



UFPA

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

GABRIEL SOUSA MONTE

**IMPACTOS OCACIONADOS PELA CONEXÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA
EM UMA REDE DE DISTRIBUIÇÃO NO ESTADO DO PARÁ**

BELÉM

2025

GABRIEL SOUSA MONTE

IMPACTOS OCACIONADOS PELA CONEXÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM
UMA REDE DE DISTRIBUIÇÃO NO ESTADO DO PARÁ

Trabalho de Conclusão de Curso, apresentado
Como requisito parcial para obtenção do grau de
Bacharel em Engenharia Elétrica, Faculdade de
Engenharia Elétrica e Biomédica, Instituto de
Tecnologia, Universidade Federal do Pará.

Orientadora: Profa. Dra. Carolina de Mattos
Affonso

BELÉM

2025

RESUMO

O avanço acelerado da geração solar distribuída tem modificado significativamente a dinâmica das redes de distribuição elétrica, sobretudo em sistemas originalmente projetados para fluxo unidirecional de potência. Este trabalho investiga os impactos técnicos decorrentes da inserção de sistemas fotovoltaicos (FV) em uma rede real de baixa tensão, alimentada por um transformador de 112,5 kVA. As análises foram conduzidas por meio de simulações no *software* OpenDSS, utilizando dados georreferenciados da Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD), aliados a perfis reais de carga e irradiância da região. Foram testados diferentes cenários de penetração fotovoltaica, permitindo observar alterações no comportamento do sistema, como elevação de tensões nos barramentos, ocorrência de fluxo reverso de potência, variações no carregamento do transformador e nas perdas técnicas da rede. Os resultados obtidos reforçam a importância de um planejamento técnico adequado frente ao crescimento da geração distribuída.

Palavras-chave: Geração distribuída. Energia solar fotovoltaica. Redes de baixa tensão. Fluxo reverso. OpenDSS.

ABSTRACT

The rapid expansion of distributed solar generation has significantly altered the operational dynamics of electrical distribution networks, especially those originally designed for unidirectional power flow. This study investigates the technical impacts of integrating photovoltaic (PV) systems into a real low-voltage network supplied by a 112.5 kVA distribution transformer. The analysis was carried out using OpenDSS simulation software, incorporating georeferenced data from the utility's Geographic Database (BDGD), along with actual regional load profiles and solar irradiance data. Various penetration scenarios were simulated to assess the resulting changes in network behavior, such as voltage rise at buses, reverse power flow, transformer loading variations, and technical losses. The findings highlight the importance of adequate technical planning to ensure reliable network operation in the face of increasing distributed generation.

Keywords: Distributed generation. Solar photovoltaic energy. Low-voltage networks. Reverse power flow. OpenDSS.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Evolução da geração renovável em capacidade instalada (2019-2024)	1
Figura 1.2 – Evolução da potência instalada de geração fotovoltaica no Brasil.....	2
Figura 2.1 – representação simplificada do sistema elétrico: geração, transmissão e distribuição	6
Figura 2.2 – Distribuição da potência instalada de geração distribuída solar no Brasil por classe de consumo	8
Figura 2.3 – Arquitetura simplificada de um sistema fotovoltaico conectado à rede	9
Figura 2.4 – Estrutura básica de células, painéis e arranjos fotovoltaicos.	9
Figura 2.5 – Curvas I-V e P-V de um módulo fotovoltaico com destaque para o ponto de máxima potência.....	10
Figura 2.6 – Curvas I-V de um módulo fotovoltaico sob diferentes níveis de irradiância	12
Figura 2.7 – Curvas I-V de um módulo fotovoltaico sob diferentes temperaturas	12
Figura 2.8 – Perfis de radiação solar diária com valores equivalentes de HSP	13
Figura 2.9 – Diagrama simplificado do fluxo de energia.....	16
Figura 2.10 – Sobretensão Devida a Conexão de Geração Fotovoltaica	17
Figura 3.1 – Diagrama da rede BT	21
Figura 3.2 – Delimitação da região da Rede utilizada	22
Figura 3.3 – Perfis de consumo.....	23
Figura 3.4 – Tipos de conexão	24
Figura 3.5 – Fluxograma simulação.....	25
Figura 3.6 – operação do OpenDss via Python.....	26
Figura 3.7 – Média Mensal da Irradiação Solar Global Horizontal – Belém/PA	27
Figura 3.8 – Diagrama de blocos do elemento PV system no OpenDss.....	28

