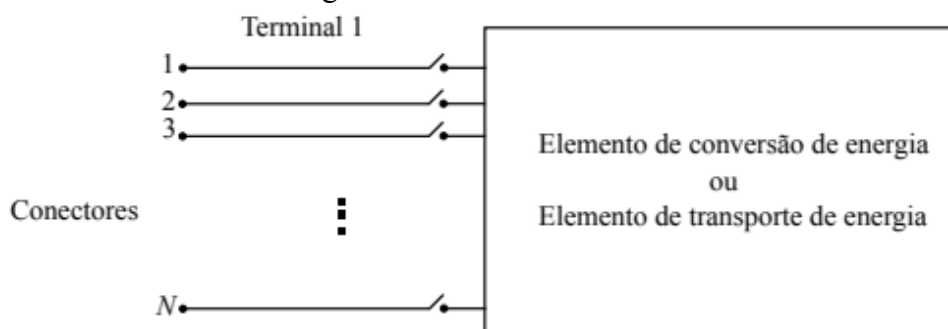


Fonte: (DUGAN, 2018).

2.6.1.2 Terminal

Os elementos elétricos possuem um ou mais terminais que podem conter diversos conectores. Cada terminal deve ser conectado em apenas uma barra. A Figura 18 apresenta um elemento com um terminal que contém N conectores.

Figura 18 –Terminal com N conectores



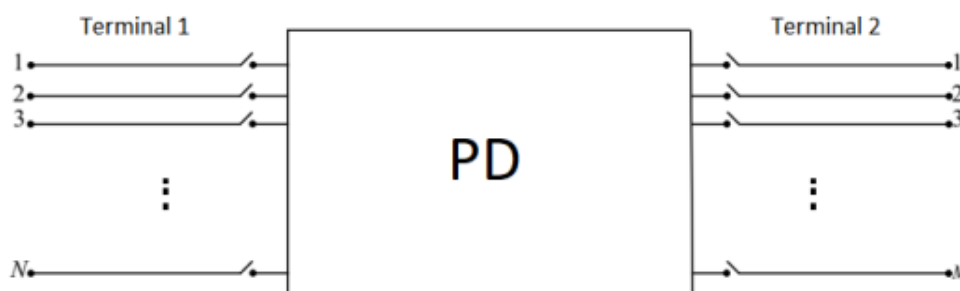
Fonte: Adaptado de (SEXAUER, 2016, p.8).

Segundo Dugan (2018, p.46), "Cada elemento de um circuito elétrico possui um ou mais terminais que podem ser conectados a um ou mais condutores". Os terminais podem ser combinados para formar qualquer conexão elétrica, como conexão Δ ou Y. Se um elemento possuir configuração trifásica, as conexões nos terminais 1, 2 e 3 e o terminal 0 será a referência, representando o aterramento ou condutor neutro do sistema.

2.6.1.3 Elementos de transporte de energia (PD)

Os elementos de transporte de energia (PD) são aqueles que transferem energia de um ponto a outro do sistema. Portanto, sempre possuem dois ou mais terminais polifásicos, como ilustrado na Figura 19. Estes elementos representam componentes elétricos lineares e podem, em geral, ser representados por uma matriz de admitâncias nodais $[Y^-]$.

Figura 19 – Elemento de transporte de energia com dois terminais, o primeiro com N conectores e o segundo com M conectores

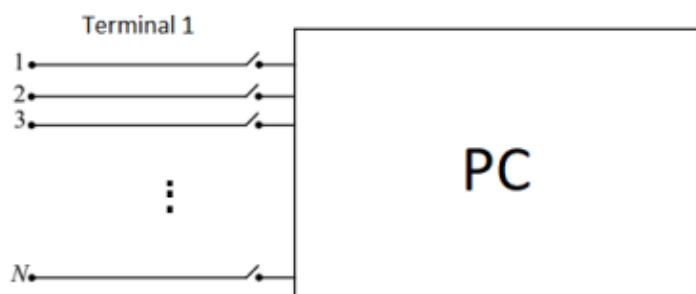


Fonte: Adaptado de (SEXAUER, 2016, p.8).

2.6.1.4 Elementos de conversão de energia (PC)

Os elementos de conversão de energia (PC) são aqueles que convertem a energia do sistema de uma forma para outra, conforme representado na Figura 20. Por vezes estes elementos também podem armazenar energia e possuem apenas um terminal polifásico que se conecta com o sistema. A descrição destes elementos pode ser dada através de uma impedância simples, caso seja linear, ou através de Equivalentes Norton.

Figura 20 – Elemento de conversão de energia.



Fonte: Adaptado de (SEXAUER, 2016, p.8).

2.6.2 Sintaxe da Linguagem de Programação do *OpenDSS*

Cada comando corresponde a uma linha de texto. Via de regra, cada comando apresenta um Verbo e alguns Parâmetros. Existem dois tipos de linhas de comando. A primeira corresponde àquela em que o verbo interage diretamente com um elemento de circuito como na Figura 21.

Figura 21 – Comando representado em linha de texto.

```
VerboComando ClasseElemento.NomeElemento Param1=Valor1 Param2=Valor2
New Line.Linha Phases=3 Bus1=A Bus2=B length=1 units=km linecode=
ArranjoTeste
```

Fonte: (SEXAUER, 2016).

O segundo tipo de linha de comando corresponde àquela em que o verbo não interage com um elemento, por exemplo a Figura 22.

Figura 22 – Segunda linha de comando representada em texto.

```
VerboComando Param1=Valor1 Param2=Valor2
Set mode=daily stepsize=1h number=24
```

Fonte: (SEXAUER, 2016).

2.6.2.1 Verbo

A Tabela 2 apresenta os verbos de comando mais comuns. Caso nenhum verbo seja especificado, o verbo *Edit* é utilizado.

Tabela 2 - Principais Verbos

| Verbo | Descrição |
|---------------------|---|
| <i>New</i> | Cria um novo elemento de circuito |
| <i>Edit</i> | Edita um elemento de circuito escolhido |
| <i>Set</i> | Define as opções de solução como, por exemplo, Mode |
| <i>Solve</i> | Realiza a solução do circuito definido |
| <i>Show</i> | Apresenta relatórios de resultados em arquivos *.txt |
| <i>Energy Meter</i> | Apresenta relatórios de resultados para simulações diárias .txt |
| <i>Plot</i> | Plota os resultados do fluxo de potência no circuito |

Fonte: (RAMOS, 2019).

2.6.2.2 Classe do elemento

No *OpenDSS*, a criação e edição de elementos no sistema é realizada por meio de comandos estruturados que seguem a sintaxe básica: verbo + classe do elemento +

parâmetros. As principais classes de elementos incluem componentes fundamentais para modelagem e análise de sistemas elétricos, como na Tabela 3.

Tabela 3 - Principais classes de elementos no *OpenDSS*.

| Classe | Descrição | Exemplo de código |
|--------------------|---|--|
| <i>Circuit</i> | Representa o sistema elétrico como um todo. | New Circuit.MyCircuit BasekV=13.8 Phases=3 Bus1=Bus1 Frequency=60 |
| <i>Line</i> | Modela condutores elétricos que interligam os nós do sistema. | New Line.MyLine Phases=3 Bus1=Bus1 Bus2=Bus2 Length=0.5 Units=km R1=0.1 X1=0.2 |
| <i>Transformer</i> | Representa transformadores com uma ou mais bobinas. | New Transformer.MyTransformer Phases=3 Windings=2 XHL=5.0 Wdg=1 Bus=Bus1 kV=13.8 kVA=1000 Conn=Wye Wdg=2 Bus=Bus2 kV=0.4 kVA=1000 Conn=Delta |
| <i>Load</i> | Modela cargas conectadas ao sistema. | New Load.MyLoad Bus1=Bus2 Phases=3 kV=0.4 kW=100 PF=0.95 |
| <i>Generator</i> | Modela fontes de geração, como geradores síncronos ou sistemas fotovoltaicos. | New Generator.MyGen Bus1=Bus3 Phases=3 kV=13.8 kW=500 PF=1.0 |
| <i>PVSystem</i> | Representa sistemas fotovoltaicos conectados à rede. | New PVSystem.MyPV Bus1=Bus4 Phases=3 kV=0.4 kVA=200 Irradiance=1.0 PF=1.0 |
| <i>Capacitor</i> | Modela bancos de capacitores para compensação de potência reativa. | New Capacitor.MyCap Bus1=Bus5 Phases=3 kV=13.8 kvar=600 |
| <i>Monitor</i> | Registra dados de variáveis do sistema durante as simulações. | New Monitor.MyMonitor Element=Line.MyLine Terminal=1 Mode=0 |

Fonte: (SEXAUER, 2016).

2.6.3 Fluxo de potência e perdas no *OpenDSS*

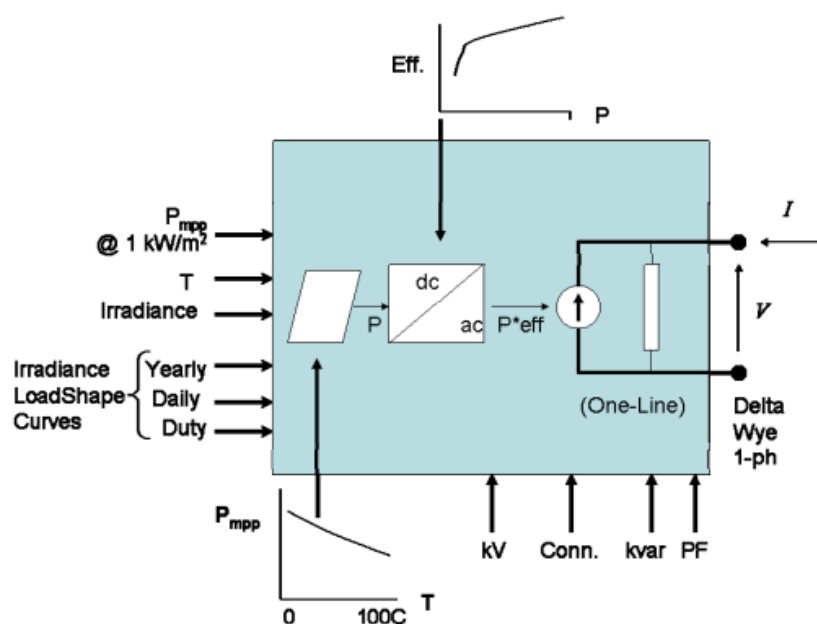
O *OpenDSS* calcula as perdas ativas e reativas através do fluxo de potência, método fundamental para simulações em regime permanente de sistemas elétricos.

O algoritmo de Newton-Raphson utilizado no *OpenDSS* resolve as equações não lineares que descrevem o fluxo de potência, permitindo calcular as perdas totais de forma eficiente. Ele atualiza as variáveis de operação, como a tensão nas barras e os fluxos de potência nos ramos da rede, até atingir o equilíbrio (EPRI, 2009).

2.6.4 PVsystem

A Figura 23 mostra um diagrama esquemático do modelo do dispositivo *PVSystem* recentemente implementado no *OpenDSS*, na *Build 28*. O modelo apresenta uma potência ativa injetada no ponto de interconexão, que é função da irradiação, temperatura, eficiência do conversor, tensão da rede e da potência nominal do painel no ponto de máxima potência. O arranjo dos GFV é constituído por dois elementos principais: os módulos FV e o inversor.

Figura 23 – Diagrama de blocos do modelo *PVsystem Element*.



Fonte: (EPRI, 2011).