Figura 3.9 – Variação do Fator $MyPvsT$ com a temperatura da célula.....	29
Figura 3.10 – Curva de Eficiência do Inversor em Função da Carga	30
Figura 3.11 – Curva de irradiância solar média para o mês de setembro (Belém-PA)...	31
Figura 3.12 – Variação típica da temperatura em Belém durante o mês de setembro	32
Figura 3.13 – Curva da Potência entregue a partir do inversor.....	34
Figura 4.1 – Análise da Potência Aparente no Transformador ao Longo de 24 Horas ..	36
Figura 4.2 – A mostra o perfil de tensão (em pu) da fase A nos 27 barramentos.....	37
Figura 4.3 – variação da potência ao longo de 24 horas	38
Figura 4.4 – Tensão na Fase A dos Barramentos com Diferentes Níveis de GD	39
Figura 4.5 – Perfil de Tensão em Barramentos Selecionados para Diferentes Níveis....	40
Figura 4.6 – Curva de duração do transformador	41
Figura 4.7 – Perdas totais em função do nível de penetração da geração distribuída.....	42
Figura 4.8 – Mapa de Fluxo de Potência e Perfil de Tensão no Cenário Base	44
Figura 4.9 – Perfil de Tensão ao Longo do Alimentador no Cenário Base	44
Figura 4.10 – Mapas de Fluxo de Potência para Diferentes Níveis de Inserção de GD .	45
Figura 4.11 – Perfis de Tensão do Alimentador para Diferentes Níveis de GD.....	46
Figura 4.12 – Mapas de Tensão nos Barramentos para Diferentes Níveis de Inserção	47

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 – - Capacidade instalada de geração distribuída solar por região do Brasil em 2025 (MW)	3
Tabela 2.1 – Faixas de variação da tensão em relação à tensão nominal para redes de baixa tensão (≤ 1 kV)	15
Tabela 3.1 – Detalhamento parâmetros da rede BT	21
Tabela 3.2 – Parâmetros básicos do elemento pvsystem	28
Tabela 6.1 – Dimensionamento das GD's.....	53
Tabela 6.2 – Tensão nos barramentos	54

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BAR	Barramento
BDGD	Banco de Dados Geográficos da Distribuição
BT	Baixa Tensão
CC	Corrente Contínua
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPRI	Electric Power Research Institute
FC	Fluxo de Carga
FP	Fluxo de Potência
FV	Fotovoltaico
GD	Geração Distribuída
MMGD	Micro e Minigeração Distribuída
MPPT	Maximum Power Point Tracking
NP	Nível de Penetração
ONS	Operador Nacional do Sistema
OpenDSS	Open Distribution System Simulator
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PRODIST	Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica
PT	Perdas Técnicas
RPS	Regime Permanente Senoidal
SD	Sistema de Distribuição
SDBT	Sistema de Distribuição de Baixa Tensão
SE	Subestação
SEP	Sistema Elétrico de Potência
THD	Total Harmonic Distortion