O valor da potência na saída do painel em um dado instante é calculada pela Equação 5:

$$P_{FV}(t) = P_{mpp} \cdot G_{FV} \cdot F_{temp} \cdot E_f \quad (5)$$

Sendo:

- P_{mpp} é a potência nominal do painel no ponto de máxima potência, a uma temperatura de 25 °C, quando submetido a irradiação solar de 1 kW/m² (kW);
- G_{FV} é a irradiação solar (1 kW/m²);
- F_{temp} é o fator de temperatura do painel FV, ele associa a temperatura na superfície do painel com a saída de potência do mesmo, de forma que, quanto maior a temperatura, menor a injeção de potência na rede;
- E_f é a eficiência do inversor FV (%)

A interface com o modelo de circuito é a mesma de qualquer elemento de conversão de energia (PC) no programa. Basicamente, ele aparece de forma semelhante ao modelo de circuito como um Gerador, Carga ou Dispositivo de Armazenamento, produzindo ou consumindo energia de acordo com alguma função (EPRI, 2011).

2.6.4.1 Potência reativa

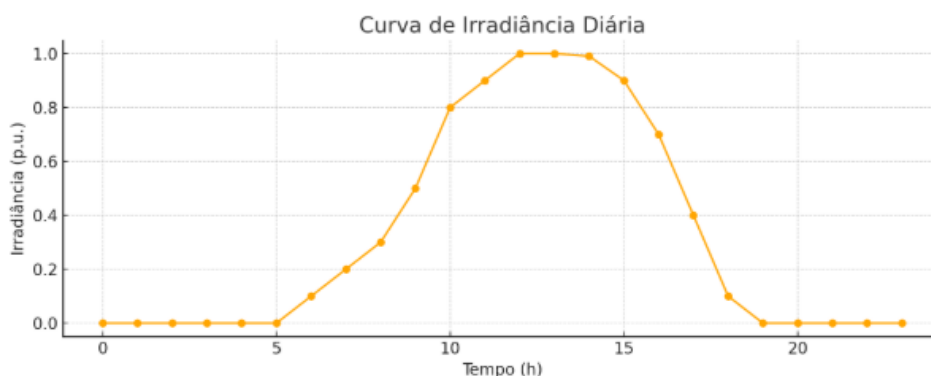
A potência reativa é especificada separadamente da potência ativa e pode ser especificada como valores fixos de kvar ou um valor de fator de potência fixo. Se a propriedade PF for especificada, o modelo mantém um fator de potência de saída constante até que a propriedade PF seja alterada (modo padrão). Se a propriedade kvar for especificada, assume-se que o inversor tenta manter esse valor, apesar do valor atual da potência do painel. A saída real de kvar é reduzida se a classificação kVA do inversor for excedida.

2.6.4.2 Curva de Irradiância e Temperatura: *Loadshape* e *Tshapes*

O modelo permite a modificação dos valores de irradiância e temperatura com o uso de objetos *Loadshape* e *Tshapes*, respectivamente, o que torna o modelo dinâmico para simulações diárias, anuais ou de ciclos de operação. Se não forem definidos, os valores diários assumem um multiplicador constante de 1.0.

Os parâmetros utilizados na modelagem do sistema fotovoltaico foram obtidos a partir dos exemplos disponibilizados por Radatz (2019), que utilizam curvas típicas de irradiância solar e temperatura ambiente para representação das condições de operação de sistemas fotovoltaicos no OpenDSS. A Figura 24 apresenta a curva diária de irradiância adotada neste trabalho. (RADATZ, Paulo. pvsystemexamples.dss. GitHub, 2019) .

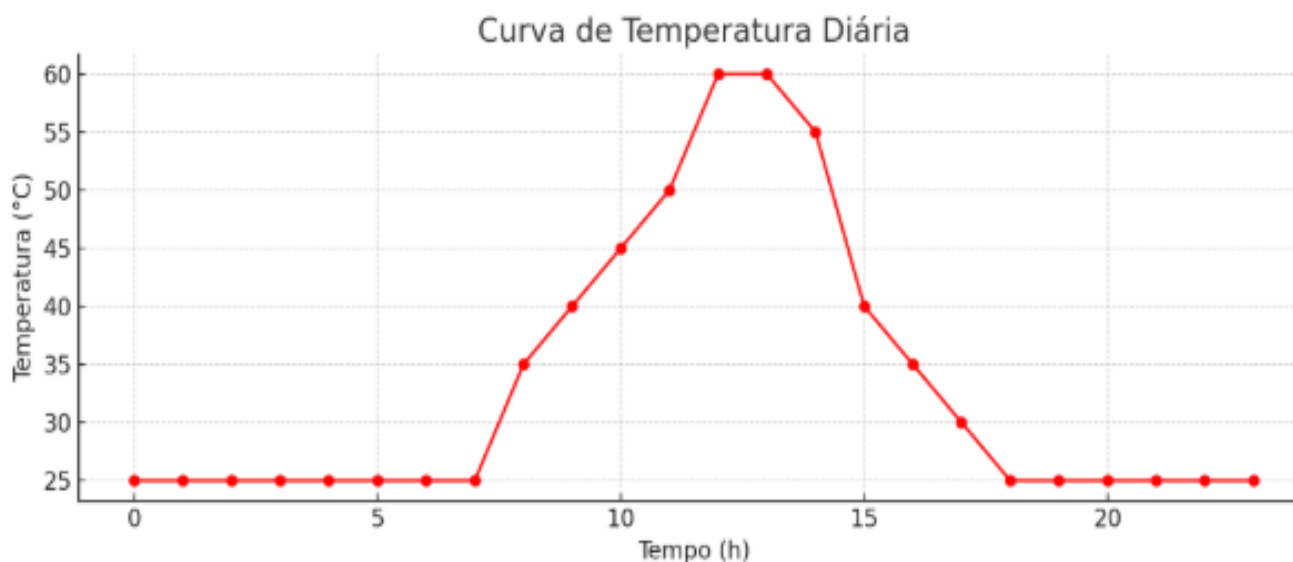
Figura 24 – Variação da irradiação solar em função das condições climáticas atmosféricas.



Fonte: (Próprio Autor., 2026).

A Figura 25 representa a curva de temperatura diária utilizada como modelo para o trabalho.

Figura 25 – Variação da temperatura solar em função das condições climáticas atmosféricas.



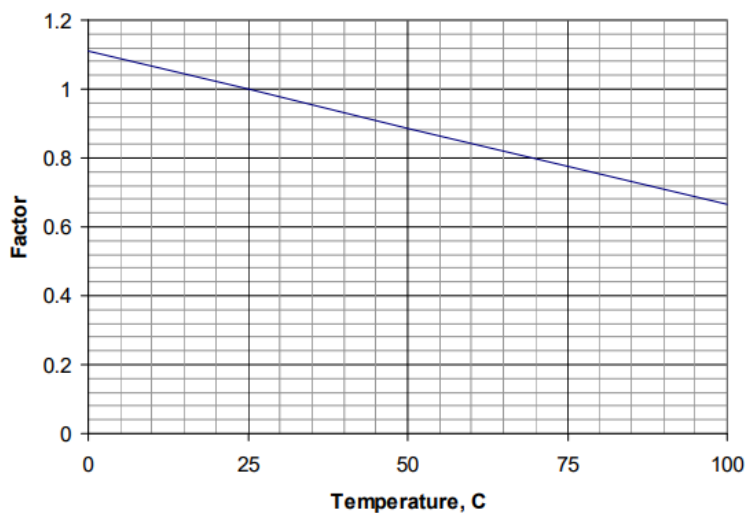
Fonte: (Próprio Autor., 2026).

2.6.4.3 Objetos *XYCurve* para Potência-Temperatura e Eficiência Inversor

O modelo *PVSystem* utiliza objetos *XYCurve* para descrever características específicas dos painéis fotovoltaicos e inversores. Os objetos *XYCurve* são interpolados linearmente entre os pontos definidos para determinar o valor real. Para as curvas usadas no modelo *PVSystem*, geralmente é suficiente inserir apenas 4 ou 5 pontos, pois as curvas são relativamente suaves e monotônicas.

Uma matriz de pontos é usada para descrever como o P_{mpp} varia com a temperatura em relação à temperatura escolhida para o P_{mpp} nominal a 1 kW/m^2 . Este é um fator por unidade para descontar a saída de potência do painel devido à temperatura. O fator é 1.0 para a temperatura na qual o P_{mpp} é definido, para o estudo a temperatura é de $25 \text{ }^\circ\text{C}$. Normalmente, ele diminui para temperaturas mais altas e aumenta para temperaturas mais baixas, como é mostrado na Figura 26.

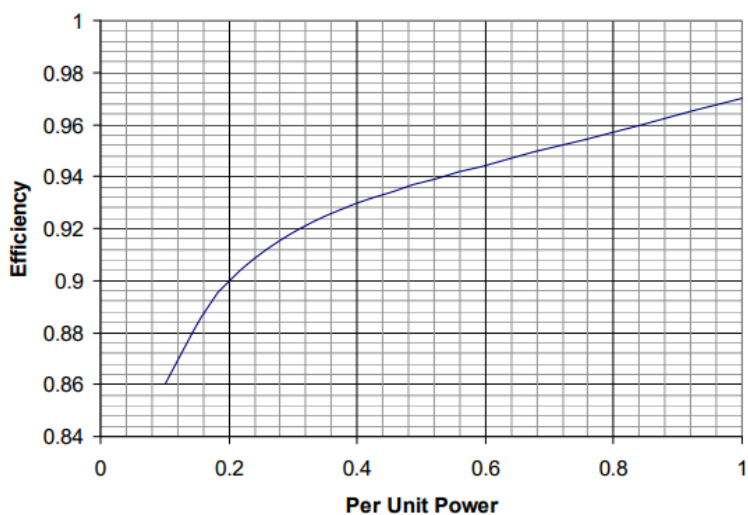
Figura 26 – Representação de Potência de saída do painel vs Temperatura.



Fonte: (EPRI., 2011).

Além disso, uma matriz de pontos é usada para representar a curva de eficiência do inversor. Embora esta seja uma família de curvas dependendo da tensão do barramento DC, o modelo usa apenas uma única curva no momento, utilizando uma curva próxima à tensão de operação típica de uma determinada matriz.

Figura 27 –Eficiência vs Potência do Inversor.



Fonte: (EPRI., 2011).

Finalmente, o modelo assume que o inversor consegue encontrar o ponto de máxima potência (mpp) dentro do intervalo de tempo da simulação. A potência de saída do inversor é determinada aplicando a eficiência a partir de uma curva como a mostrada na Figura 27. Esta é uma curva típica de eficiência a partir da tensão de operação DC esperada em valores altos de irradiância. Eventualmente, se for determinado como importante, o modelo pode ser adaptado para incluir uma família de curvas de eficiência.

3 DESENVOLVIMENTO

3.1 Seleção dos sistemas testes

Serão empregados sistemas testes de distribuição como referência, desenvolvidos por organizações internacionais como o *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) e o *Electric Power Research Institute* (EPRI). Para este trabalho foram utilizados os sistemas testes de 13, 37 e 123 barramentos, em que permitem avaliar o comportamento da GD e GC sob diferentes níveis de complexidade elétrica, topologia, extensão física e carregamento.

3.2 Determinação dos pontos de inserção da GD e GC.

Para a realização das análises propostas neste trabalho, foi necessário definir previamente os pontos de alocação da geração distribuída (GD) e da geração centralizada (GC) no sistema elétrico, já a determinação da potência utilizada em ambos cenários foi determinada na seção 3.3.

No cenário de Geração Centralizada (GC), a usina fotovoltaica foi alocada no ponto mais crítico da rede de distribuição, definido como o barramento que apresenta as condições mais severas de operação e de instabilidade, caracterizadas pelos menores níveis de tensão em p.u. e maiores índices de carregamento.