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
1.1 Justificativa e relevância	4
1.2 Objetivo Geral	4
1.3 Objetivos Específicos	4
1.4 Estrutura do trabalho	4
2. REFERENCIAL TEÓRICO	6
2.1 Reconfiguração da Cadeia de Energia Elétrica	6
2.2 Fundamentos dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (<i>on-grid</i>)	8
2.2.1 Visão geral de um sistema <i>on-grid</i>	8
2.2.2 Células, módulos e arranjos	9
2.2.3 Inversor e rastreamento de máxima potência	10
2.2.4 Proteções e interface elétrica	11
2.2.5 Irradiância e temperatura: efeitos práticos	11
2.3 Horas de Sol Pleno	13
2.4 Geração distribuída fotovoltaica e o marco regulatório no Brasil	13
2.4.1 Evolução das regras para geração distribuída	14
2.4.2 Lei nº 14.300/2022 – direitos e responsabilidades	14
2.4.3 Qualidade da energia e limites técnicos segundo o PRODIST	15
2.5 Principais impactos devido a conexão da geração fotovoltaica	15
2.6 Ferramentas de análise (OpenDSS)	18
2.6.1 Visão geral do OpenDSS	18
2.6.2 Monitores e medidores	19
2.6.3 Automação em Python	20
3. METODOLOGIA	21
3.1 Detalhamento da rede utilizada	21
3.2 Caracterização das Cargas Residenciais	23
3.3 Metodologia utilizada para simulação	24
3.4 Algoritmo de sorteio	26
3.5 Modelagem do Sistema FV no OpenDSS	27
3.6 Exemplo	33
4. RESULTADOS	35
4.1 Simulações no Modo <i>DutyCycle</i>	35
4.1.1 Configuração dos cenários de penetração	35

4.1.2	Caso Base: sem conexão da geração FV	36
4.1.3	Casos com a conexão da geração FV	37
4.1.4	Curva de duração do transformador	40
4.1.5	Curva de perdas da rede	41
4.2	Simulações no Modo Snapshot	43
4.2.1	Caso Base	43
4.2.2	Casos com a conexão da geração FV	45
5.	CONCLUSÃO	48
5.1	Trabalhos futuros	49
6.	REFERÊNCIAS	50

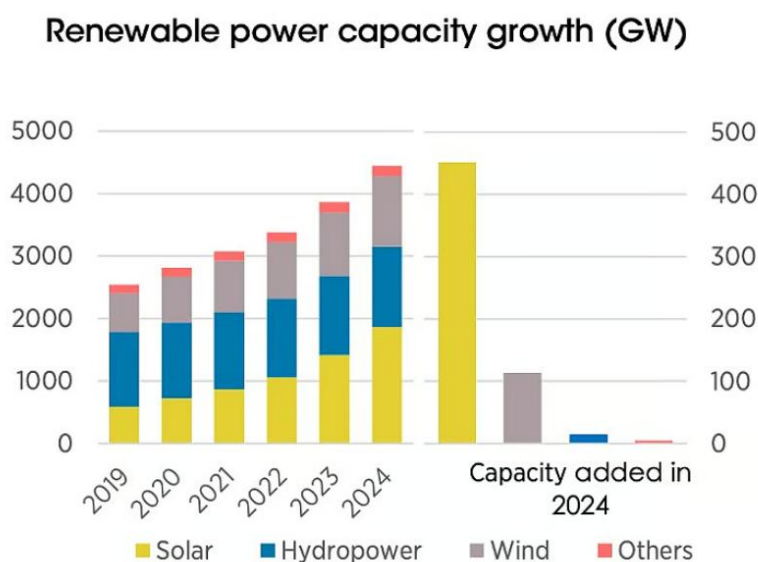
ANEXO A – TABELA DO DIMENSIONAMENTO DOS SISTEMAS FV

ANEXO B –TABELA TENSÃO DOS BARRAMENTOS EM CADA CASO

1. INTRODUÇÃO

A transição energética global tem impulsionado o crescimento significativo da geração solar fotovoltaica, destacando-se pelo caráter renovável, limpo e descentralizado. Em 2024, foram adicionados mundialmente aproximadamente 452 GW de geração solar, com o Brasil figurando entre os líderes dessa expansão, evidenciado por dados da International Renewable Energy Agency (IRENA) conforme ilustra a Figura 1.1, que mostra o crescimento da capacidade instalada mundial de geração renovável no período de 2019 a 2024, com destaque para a expansão da fonte solar.