A inserção deste sistema fotovoltaico (*PVSystem*) foi realizada respeitando as características elétricas do barramento crítico, incluindo seu nível de tensão em média tensão e a configuração de ligação (Δ -Y), que podem variar conforme a topologia do sistema analisado. Como neste caso, o sistema fotovoltaico foi modelado em média tensão, utilizou-se apenas um transformador de acoplamento para realizar sua interligação ao sistema elétrico, preservando as características operacionais do ponto de conexão.

Para o cenário de Geração Distribuída (GD), as unidades fotovoltaicas foram distribuídas em diferentes barramentos da rede, selecionados de forma aleatória, de modo a representar uma maior dispersão espacial da geração renovável. A quantidade total de unidades alocadas foi definida proporcionalmente ao porte do sistema analisado, adotando-se como critério a utilização de um número de geradores equivalente à metade do número total de barramentos da rede. Além disso, a adoção de um critério proporcional ao número de barramentos permite manter a coerência metodológica entre sistemas de diferentes dimensões, possibilitando análises comparativas sob condições equivalentes de penetração da geração distribuída.

Diferentemente da GC, os sistemas fotovoltaicos utilizados na GD foram modelados em baixa tensão. Dessa forma, para possibilitar sua conexão à rede de distribuição em média tensão, foi necessária a utilização de transformadores elevadores, responsáveis pela adequação dos níveis de tensão e das condições de ligação de cada unidade geradora.

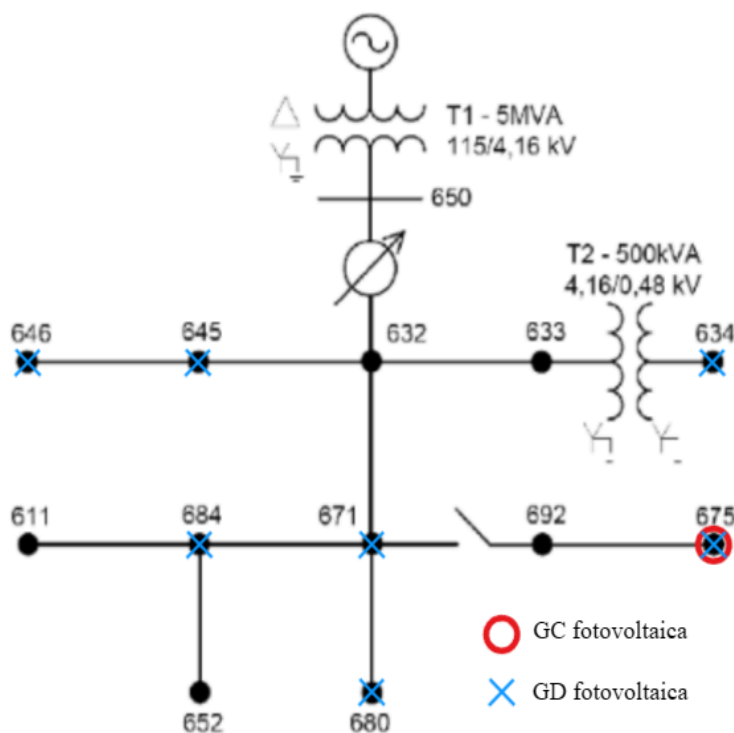
3.2.1 Identificação do ponto crítico do sistema

Para cada sistema selecionado, será identificado o barramento trifásico de menor tensão em p.u., considerado o ponto crítico da rede. Esse barramento será utilizado como referência para a inserção da geração fotovoltaica centralizada, por representar a condição mais sensível do sistema em relação ao perfil de tensão e estabilidade operativa.

3.2.2 Sistema IEEE 13 Barramentos.

A representação topológica deste sistema é ilustrada pelo diagrama unifilar na Figura 28. O diagrama evidencia a localização dos pontos de injeção de potência, permitindo a visualização da conexão da GC e dos múltiplos pontos de conexão da GD.

Figura 28 – Diagrama Unifilar da rede Teste IEEE 13 barras.



Fonte: Adaptado de (IEEE., 2011).

A geração centralizada será inserida no barramento 675, já a geração distribuída foi inserida nos barramentos 634, 645, 646, 671, 675, 680 e 684.

3.2.3 Sistema IEEE 37 Barramentos.

A representação topológica deste sistema é ilustrada pelo diagrama unifilar na Figura 29. O diagrama evidencia a localização dos pontos de injeção de potência, permitindo a visualização da conexão da GC e dos múltiplos pontos de conexão da GD.

Figura 29 – Diagrama Unifilar da rede Teste IEEE 37 barras.



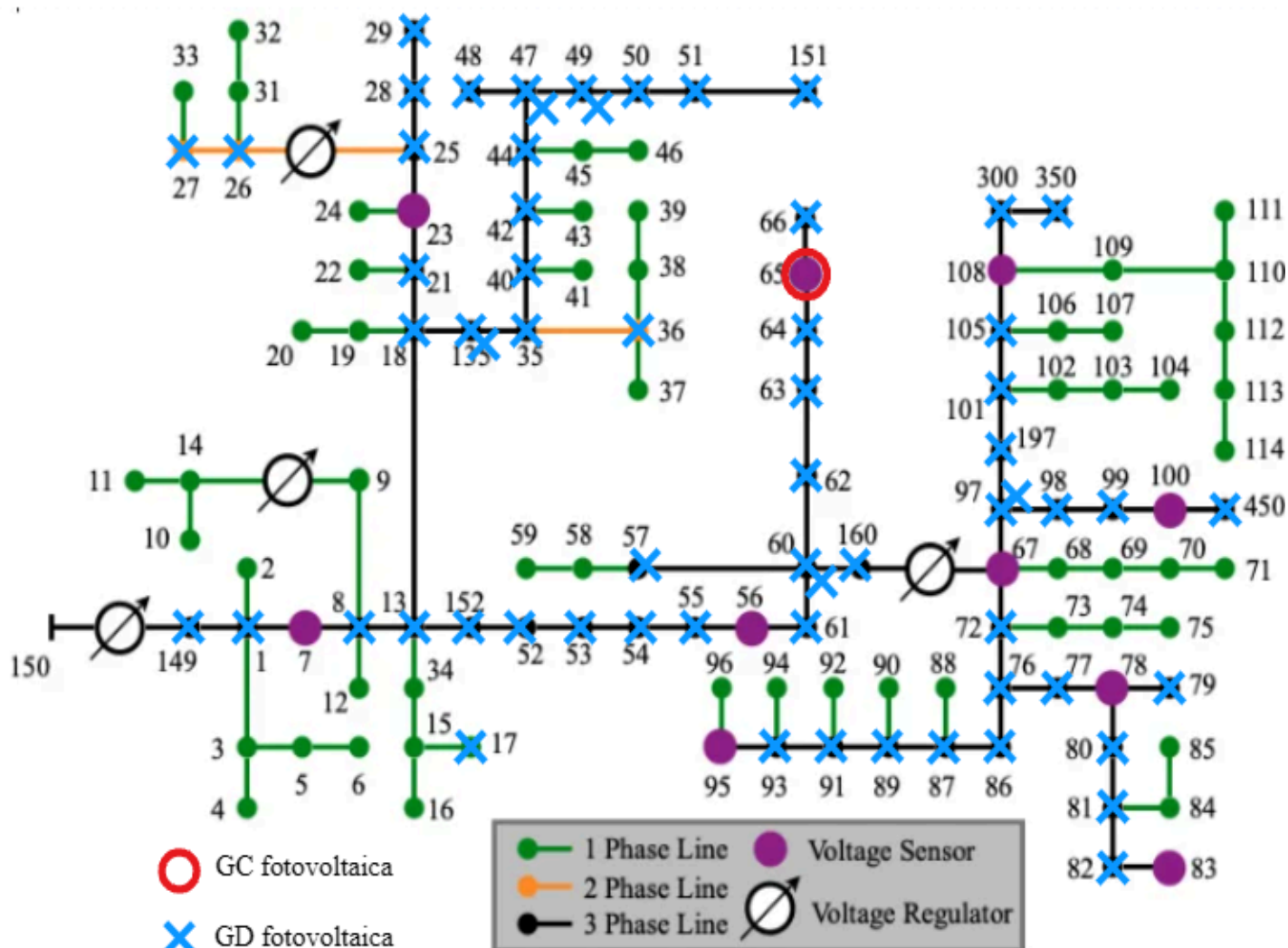
Fonte: Adaptado de (IEEE., 2011).

A geração centralizada será inserida no barramento 740, já a geração distribuída foi inserida nos barramentos 703, 742, 713, 744, 718, 704, 709, 706, 720, 707, 722, 724, 775, 734, 737, 710, 711 e 741.

3.2.4 Sistema IEEE 123 Barramentos.

A representação topológica deste sistema é ilustrada pelo diagrama unifilar na Figura 30. O diagrama evidencia a localização dos pontos de injeção de potência, permitindo a visualização da conexão da GC e dos múltiplos pontos de conexão da GD.

Figura 30 – Diagrama Unifilar da rede Teste IEEE 123 barras.



Fonte: Adaptado de (IEEE., 2011).

A geração centralizada será inserida no barramento 65 , já a geração distribuída foi inserida nos barramentos 1, 8, 13, 450, 98, 97, 197, 300, 350, 105, 66, 63, 60, 160, 57, 101, 53, 52, 54, 55, 152, 91, 93, 89, 87, 86, 77, 81, 82, 80, 151, 51, 49, 47, 48, 42, 40, 35, 18, 21, 28, 29, 26, 27, 36, 2, 3, 4, 5, 6, 15, 17, 16, 10, 11, 14, 31, 32, 38, 39, 90, 149, 88, 114, 17, 62, 45, 97, 99, 72, 76, 79, 64, 61, 25, 135, 44, 50, 152, 49, 47 e 60.

3.3 Determinação da potência da geração fotovoltaica centralizada e distribuída.

A potência da geração fotovoltaica considerada será equivalente à carga total em KVA instalada de cada sistema teste, que se apresenta constante ao longo do dia, desde que permita a convergência da solução do fluxo de potência no OpenDSS e mantenha a operação da rede dentro dos limites operacionais de tensão e carregamento estabelecidos pelas normas técnicas vigentes. Para a análise dos níveis de tensão, foram adotados os critérios definidos pelo PRODIST – Módulo 8 da ANEEL, que estabelece, para sistemas de distribuição em média tensão, uma faixa de operação adequada compreendida entre 0,95 p.u. e 1,05 p.u.

No cenário de GC, toda a potência definida será injetada em um único barramento, correspondente ao ponto crítico do sistema. Esse arranjo simula a inserção de uma usina fotovoltaica de grande porte conectada à rede de distribuição.

No cenário de GD, a mesma potência total utilizada no cenário de GC, equivalente à carga total instalada do sistema analisado, foi distribuída igualmente entre diversas usinas fotovoltaicas de menor porte, representando unidades de microgeração e minigeração distribuída. A potência individual de cada unidade geradora foi determinada pela divisão da potência total instalada pelo número de unidades de GD alocadas em cada sistema, garantindo que a potência total inserida na rede permaneça idêntica à considerada no cenário de GC, a fim de possibilitar comparação direta entre as duas configurações.

Os sistemas testes são especificados conforme a tabela 4, onde são apresentadas algumas características, incluindo a carga total do sistema, o número de unidades de GD utilizadas e os respectivos valores de potência da GC e da GD.

Tabela 4 - Características dos sistemas testes IEEE.

| | 13 Barras | 37 Barras | 123 Barras |
|------------------------------|-----------|-----------|------------|
| Carga Total | 4.053 kVA | 2.660 kVA | 3.155 kVA |
| Potência da GC | 4.053 kVA | 2.660 kVA | 3.155 kVA |
| Quantidade de GD | 7 | 19 | 62 |
| Potência de cada usina da GD | 579 kVA | 140 kVA | 51 kVA |

Fonte: (Próprio Autor, 2026).

3.4 Comparação e análise dos resultados

A comparação entre os cenários será realizada com foco exclusivo na avaliação das perdas elétricas. Os valores serão extraídos a partir dos relatórios de fluxo de potência do *OpenDSS*, que computam as perdas em linhas, transformadores e demais elementos da rede.

Dessa forma, a análise permitirá verificar:

- a redução ou aumento das perdas quando a geração é alocada em um único ponto (GC) ou distribuída em múltiplos barramentos (GD);
- a influência da localização geográfica dos pontos de injeção na magnitude das perdas;
- Verificar qual tipo de geração é melhor para os sistemas elétricos, com foco nas perdas elétricas.
- Monitorar perfil de tensão ao longo do dia e valores de tensão em barramentos críticos.
- Monitorar a demanda de potência da fonte principal e seu comportamento.

Os resultados obtidos possibilitaram identificar qual configuração apresenta maior eficiência energética, considerando a relação entre energia efetivamente entregue às cargas e energia gerada pelo sistema fotovoltaico. Essa abordagem é fundamental para mensurar o impacto real da inserção da geração fotovoltaica na rede de distribuição, já que as perdas elétricas representam não apenas um problema técnico, mas também econômico, afetando a qualidade do fornecimento e os custos do setor elétrico.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo são apresentados os resultados das simulações diárias (24 h) realizadas no *OpenDSS* para os sistemas IEEE de 13, 37 e 123 barramentos. O objetivo é comparar o comportamento elétrico da rede sob três condições: sem geração fotovoltaica, GC no ponto crítico e geração distribuída (GD). A análise concentra-se nas perdas elétricas, observando a demanda e o perfil de tensão dos sistemas analisados.

As perdas ativas foram adotadas como parâmetro principal de avaliação, por representar as perdas técnicas do sistema, sendo utilizado para obtenção dos valores percentuais e relativos empregados na comparação entre os cenários analisados. Os parâmetros como perdas reativas e perdas nas linhas, foram utilizados de forma complementar a análise. Já as perdas aparentes totais foram adotadas como métrica geral de desempenho operacional dos sistemas.

Os resultados apresentados incluem as perdas totais acumuladas ao longo do dia, perdas nas linhas, perdas ativas percentuais em relação à energia demandada (Equação 2) e perdas ativas relativas em comparação ao caso sem geração fotovoltaica (Equação 3). Além dos resultados numéricos obtidos, também são apresentados gráficos e perfis operacionais referentes às simulações diárias, incluindo curvas de geração fotovoltaica, demanda do sistema e perfis de tensão nos barramentos de interesse.

A análise conjunta desses resultados possibilita avaliar o impacto da localização e da forma de inserção da geração fotovoltaica sobre o desempenho da rede elétrica. Dessa forma, torna-se possível comparar o comportamento dos sistemas sob geração centralizada e distribuída, identificando quais estratégias apresentam maior eficiência operacional e energética para os alimentadores analisados.

4.1 CASO 1 - Sistema de 13 barramentos

A Tabela 5 apresenta os resultados obtidos por meio das simulações realizadas no *OpenDSS* para os diferentes cenários analisados no sistema IEEE de 13 barras. A energia total demandada pelo sistema corresponde a 85.609 kWh, sendo utilizada como referência para o cálculo das perdas percentuais.

Tabela 5 - Resultados sistemas de 13 barras

| Cenário | Perdas Elétricas Totais (kWh + jkVArh) | Perdas Elétricas Totais (kVAh) | Perdas Elétricas nas Linhas (kWh) | Perda Percentual (%) | Perda Relativa (%) |
|----------------------------------|--|--------------------------------|-----------------------------------|----------------------|--------------------|
| Sem Geração Fotovoltaica | 2.697 + j7.869 | 8.318,35 | 2.556 | 3,15 | - |
| Com GC no barramento crítico 675 | 2.058 + j6.258 | 6.587,71 | 1.864 | 2,40 | 23,7 |
| Com GD | 1.997 + j6.183 | 6.497,50 | 1.851 | 2,33 | 25,9 |

Fonte: (Próprio Autor, 2026).

Conforme apresentado na Tabela 5, no cenário sem geração fotovoltaica, o sistema apresentou perdas ativas totais de 2.697 kWh e perdas reativas totais de 7.869 kvarh. As perdas nas linhas corresponderam a 2.556 kWh, indicando que a maior parcela das perdas elétricas do sistema está associada diretamente à circulação de corrente nos alimentadores.

Com a inserção da geração centralizada no barramento crítico 675, observou-se redução das perdas elétricas totais do sistema. As perdas ativas foram reduzidas para 2.058 kWh, representando uma redução relativa de aproximadamente 23,7% em relação ao cenário sem geração fotovoltaica.

No cenário com geração distribuída, verificou-se o melhor desempenho entre os casos analisados. As perdas ativas totais reduziram para 1.997 kWh, correspondendo a uma redução relativa de aproximadamente 25,9%. Esse comportamento demonstra que a distribuição das unidades geradoras ao longo do alimentador proporciona melhor compensação local da demanda, reduzindo a corrente circulante nas linhas e, conseqüentemente, as perdas por efeito Joule.

Entretanto, a redução do fluxo de potência ativa proveniente da subestação fez com que o alimentador passasse a operar com baixo fator de potência, conforme apresentado na Tabela 6. Esse comportamento ocorre porque os sistemas fotovoltaicos modelados operam com fator de potência unitário, fornecendo predominantemente potência ativa. Dessa forma, embora parte significativa da potência ativa demandada seja suprida localmente, a potência reativa continua sendo majoritariamente fornecida pela fonte principal do sistema, reduzindo o fator de potência observado na subestação.

Tabela 6 - Análise da potência do alimentador do sistema 13 barras.

| Cenário | Alimentador | Potência Ativa (kW) | Potência Reativa (kvar) | fp |
|-------------|-------------|---------------------|-------------------------|--------|
| Sem geração | Vsource | 3567,1 | 1736,4 | 0,8991 |
| Com GC | Vsource | 453,3 | 1575,8 | 0,2765 |
| Com GD | Vsource | 440,2 | 1566,0 | 0,2706 |

Fonte: (Próprio Autor, 2026).

Os resultados demonstraram que a inserção da geração fotovoltaica contribuiu para a elevação dos níveis de tensão nos barramentos do sistema, conforme apresentado na Tabela 7. Foram selecionados os barramentos mais críticos do alimentador e analisados os valores de tensão em p.u. considerando o instante de máxima geração fotovoltaica para esta análise.

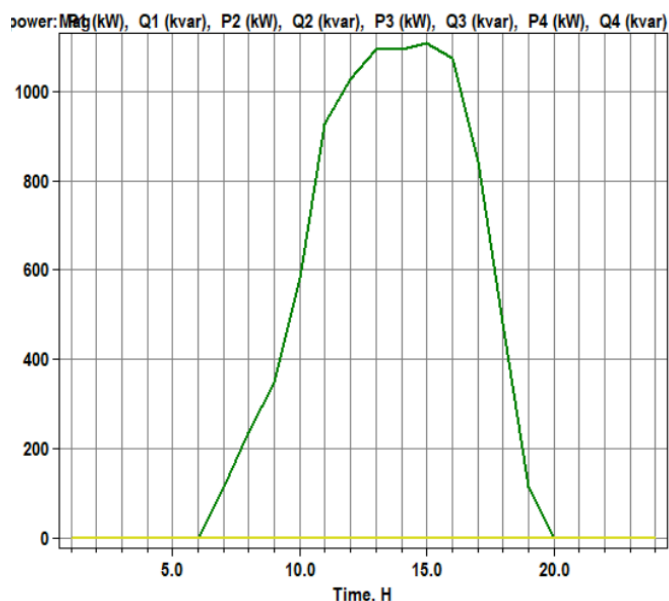
Tabela 7 - Comparação da tensão em barramentos trifásicos críticos do sistema 13 barras.

| Ranking | Barramento | Tensão sem GD (p.u.) | Tensão com GD (p.u.) | Tensão com GC (p.u.) |
|---------|------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| 1° | 675 | 0,9937 | 1,010 | 1,023 |
| 2° | 671 | 0,9958 | 1,011 | 1,017 |
| 3° | 692 | 0,9958 | 1,011 | 1,017 |
| 4° | 680 | 0,9958 | 1,012 | 1,017 |
| 5° | 670 | 1,0080 | 1,020 | 1,022 |
| 6° | 633 | 1,0130 | 1,024 | 1,022 |

Fonte: (Próprio Autor, 2026).

A Figura 31 apresenta a curva diária de potência fornecida pelo sistema fotovoltaico ao longo de 24 horas, evidenciando o período efetivo de geração e o comportamento típico da produção solar. Como as potências ativa e reativa são as mesmas, as curvas ficam sobrepostas conforme é evidenciado nesta figura e nas próximas.

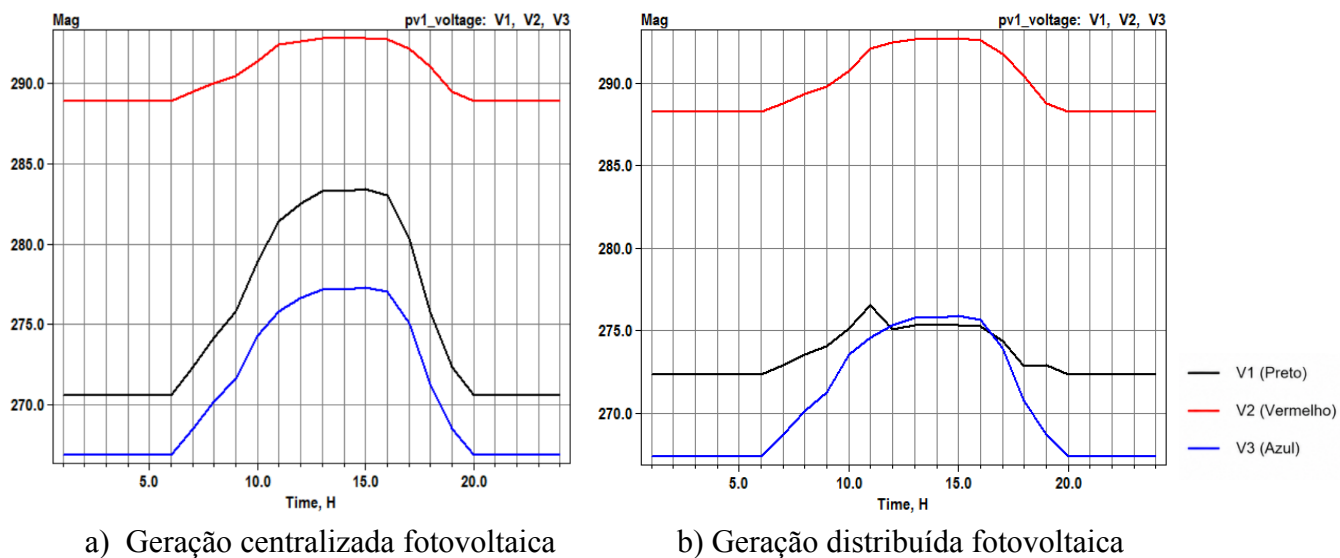
Figura 31 – Curva diária de potência de saída do módulo fotovoltaico sistema 13 barras.



Fonte: (Próprio Autor., 2026).