Figura 1.1 Evolução da geração renovável no mundo em capacidade instalada (2019-2024)



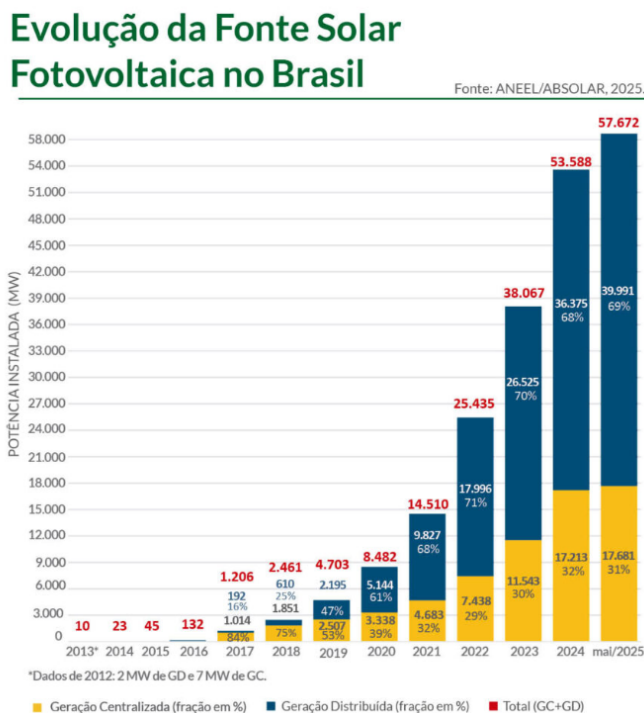
Fonte: IRENA, 2025

No Brasil, o aumento da participação da geração fotovoltaica também tem sido considerável conforme ilustra a Fig. 1.2. Em 2024, a potência instalada de geração fotovoltaica total no país foi de 57 GW, sendo 69% referente a geração distribuída (GD) conforme dados da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR). Este cenário reforça a importância crescente da GD, especialmente nas instalações residenciais através de painéis fotovoltaicos, alterando profundamente as dinâmicas tradicionais de consumo e produção de energia elétrica.

No Brasil, os sistemas de geração distribuída são classificados de acordo com a potência instalada. As unidades de pequeno porte, com capacidade de até 75 kW, são denominadas microgeração, sendo comuns em residências e estabelecimentos comerciais de

menor porte. Já os sistemas de maior capacidade, utilizados em condomínios, indústrias ou projetos de geração compartilhada, enquadram-se como minigeração, com potências entre 75 kW e 5 MW, conforme a tecnologia e a fonte de energia adotadas (ANEEL, 2022).

Figura 1.2 Evolução da potência instalada de geração fotovoltaica no Brasil



Fonte: ANEEL/ABSOLAR (2025).

A Tabela 1.1 apresenta os valores de potência instalada de geração distribuída solar nas regiões brasileiras em 2025. A Região Sudeste concentra a maior parte da capacidade instalada de GD solar no Brasil, destacando-se os estados de São Paulo e Minas Gerais. Em outubro de 2024, essas duas unidades federativas somavam juntas 9 GW de potência solar distribuída, sendo 4,74 GW em São Paulo e 4,29 GW em Minas Gerais (EIXOS, 2024). No ano de 2023, o Sudeste já havia atingido 5,27 GW de potência instalada em geração distribuída solar, valor significativamente superior ao das demais regiões do país. Para efeito de comparação, esse montante representa quase três vezes o total instalado no Nordeste e aproximadamente dez vezes o registrado na Região Norte, no mesmo período (PORTAL DA INDÚSTRIA, 2023).