A Figura 32 apresenta os perfis diários de tensão no barramento de inserção da geração fotovoltaica para os cenários de geração centralizada e geração distribuída, ocorrendo uma elevação gradual da tensão durante o período de maior geração solar.

Figura 32 – Curva diária dos perfis de tensão no barramento onde foi inserida a geração fotovoltaica para sistema 13 barras.



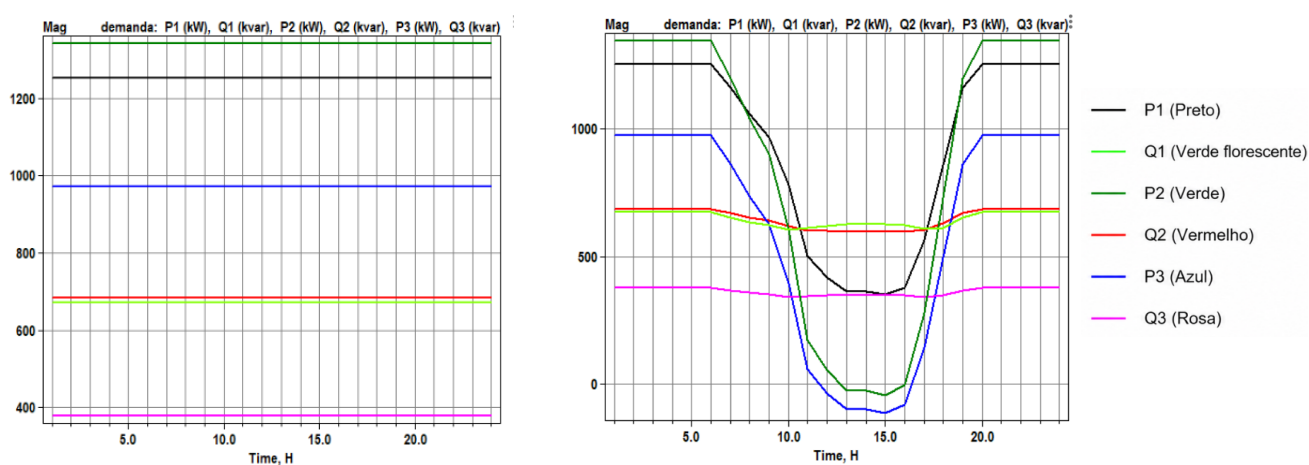
a) Geração centralizada fotovoltaica

b) Geração distribuída fotovoltaica

Fonte: (Próprio Autor., 2026).

A Figura 33 compara a demanda de potência da fonte principal do sistema nos cenários com e sem geração fotovoltaica, e como as curvas com geração nos cenários da GC e GD ficaram muito parecidas, foi considerada apenas a curva de demanda GC. Verifica-se que, durante os períodos de maior geração solar, ocorre redução significativa da potência fornecida pela subestação, confirmando que parte relevante da carga passa a ser suprida localmente pelas unidades fotovoltaicas.

Figura 33 – Curva diária de demanda de potência da fonte principal do sistema, sem e com geração fotovoltaica para sistema 13 barras .



Fonte: (Próprio Autor., 2026).

Dessa forma, os resultados obtidos para o sistema IEEE de 13 barras demonstram que a inserção da geração fotovoltaica proporcionou redução das perdas elétricas, melhoria do perfil de tensão e redução da demanda de potência ativa fornecida pela subestação. Entre os cenários analisados, a geração distribuída apresentou os menores índices de perdas elétricas. Entretanto, observou-se também redução significativa do fator de potência do alimentador, além da ocorrência de fluxo reverso de potência nos períodos de maior geração fotovoltaica, evidenciando impactos operacionais associados à elevada penetração de geração distribuída no sistema.

4.2 CASO 2 - Sistema de 37 barramentos

A Tabela 8 apresenta os resultados obtidos por meio das simulações realizadas no *OpenDSS* para os diferentes cenários analisados no sistema IEEE de 37 barras. A energia total demandada pelo sistema corresponde a 62.121 kWh, sendo utilizada como referência para o cálculo das perdas percentuais.

Tabela 8 - Resultados sistemas de 37 barras

| Cenário | Perdas Elétricas Totais (kWh + jkVARh) | Perdas Elétricas Totais (kVAh) | Perdas Elétricas nas Linhas (kWh) | Perda Percentual (%) | Perdas Relativas (%) |
|----------------------------------|--|--------------------------------|-----------------------------------|----------------------|----------------------|
| Sem Geração Fotovoltaica | 3.656 + j9.278 | 9.972,34 | 1.496 | 5,89 | - |
| Com GC no barramento crítico 740 | 3.064 + j7.290 | 7.907,73 | 1.385 | 4,93 | 16,19 |
| Com GD | 2.612 + j6.892 | 7.370,36 | 1.069 | 4,20 | 28,55 |

Fonte: (Próprio Autor, 2026).

Conforme apresentado na Tabela 8, no cenário sem geração fotovoltaica, o sistema apresentou perdas ativas totais de 3.656 kWh e perdas reativas totais de 9.278 kvarh.

Com a inserção da geração centralizada no barramento crítico 740, verificou-se redução das perdas elétricas totais do sistema. As perdas ativas foram reduzidas para 3.064 kWh, representando redução relativa de aproximadamente 16,19% em relação ao cenário sem geração fotovoltaica.

No cenário com geração distribuída, observou-se novamente o melhor desempenho entre os casos analisados. As perdas ativas totais foram reduzidas para 2.612 kWh, correspondendo a uma redução relativa de aproximadamente 28,55%. As perdas nas linhas apresentaram os menores valores entre todos os cenários simulados, evidenciando que a distribuição espacial das unidades fotovoltaicas ao longo do sistema proporciona melhor atendimento local das cargas e maior redução da corrente circulante nos alimentadores.

Entretanto, assim como observado no sistema IEEE de 13 barras, a redução do fluxo de potência ativa proveniente da subestação ocasionou significativa redução do fator de potência do alimentador, conforme apresentado na Tabela 9.

Tabela 9 - Análise da potência do alimentador do sistema 37 barras.

| Cenário | Alimentador | Potência Ativa (kW) | Potência Reativa (kvar) | fp |
|-------------|-------------|---------------------|-------------------------|--------|
| Sem geração | Vsource | 2.588,4 | 1.572,6 | 0,8546 |
| Com GC | Vsource | 578,0 | 1427,9 | 0,3752 |
| Com GD | Vsource | 509,8 | 1368,5 | 0,3491 |

Fonte: (Próprio Autor, 2026).

Além da redução das perdas elétricas, os resultados demonstraram melhoria significativa do perfil de tensão do sistema, conforme apresentado na Tabela 10. Com a inserção da geração fotovoltaica, houve elevação dos níveis de tensão em todos os barramentos analisados.

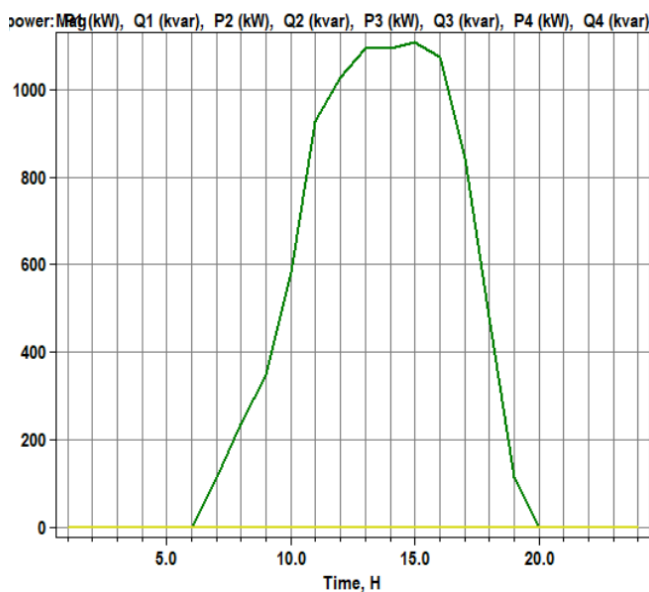
Tabela 10 - Comparação da tensão em barramentos trifásicos críticos do sistema 37 barras.

| Ranking | Barramento | Tensão sem GD (p.u.) | Tensão com GD (p.u.) | Tensão com GC (p.u.) |
|---------|------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| 1° | 740 | 0,9671 | 1,050 | 1,012 |
| 2° | 741 | 0,9672 | 1,045 | 1,013 |
| 3° | 711 | 0,9674 | 1,045 | 1,012 |
| 4° | 738 | 0,9679 | 1,041 | 1,012 |
| 5° | 737 | 0,9688 | 1,036 | 1,012 |
| 6° | 736 | 0,9691 | 1,028 | 1,011 |

Fonte: (Próprio Autor, 2026).

A Figura 34 apresenta a curva diária de potência fornecida pelo sistema fotovoltaico ao longo de 24 horas, evidenciando o comportamento típico da geração solar e os períodos efetivos de contribuição energética do sistema fotovoltaico.

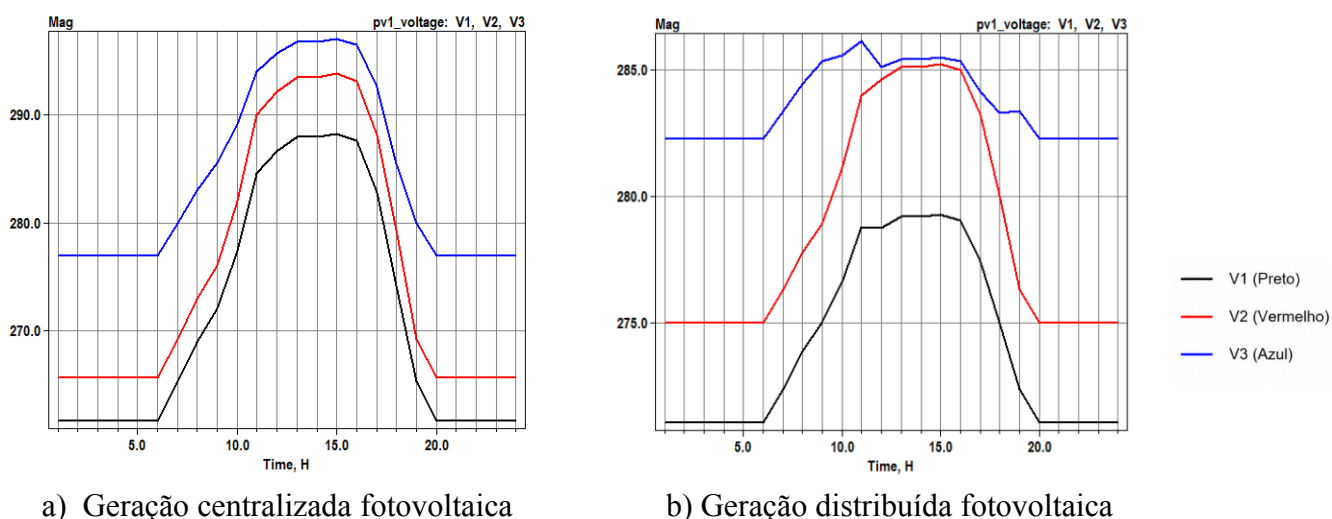
Figura 34 – Curva diária de potência de saída do módulo fotovoltaico sistema 37 barras .



Fonte: (Próprio Autor, 2026).

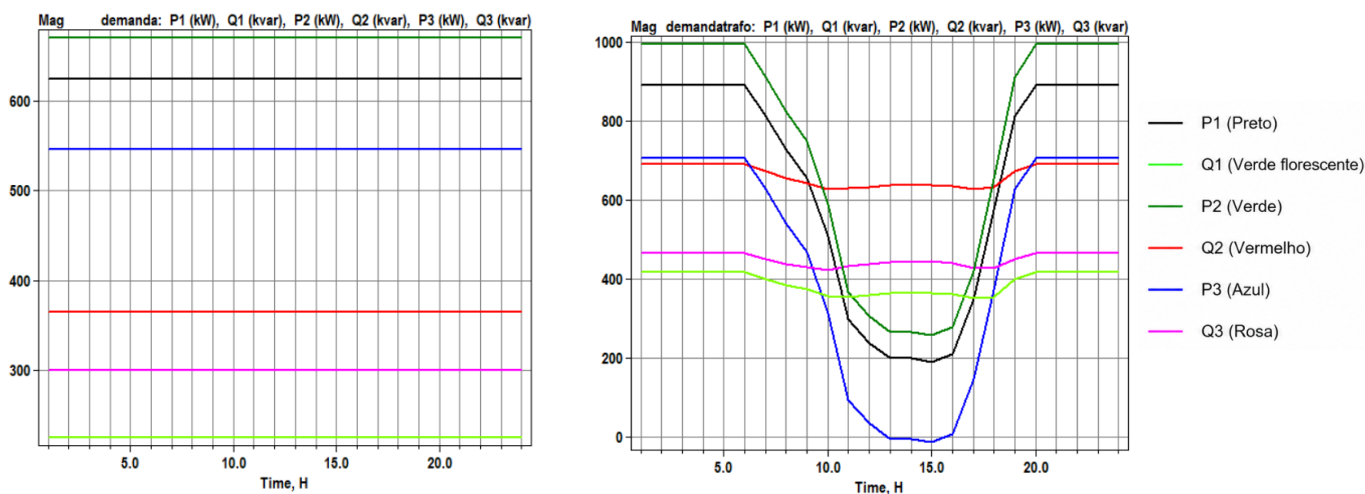
A Figura 35 apresenta os perfis diários de tensão no barramento de inserção da geração fotovoltaica para os cenários de geração centralizada e geração distribuída. Observa-se que, durante os horários de maior irradiância solar, ocorre elevação significativa dos níveis de tensão. Já a Figura 36 compara a demanda da fonte principal nos cenários com e sem geração fotovoltaica, evidenciando a redução do carregamento da subestação nos períodos de maior geração solar.

Figura 35 – Curva diária dos perfis de tensão no barramento onde foi inserida a geração fotovoltaica para sistema 37 barras.



Fonte: (Próprio Autor., 2026).

Figura 36 – Curva diária de demanda de potência da fonte principal do sistema, sem e com a presença de geração fotovoltaica para sistema 37 barras.



Fonte: (Próprio Autor., 2026).

Os resultados obtidos para o sistema IEEE de 37 barras demonstram que a inserção da geração fotovoltaica proporcionou redução das perdas elétricas e melhoria dos níveis de tensão do alimentador. A geração distribuída apresentou os melhores resultados quanto à redução das perdas técnicas, embora também tenha provocado maior elevação dos níveis de tensão e redução do fator de potência da subestação.

4.3 CASO 3 - Sistema de 123 barramentos

A Tabela 11 apresenta os resultados obtidos por meio das simulações realizadas no *OpenDSS* para os diferentes cenários analisados no sistema IEEE de 123 barras. A energia total demandada pelo sistema corresponde a 86.766 kWh, sendo utilizada como referência para o cálculo das perdas percentuais.

Tabela 11 - Resultados sistemas de 123 barras

| Cenário | Perdas Elétricas Totais (kWh + jkVArh) | Perdas Elétricas Totais (kVAh) | Perdas Elétricas nas Linhas (kWh) | Perda Percentual (%) | Perdas Relativas (%) |
|---------------------------------|--|--------------------------------|-----------------------------------|----------------------|----------------------|
| Sem Geração Fotovoltaica | 2.303 + j4.620 | 5.162,19 | 2.303 | 2,65 | - |
| Com GC no barramento crítico 65 | 2.137 + j4.217 | 4.727,56 | 2.090 | 2,46 | 7,21 |
| Com GD | 1.706 + 3.978 | 4.328,39 | 1.657 | 1,97 | 25,9 |

Fonte: (Próprio Autor, 2026).

Conforme apresentado na Tabela 11, o sistema sem geração fotovoltaica apresentou perdas ativas totais de 2.303 kWh e perdas reativas totais de 4.620 kvarh, com perdas nas linhas correspondentes a 2.303 kWh responsável por todas as perdas significativas existentes.

Com a inserção da geração centralizada no barramento crítico 65, observou-se redução das perdas elétricas totais do sistema. As perdas ativas foram reduzidas para 2.137 kWh, representando redução relativa de aproximadamente 7,21% em relação ao cenário sem geração fotovoltaica. Apesar da melhoria obtida, a redução das perdas foi menos significativa quando comparada com a geração distribuída. Esse comportamento está associado à grande extensão elétrica do sistema IEEE de 123 barras, fazendo com que a geração centralizada ainda necessite transportar potência por longas distâncias ao longo do alimentador.

No cenário com geração distribuída, observou-se novamente o melhor desempenho

entre os casos analisados. As perdas ativas totais foram reduzidas para 1.706 kWh, correspondendo a uma redução relativa de aproximadamente 25,9%.

Assim como observado nos demais sistemas analisados, a redução da potência ativa fornecida pela subestação ocasionou diminuição do fator de potência do alimentador, conforme apresentado na Tabela 12. Entretanto, devido ao maior carregamento do sistema IEEE de 123 barras, essa redução foi menos acentuada quando comparada aos sistemas IEEE de 13 e 37 barras.

Tabela 12 - Análise da potência do alimentador do sistema 123 barras.

| Cenário | Alimentador | Potência Ativa (kW) | Potência Reativa (kvar) | fp |
|-------------|-------------|---------------------|-------------------------|--------|
| Sem geração | Vsource | 3.615,3 | 1.311,5 | 0,9401 |
| Com GC | Vsource | 1.232,2 | 1.316,1 | 0,6834 |
| Com GD | Vsource | 1.196,6 | 1.273,5 | 0,6848 |

Fonte: (Próprio Autor, 2026).

Além da redução das perdas elétricas, a inserção da geração fotovoltaica contribuiu para a elevação dos níveis de tensão nos barramentos críticos do sistema, conforme apresentado na Tabela 13. Entretanto, observou-se maior elevação de tensão no cenário com geração centralizada.

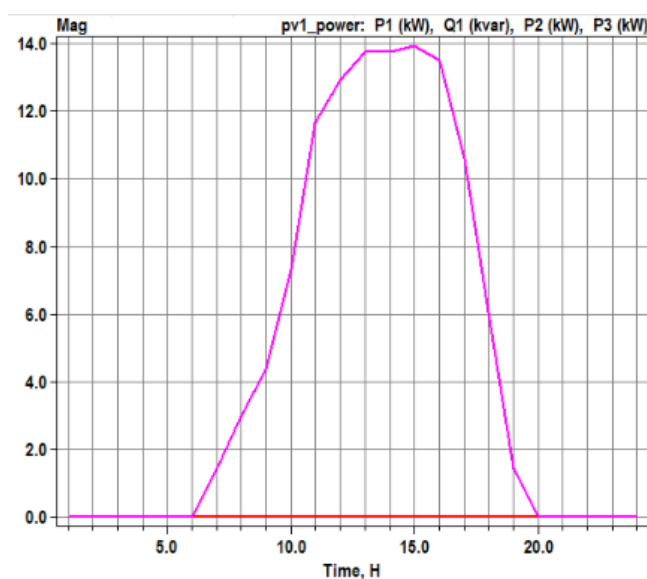
Tabela 13 - Comparação da tensão em barramentos trifásicos críticos do sistema 123 barras.

| Ranking | Barramento | Tensão sem GD (p.u.) | Tensão com GD (p.u.) | Tensão com GC (p.u.) |
|---------|------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| 1° | 65 | 0,9952 | 1,005 | 1,040 |
| 2° | 64 | 0,9965 | 1,006 | 1,031 |
| 3° | 63 | 0,9980 | 1,008 | 1,024 |
| 4° | 62 | 0,9988 | 1,008 | 1,020 |
| 5° | 160 | 1,0000 | 1,010 | 1,016 |
| 6° | 60 | 1,0000 | 1,010 | 1,016 |

Fonte: (Próprio Autor, 2026).

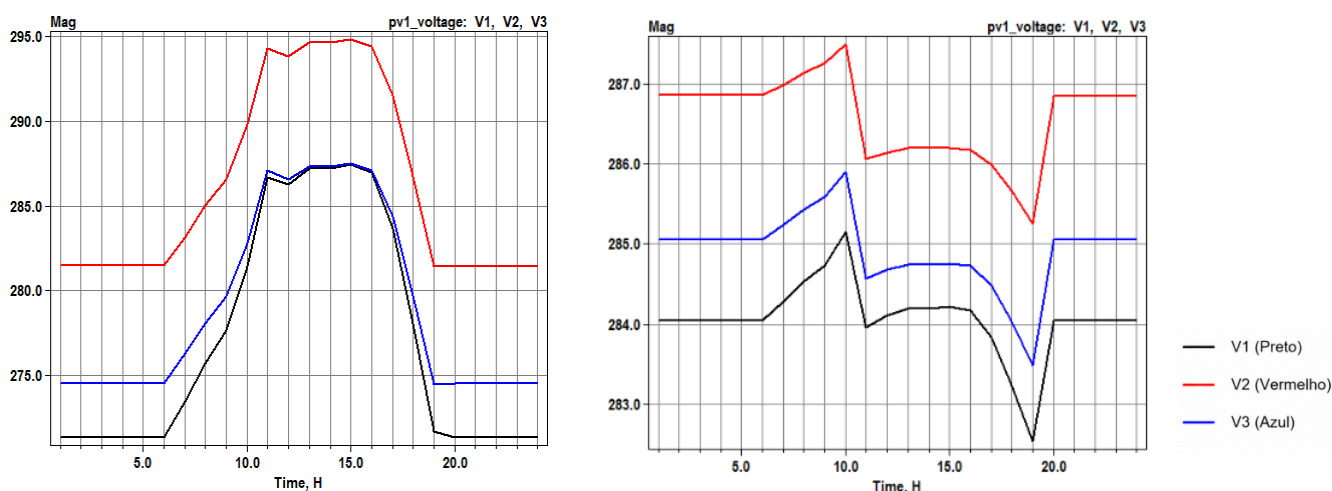
A Figura 37 apresenta a curva diária de potência fornecida pelo sistema fotovoltaico ao longo de 24 horas, evidenciando o comportamento típico da geração solar. Já a Figura 38 apresenta os perfis diários de tensão no barramento de inserção da geração fotovoltaica para os cenários com geração centralizada e distribuída, enquanto a Figura 39 compara a demanda da fonte principal do sistema nos cenários com e sem geração fotovoltaica.

Figura 37 – Curva diária de potência de saída do módulo fotovoltaico sistema 123 barras .



Fonte: (Próprio Autor, 2026).

Figura 38 – Curva diária dos perfis de tensão no barramento onde foi inserida a geração fotovoltaica para sistema 123 barras.