Tabela 1.1 - Capacidade instalada de geração distribuída solar por região do Brasil em 2025 (MW)

Região	Potência Instalada (MW)
Norte	3.072,6
Nordeste	8.478,8
Centro-Oeste	6.799,8
Sudeste	13.166,9
Sul	8.472,8

Fonte: ANEEL / ABSOLAR, 2025.

Apesar da menor capacidade instalada, o Norte apresenta o crescimento proporcional mais expressivo. A potência instalada de GD solar na região evoluiu de 0,49 GW em 2021 para 1,7 GW em 2024, com destaque para o estado do Pará, que lidera o *ranking* regional (ABSOLAR, 2024).

É importante destacar que a configuração técnica das redes de distribuição no Norte do Brasil, especialmente na região Amazônica, apresenta características como alimentadores extensos, baixa densidade de interligações e uma elevada relação entre resistência e reatância (R/X). Essa combinação torna o sistema mais vulnerável aos efeitos da alta penetração de geração distribuída, incluindo variações de tensão, fluxo reverso de potência e possíveis violações dos limites operacionais, o que reforça a relevância de avaliar os impactos técnicos associados a esse cenário. No Estado do Pará, por exemplo, é comum encontrar redes com alimentadores longos, baixo carregamento e muitos ramais monofásicos, o que evidencia essas particularidades regionais (SANTOS et al., 2016).

A adoção da geração fotovoltaica traz inúmeros benefícios tanto para o consumidor como para o meio ambiente, como a redução de perdas energéticas, custos de energia, aumento da autonomia dos consumidores e aumento da sustentabilidade. Contudo, a elevada penetração de geração fotovoltaica introduz desafios técnicos significativos, uma vez que redes originalmente concebidas para fluxos unidirecionais precisam agora lidar com fenômenos como inversão do fluxo de potência, sobretensões, sobrecarga nos transformadores e dificuldades adicionais na coordenação dos sistemas de proteção (MARTIN; LEMON, 2016; CAMILO et al., 2018).

1.1 Justificativa e relevância

O crescimento exponencial da geração distribuída solar no Brasil, atingindo mais de 40 GW instalados até junho de 2025, demanda estudos técnicos detalhados devido aos impactos regionais específicos. No estado do Pará, onde características das redes locais amplificam esses desafios, a concessionária Equatorial Energia Pará já registra anualmente milhares de solicitações de conexão à rede. Este contexto reforça a relevância do presente estudo, que busca fornecer dados concretos sobre potenciais problemas e benefícios da expansão acelerada da geração fotovoltaica na região, contribuindo para evidenciar a importância de um planejamento adequado para a expansão e a manutenção da rede de distribuição.

1.2 Objetivo Geral

Este trabalho tem como objetivo geral analisar os efeitos técnicos da integração de sistemas fotovoltaicos em uma rede real de baixa tensão no estado do Pará.

1.3 Objetivos Específicos

Especificamente, os objetivos incluem:

- Modelar uma rede de distribuição de baixa tensão com sistemas fotovoltaicos no *software* OpenDSS (*Open Distribution System Simulator*);
- Modelar um perfil de carga e irradiância com dados do local;
- Simular diferentes cenários de penetração de geração fotovoltaica;
- Avaliar os impactos da geração fotovoltaica sobre a tensão, carregamento dos transformadores e perdas técnicas na rede;
- Entender as vantagens e desafios que surgem com o aumento da participação da geração fotovoltaica.

1.4 Estrutura do trabalho

Além da introdução, este trabalho está estruturado em quatro capítulos adicionais. O capítulo 2 apresenta o referencial teórico, abordando conceitos fundamentais relacionados à geração distribuída fotovoltaica e seus impactos técnicos nas redes elétricas. O capítulo 3 detalha a metodologia adotada para a simulação no OpenDSS, descrevendo os perfis de

carga, irradiância e os modelos utilizados para a análise técnica. No capítulo 4, são apresentados e discutidos os resultados das simulações realizadas. Finalmente, o capítulo 5 conclui o estudo com considerações gerais sobre os resultados obtidos e sugestões para futuras pesquisas.