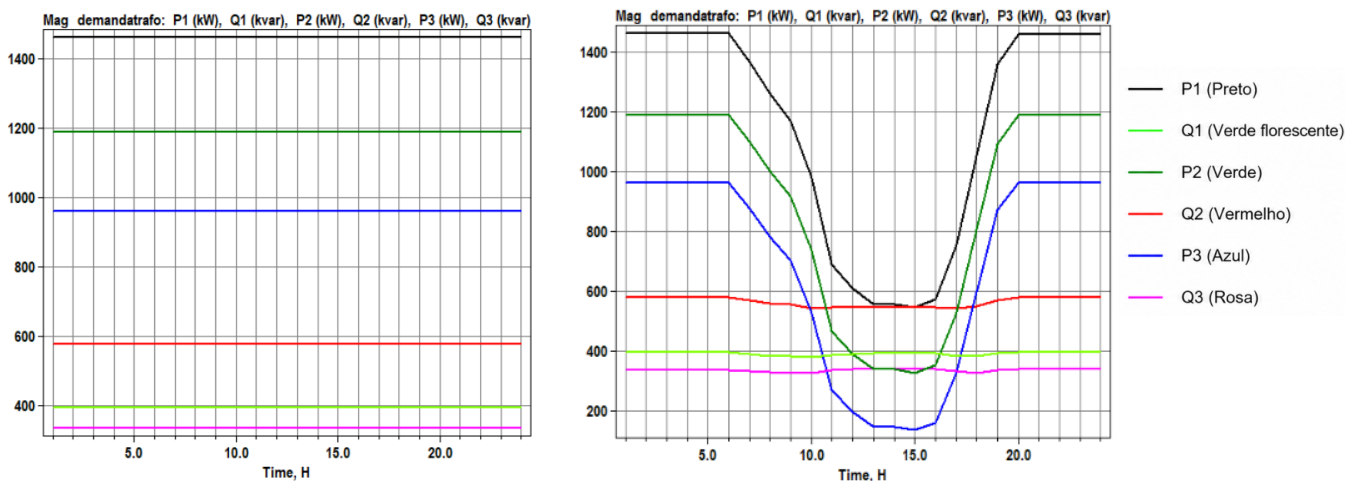


a) Geração centralizada fotovoltaica

b) Geração distribuída fotovoltaica

Fonte: (Próprio Autor, 2026).

Figura 39 – Curva diária de demanda de potência da fonte principal do sistema, sem e com a presença de geração fotovoltaica para sistema 123 barras.



Fonte: (Próprio Autor., 2026).

Dessa forma, os resultados obtidos para o sistema IEEE de 123 barras demonstram que a inserção da geração fotovoltaica proporcionou redução das perdas elétricas e melhoria do perfil de tensão do sistema. Entre os cenários analisados, a geração distribuída apresentou melhor desempenho na redução das perdas técnicas, enquanto a geração centralizada apresentou maior impacto local sobre os níveis de tensão. Os resultados também evidenciam que, em sistemas de maior extensão elétrica, a distribuição espacial da geração tende a apresentar maior eficiência operacional devido à redução do transporte de potência ao longo do alimentador.

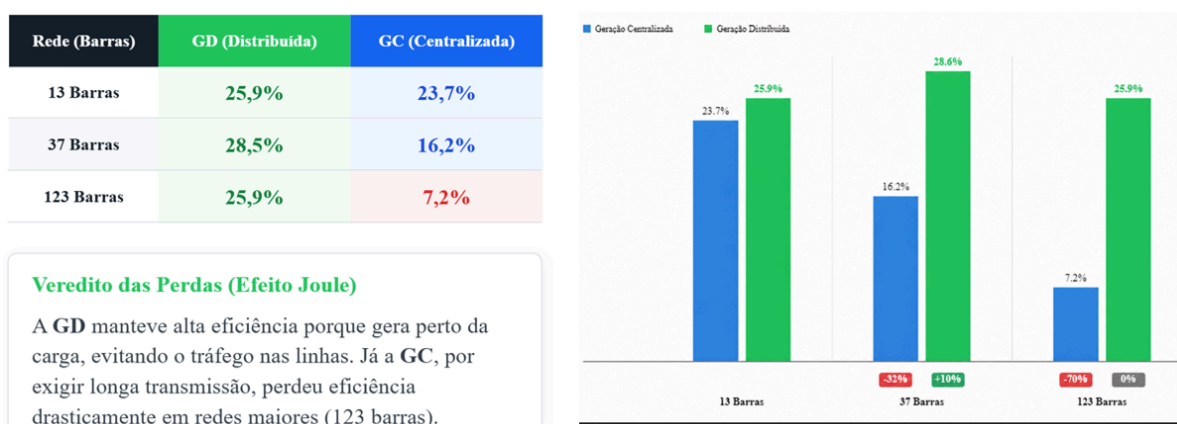
5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho apresentou uma análise comparativa dos impactos da inserção da geração fotovoltaica centralizada (GC) e da geração distribuída (GD) em sistemas de distribuição IEEE de 13, 37 e 123 barramentos, utilizando o *OpenDSS* como ferramenta de simulação em regime diário de 24 horas. As análises foram desenvolvidas com foco nas perdas técnicas do sistema elétrico, nos níveis de tensão dos barramentos e no comportamento operacional da rede diante da elevada penetração fotovoltaica.

Os resultados demonstraram que a inserção da geração fotovoltaica reduziu as perdas elétricas em todos os sistemas analisados quando comparados ao cenário sem geração. Entretanto, observou-se diferença significativa entre o comportamento da geração centralizada e da geração distribuída. A GD apresentou os melhores resultados quanto à redução das perdas ativas, devido ao suprimento local das cargas, reduzindo a circulação de corrente ao longo dos alimentadores e, conseqüentemente, as perdas por efeito Joule. No sistema IEEE de 13 barras, a GD proporcionou redução relativa de aproximadamente 25,9% das perdas ativas. No sistema IEEE de 37 barras, a redução atingiu aproximadamente 28,55%, enquanto no sistema IEEE de 123 barras a redução foi novamente próxima de 25,9%.

Por outro lado, a geração centralizada apresentou menor eficiência na redução das perdas elétricas, principalmente nos sistemas de maior porte. Embora a GC tenha contribuído para a redução parcial das perdas, a energia gerada ainda necessitou percorrer longas distâncias até os centros de carga, mantendo níveis elevados de circulação de corrente nos alimentadores. Esse comportamento ficou mais evidente no sistema IEEE de 123 barras, no qual a maior extensão elétrica da rede reduziu significativamente a efetividade da GC na minimização das perdas técnicas. Dessa forma, os resultados obtidos confirmam que sistemas de distribuição extensos tendem a apresentar melhor desempenho operacional quando a geração fotovoltaica é distribuída ao longo da rede, conforme é observado na Figura 40 e nas Tabelas 5, 8 e 11.

Figura 40 – Taxa de redução das Perdas Elétricas (% de perdas evitadas em relação ao cenário sem energia solar).



Fonte: (Próprio Autor., 2026).

As análises também demonstraram que a inserção da geração fotovoltaica provocou elevação dos níveis de tensão nos barramentos do sistema, se mantendo dentro dos limites operacionais estabelecidos, como mostra as Tabelas 7, 10 e 13. Em determinados cenários, principalmente nos casos com elevada penetração de geração e menor carregamento da rede, observou-se aumento significativo das tensões próximas aos pontos de conexão das unidades fotovoltaicas.

Outro aspecto relevante observado foi a redução significativa do fator de potência da subestação nos cenários com geração fotovoltaica, conforme apresentado nas Tabelas 6, 9 e 12. Esse comportamento ocorreu devido à redução da potência ativa fornecida pela fonte principal, enquanto a demanda de potência reativa permaneceu praticamente constante ao longo do sistema. Como os sistemas fotovoltaicos modelados operaram com fator de potência unitário, houve redução expressiva da potência ativa proveniente da subestação sem compensação equivalente da potência reativa, provocando degradação do fator de potência do alimentador.

Além disso, verificou-se a ocorrência de fluxo reverso de potência nos períodos de maior geração fotovoltaica, especialmente nos cenários com geração distribuída. Em determinados instantes, a geração local superou a demanda das cargas, fazendo com que parte da energia fosse exportada em direção à subestação. Isto pode ocasionar mudanças no fluxo de potência, elevação excessiva de tensão e possíveis impactos sobre equipamentos e dispositivos de proteção originalmente projetados para operação unidirecional, conforme observado na figura 33 e figura 36, para os casos de 13 e 37 barramentos.

Ademais, conclui-se que a utilização do *OpenDSS* associada à modelagem de sistemas

fotovoltaicos mostrou-se uma ferramenta eficiente para avaliação do comportamento operacional de redes elétricas modernas, permitindo analisar de forma detalhada os impactos técnicos da inserção da geração fotovoltaica em diferentes configurações de sistemas de distribuição.

Por fim, o trabalho apresenta algumas limitações e surgem oportunidades futuras de estudos. Podendo seguir outros critérios para o ponto de alocação das unidades de geração, perfis de variação de carga, irradiância e temperatura. Além de poder investigar o melhor fator de potência para esse tipo de fonte (Capacidade de Hospedagem), e sistemas de armazenamento de energia.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Global Solar Atlas. **Mapas de irradiação solar**. Disponível em: <https://globalsolaratlas.info/map?c=-12.683215,-54.931641,4&s=-13.83808,-42.802734&m=s> ite. Acesso em: 22 nov. 2024.

JÚNIOR, Orlando Moreira; SOUZA, Celso Correia de. **Aproveitamento fotovoltaico, análise comparativa entre Brasil e Alemanha**. Interações (Campo Grande), v. 21, n. 2, p. 123-137, abr. 2020. DOI: 10.20435/inter.v21i2.1760.

RAMOS, Gabriela Minelo. **Utilização do *OpenDSS* para análise em sistemas de proteção de circuitos em instalações elétricas consumidoras**. 2019. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria, Centro de Tecnologia, Santa Maria, 2019.

Roberto Zilles, Wilson Negrão Macêdo, Marcos André Barros Galhardo, Sérgio Henrique Ferreira de Oliveira, **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. Editora Oficina de Textos, ISBN-10: 8579750520, ISBN-13: 978-8579750526, 1ª edição, São Paulo, 2012.

OLIVEIRA, L. H. **Dimensionamento de um sistema fotovoltaico residencial conectado à rede de energia elétrica**. Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia – UFU. Uberlândia/MG, 2018.

MENDES, T. **DIMENSIONAMENTO DE UMA USINA FOTOVOLTAICA CONECTADA À REDE PARA O CAMPUS LITORAL NORTE DA UFRGS**. TCC (Engenharia de Gestão de Energia) – UFRGS. Tramandaí, p. 31. 2020.

Renan S. Moura, Éverton G. dos Santos, Jonattan E. Sarmiento, Cristian A. Alvez, **Determinação da Capacidade de Hospedagem de Geração Distribuída Renovável em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. IX Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, Santa Maria-RS, 10 a 13 de julho de 2022.

Carlos César Barioni de Oliveira, Hernán Prieto Schmidt, Nelson Kagan, Ernesto João Robba, **Introdução a Sistemas Elétricos de Potência-componentes simétricas**. Editora Blucher, ISBN 978-85, 2a edição, São Paulo, 2000.

UNESP - Faculdade de Engenharia, Ilha Solteira. **Apostila de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. Departamento de Engenharia Elétrica. Disponível em: https://www.feis.unesp.br/Home/departamentos/engenhariaeletrica/apostila_sdee_01.pdf.

Acesso em: 22 nov. 2024.

CRESESB- Centro de Referência para Energia Solar e Eólica. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php#data>. Acesso em: 18 novembro. 2024..

Manual de Distribuição Requisitos para a Conexão de Acessantes ao Sistema de Distribuição Cemig D - Conexão em Baixa Tensão. [s.l: s.n.]. Disponível em: <https://novoportal.cemig.com.br/wp-content/uploads/2020/07/ND.5.30.pdf>. Acesso em: 18 novembro. 2024.

ABNT Catalogo. Disponível em: <https://www.abntcatalogo.com.br/>. Acesso em: 18 novembro. 2024.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de janeiro, 2014.

SOLARGIS. Maps of Global Horizontal Irradiation (GHI) [s.d.]. Disponível em: <http://solargis.info/doc/free-solar-radiation-maps-GHI> Acesso em: 18 novembro 2024.

Willian H. Kersting, Robert J. Kerestes, **Distribution System Modeling and Analysis with Matlab and Windmil**. Editora CRC Press Taylor & Francis Group, DOI: 10.1201/9781003261094, ISBN-10: 1032198362, ISBN-13: 978-1032198361, 5 a edição, 19 de agosto de 2022.

Ailson P. de Moura, Adriano Aron F. de Moura, Ednardo P. da Rocha, **Análise de Fluxo de Carga em Sistemas de Potência**. Editora Artliber, ISBN-10: 8588098830, ISBN-13: 978-8588098831, 1ª edição, São Paulo, 1 de janeiro de 2018.

Igor Delgado de Melo, **Fluxo de Potência-Teoria e implementação de códigos computacionais**. Editora Blucher, ISBN 978-65-5506-657-9, 1ª edição, São Paulo, 2023.

WAENGA, Aline Fontes Cordeiro; PINTO, Dayana Araujo Ferreira. **Impactos da geração distribuída fotovoltaica no sistema de distribuição de energia elétrica**. 2016. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Departamento Acadêmico de Eletrotécnica, Curitiba, 2016.

DE CARLI, Leonardo Gabriel Soccol. **Simulação e análise de um sistema de geração distribuída por meio do software PowerWorld Simulator**. 2021. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina, Departamento Acadêmico de Eletrotécnica, Florianópolis, 2021.

ANDRADE, Igor Henrique da Silva; RIBEIRO, Luiz Fernando Ferreira; NEVES, Mateus Modena. **Estudo do impacto da geração distribuída nas perdas técnicas do sistema de distribuição**. 2021. Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2021.

BARRETO, Raul Otávio Ferreira. **Modelagem e parametrização de famílias para criação de template utilizável em projetos de geração fotovoltaica no software Revit**. 2023. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Minas Gerais, Campus Formiga, 2023.

BENEDITO, Ricardo da Silva. **Caracterização da geração distribuída de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no Brasil, sob os aspectos técnico, econômico e regulatório**. 2009. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo. CEPTEL, CRESEB. **Manual de Engenharia para sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, 2014.

CEMIG. **Alternativas Energéticas**. [S.l.], 2012. Disponível em: http://www.cemig.com.br/pt-br/A_Cemig_e_o_Futuro/inovacao/Alternativas_Energeticas/Documents/Alternativas%20Energeticas.pdf

FADIGAS, E. A. F. A. **Energia Solar Fotovoltaica : Fundamentos, Conversão e Viabilidade técnico-econômica**. GEPEA - Grupo de Energia Escola Politécnica, 2012.

BOYLESTAD, Robert L.; NASHELSKY, Louis. **Dispositivos eletrônicos e teoria de circuitos**. 8. ed. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2004.

CRESESB. . Componentes de um sistema fotovoltaico. 2014. Disponível em: . RIO DE JANEIRO. Acesso em: 16 janeiro 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Rio de Janeiro). Ministério de Minas e Energia. **Balanco Energético Nacional 2015: Ano base 2024**. Rio de Janeiro: Epe, 2024.

PEREIRA, N. X. **Desafios e perspectivas da energia solar fotovoltaica no Brasil: geração distribuída vs geração centralizada**. 2019. Disponível em: https://repositorio.unesp.br/bitstream/handle/11449/181288/pereira_nx_me_soro.pdf?sequence=3&isAllowed=y. Acesso em 16 janeiro. 2024.

PORTAL SOLAR. **Energia solar gera economia de 50% e 95% na conta de luz**. 2017. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/energia-solar/energia-solar-geraeconomia-de-50-e-95-na-conta-de-luz.html>. Acesso em 16 jan. 2021.

ZHANG, J.; CHENG, H.; WANG, C. **Technical and economic impacts of active management on distribution network**. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, v. 31, n. 2–3, p. 130–138, 2009. Elsevier Ltd. Disponível em: . .

BARROS, Benjamim Ferreira de; BORELLI, Reinaldo; GEBRA, Ricardo Luis. **Geração, Transmissão, Distribuição e Consumo de Energia Elétrica**. São Paulo: Érica, 2016.

KERSTING, W. H. Distribution system modelling and analysis. **Power and Energy Society**, p. 329, 2002.

SOUZA, Marcos Paulo de Melo Gomes de. **Coordenação da proteção de um sistema elétrico de potência interligado utilizando relés de sobrecorrente e de distância**. 2010.

SHAYANI, R. A. **Método para determinação do limite de penetração da geração distribuída fotovoltaica em redes radiais de distribuição.** Tese (Doutorado) — Universidade de Brasília, 2011.

PALUDO, J. **Avaliação dos impactos de elevados níveis de penetração da geração fotovoltaica no desempenho de sistemas de distribuição de energia elétrica em regime permanente.** Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2014.

ROCHA, W. L. **Modelagem e análise do sistema de distribuição de energia elétrica da ilha do fundão investigando impacto de geração distribuída.** TCC . Universidade Federal do Rio de Janeiro, set. 2010.

RAÚJO, Antonio Carlos M. de; SIQUEIRA, Claudia Aguiar de. **Considerações sobre as Perdas na Distribuição de Energia Elétrica no Brasil.** In: SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – SENDI, 2006, Belo Horizonte. Anais... Belo Horizonte: SENDI, 2006.

MATOS, J. **Geração distribuída e os seus impactes no funcionamento da rede elétrica:** Parte 2. Potência, v. 1, n. 2, p. 3, 2013.

CAMARGO, R. C. **Análise técnica de impactos e limite da penetração da geração distribuída em uma rede radial de distribuição estudo de caso para o alimentador da embaixada da Itália em Brasília df.** 2013.

IRENA. (2020). **Innovation Landscape for a Renewable-Powered Future.** Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.

Masters, G. M. (2004). **Renewable and Efficient Electric Power Systems.** Wiley-Interscience.

World Energy Council. (2019). **World Energy Trilemma Index 2019.** Londres: WEC.

Correa, Jordana Andrade, et al. **“Perdas de Energia Elétrica Na Rede de Distribuição No**

Brasil.” *Research, Society and Development*, vol. 11, no. 16, 12 Dec. 2022, p. e386111637851, <https://doi.org/10.33448/rsd-v11i16.37851>. Accessed 20 Jan. 2025.

CGIE – Comitê Gestor de Informações Energéticas. **Nota Técnica 01/2017**: Avaliação das perdas no sistema elétrico brasileiro. Brasília, 2017. Disponível em: <
[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-610/NT%20GT%20Perdas%20-%20Vers%C3%A3o%20Final%20\(1\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-610/NT%20GT%20Perdas%20-%20Vers%C3%A3o%20Final%20(1).pdf) >.
Acesso em: 22 jan. 2025.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Perdas de Energia Elétrica na Distribuição. Relatório – Edição 1/2021**. Brasília, julho de 2021. Dados referentes ao período de janeiro de 2008 a dezembro de 2020. Disponível em :
<https://antigo.aneel.gov.br/documents/654800/18766993/Relat%C3%B3rio+Perdas+de+Energia+Edi%C3%A7%C3%A3o+1-2021.pdf/143904c4-3e1d-a4d6-c6f0-94af77bac02a>. Acesso em 22 jan. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Balanco Energético Nacional 2024: Ano base 2023**. Rio de Janeiro: EPE, 2024. 274 p. Disponível em: <arquivo fornecido>.
Acesso em: 22 jan. 2025.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 7– Cálculo de Perdas na Distribuição**. Alterado em 2017. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2017771_prodist_modulo_7_v5.pdf.
Acesso em 22 jan. 2025.

ANEEL. **Resolução Normativa ANEEL N° 622, 19 de agosto de 2014**. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2014622.pdf>. Acesso: 22 jan. 2025.

BARROS, Benjamim Ferreira de; BORELLI, Reinaldo; GEBRA, Ricardo Luis. **Geração, Transmissão, Distribuição e Consumo de Energia Elétrica**. São Paulo: Érica, 2016.

EPE (org.). **Balanco Energético Nacional. Relatório Síntese 2021**. 2021. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dadosabertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-601/topico588/BEN_S%C3%ADntese_2021_PT.pdf. Acesso em: 22 jan. 2025.

ONS. **DADOS DA GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA NO SIN. 2021**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/boletim-geracaosolar.aspx>. Acesso em: 22 jan. 2025.

MME/EPE, Ministério de Minas e Energia; Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2030**. Brasília. 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-deexpansao-de-energia-2030>. Acesso em: 22 jan. 2025.

Rebeccah Kyomugisha, Christopher Maina Muriithi, Milton Edimu, **Voltage Stability Enhancement of the Uganda Power System Network**. 2021 IEEE PES/IAS PowerAfrica, DOI: 10.1109/PowerAfrica52236.2021.9543385, Nairóbi, Quênia, 23 a 27 de agosto de 2021.

Fausto Ruiz-Tipan, Carlos Barrera-Singana, **Reactive Power Compensation using Power Flow Sensitivity Analysis and QV Curves**. 2020 IEEE ANDESCON, DOI: 10.1109/ANDESCON50619.2020.9272113, Quito, Equador, 13 a 16 de outubro de 2020.

Piyadanai Pachanapan, **The control of large scale grid-tied photovoltaic rooftop systems to avoid the power factor charger**. 2019 International Conference on Power, Energy and Innovations (ICPEI), DOI: 10.1109/ICPEI47862.2019.8944973, Pattaya, Tailândia, 16 a 18 de outubro de 2019.

Chanasith Jan-ngurn, Krischonme Bhumkittipich, **Analysis of Power Grid System with Solar Power Sources and Energy Storage System Integrations using OPENDSS**. 2020 59th Annual Conference of the Society of Instrument and Control Engineers of Japan (SICE), DOI: 10.23919/SICE48898.2020, Chiang Mai, Tailândia, 23 a 26 de setembro de 2020.

Paulo Radatz, Nelson Kagan, Celso Rocha, Jeff Smith, Roger C. Dugan, **Assessing maximum DG penetration levels in a real distribution feeder by using OPENDSS**. 2016 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP), DOI: 10.1109/ICHQP.2016.7783416, Belo Horizonte, Brasil, 16 a 19 de outubro de 2016.

Brian Dowling, Ibrahim Sengor, Barry P. Hayes, **Conversion of Power Flow Models into**

Real-Time Simulation Models: A Case Study of OPENDSS to Matlab/Simulink Conversion for a Large-Scale Distribution Network. 2023 58th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), DOI: 10.1109/UPEC57427.2023.10294516, Dublin, Irlanda, 30 de agosto de 2023 a 01 de setembro de 2023.

ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE – EPRI. *OpenDSS PVSystem Element Model Version 1.* Palo Alto: EPRI, 2011.

ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE – EPRI. *Introduction to OpenDSS.* EPRI, abr. 2009. Disponível em: https://opendss.epri.com/opendss_documentation.html. Acesso em: 22 jan. 2025.

DUGAN, R. C. **Opndss manual.** Electric Power Research Institute, Inc, v. 7, 2018

SEXAUER, Jason. *Open Distribution System Simulator (OpenDSS): Introdução ao OpenDSS.* Tradução de Paulo Radatz e Celso Rocha. 1. ed. 2016. Disponível em: <https://www.epri.com/>. Acesso em: 21 jan. 2025.

GALDINO, Marco Antonio. Et al. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos.** Edição Revisada e Atualizada. Rio de Janeiro: CEPEL, 2014.