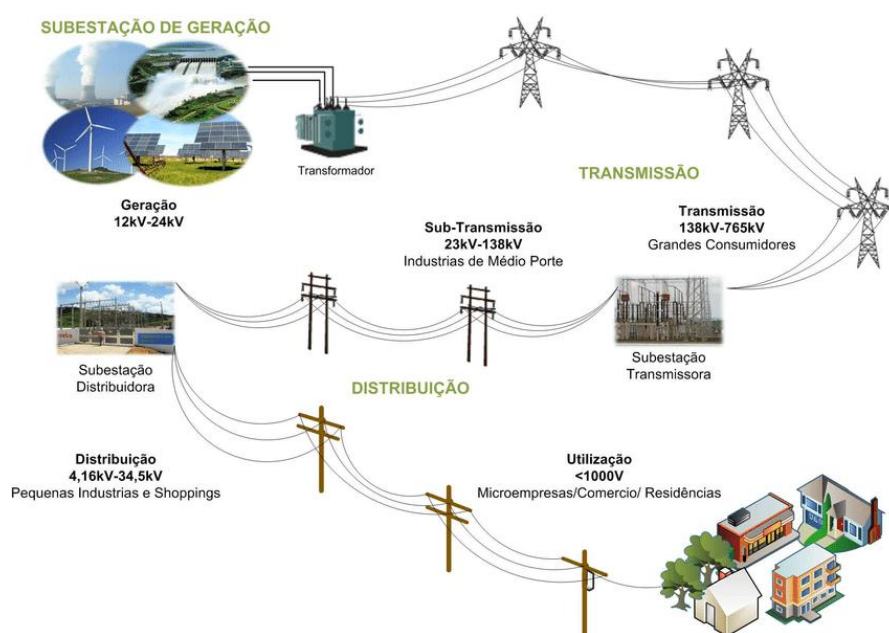
2. REFERENCIAL TEÓRICO

O presente capítulo tem como objetivo apresentar os principais fundamentos teóricos que sustentam a análise desenvolvida neste trabalho. Nele, são reunidas e organizadas as informações técnicas e conceituais sobre a geração distribuída fotovoltaica, seu crescimento no Brasil, os desafios impostos à rede elétrica convencional e os parâmetros regulatórios aplicáveis. Através da revisão de literatura técnica, científica e normativa, busca-se contextualizar o fenômeno da expansão da energia solar no país e, especialmente, os impactos decorrentes da inserção de sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição. Dessa forma, este capítulo oferece o embasamento necessário para a compreensão das análises e simulações desenvolvidas ao longo do estudo.

2.1 Reconfiguração da Cadeia de Energia Elétrica

Historicamente, a matriz elétrica brasileira é estruturada em grandes usinas, principalmente hidrelétricas, situadas a longas distâncias dos centros de carga. A energia gerada percorre extensos sistemas de transmissão em alta tensão, sendo posteriormente distribuída aos consumidores. A Figura 2.1 ilustra de forma simplificada a cadeia elétrica tradicional, composta pelas etapas de geração, transmissão e distribuição de energia.

Figura 2.1 Representação simplificada da cadeia elétrica tradicional: geração, transmissão e distribuição



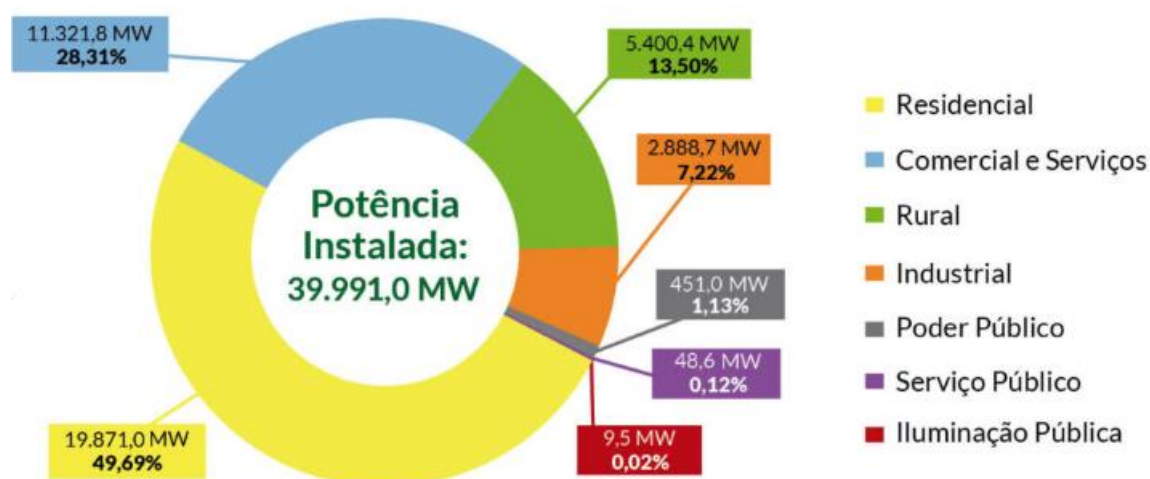
Fonte: Adaptado de Energisa (2023).

A expansão da geração solar, especialmente no formato distribuído, altera essa lógica. Parte significativa da eletricidade passa a ser produzida diretamente no nível de distribuição ou, em muitos casos, no próprio ponto de consumo. Essa descentralização traz benefícios como a redução de perdas na transmissão, mas também impõe novos desafios às distribuidoras. Dentre os principais desafios, destacam-se o gerenciamento de fluxos reversos de potência, o aumento da complexidade no controle da tensão, a necessidade de modernização dos sistemas de proteção e o desenvolvimento de estratégias específicas para lidar com a variabilidade da geração solar.

A geração distribuída (GD), regulamentada inicialmente pela Resolução Normativa nº 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), atualmente revogada, foi posteriormente aprimorada por normas subsequentes até a consolidação da Lei nº 14.300/2022, tornou-se o principal motor de crescimento da energia solar no Brasil. Em março de 2025, as instalações de pequeno porte, situadas em telhados, fachadas e propriedades rurais, já correspondiam a 37,4 GW de potência instalada, o que representa aproximadamente 68 % do total nacional. As usinas centralizadas, por sua vez, somavam 17,6 GW (ABSOLAR, 2024). Os investimentos no setor acompanham essa tendência. Em 2024, dos R\$ 60 bilhões aplicados em projetos de energia solar no país, cerca de 77 % foram destinados ao segmento de geração distribuída, evidenciando o protagonismo das pequenas e médias instalações no cenário energético nacional (MEGAWHAT.ENERGY, 2024).

A Figura 2.2 ilustra como a geração solar distribuída está dividida entre as diferentes classes de consumo no Brasil. Nota-se que a maior parte das instalações está no setor residencial, seguido pelos setores comercial, rural e industrial.

Figura 2.2 Geração solar distribuída no Brasil por classe de consumo



Fonte: ANEEL/ABSOLAR, 2025.

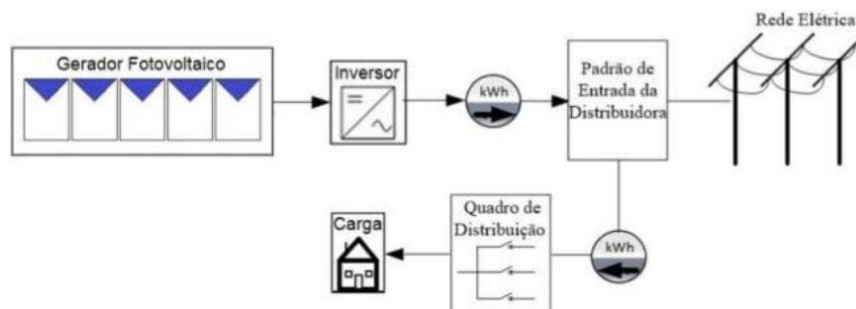
2.2 Fundamentos dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (*on-grid*)

2.2.1 Visão geral de um sistema *on-grid*

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede – conhecidos simplesmente como *on-grid* – transformaram-se em uma solução viável para residências, comércios e pequenas indústrias que desejam gerar parte da própria energia sem abrir mão da segurança e da estabilidade fornecidas pela distribuidora. Diferentemente dos sistemas isolados, o sistema *on-grid* trabalha sempre acoplado à rede pública: a energia excedente flui para o circuito de distribuição e volta ao consumidor em forma de créditos, reduzindo a fatura de energia. No Brasil, a compensação de energia segue a REN 1 000/2021 da ANEEL, que consolidou e substituiu normas anteriores.

Um sistema *on-grid* pode ser visualizado como um fluxo em linha reta que se inicia nos módulos solares, passando pelo inversor e pelos quadros de proteção ou distribuição e terminando no medidor bidirecional instalado pela distribuidora. A Figura 2.3 mostra como se organiza um sistema fotovoltaico *on-grid*, desde os módulos até a rede elétrica da distribuidora.

Figura 2.3 Arquitetura simplificada de um sistema fotovoltaico conectado à rede

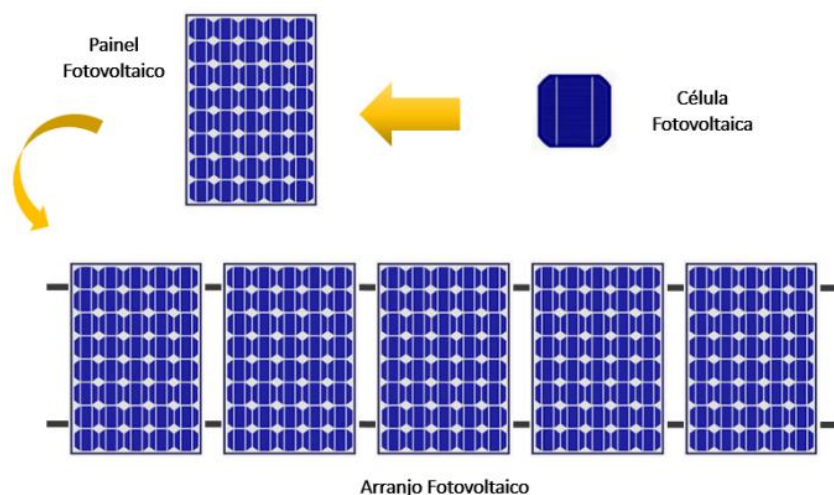


Fonte: CRESSEB; CEPEL (2014).

2.2.2 Células, módulos e arranjos

A célula fotovoltaica é o elemento básico na construção de sistemas fotovoltaicos e converte luz solar em corrente contínua. As células podem ser associadas em série ou em paralelo, dando origem aos módulos fotovoltaicos. Estes por sua vez podem ser associados para obtenção de níveis de tensões úteis, habitualmente entre 300 V e 600 V, dando origem a arranjos ou painéis fotovoltaicos (PINHO; GALDINO, 2014). A Fig. 2-4 apresenta a estrutura básica de células, painéis e arranjos fotovoltaicos.

Figura 2.4 Estrutura básica de células, painéis e arranjos fotovoltaicos.



Fonte: adaptado de Pereira (2019)

Além da representação de como as células se organizam em módulos e arranjos, é preciso olhar também para alguns parâmetros de referência. Eles ajudam a comparar e dimensionar os módulos de acordo com o desempenho esperado em operação.

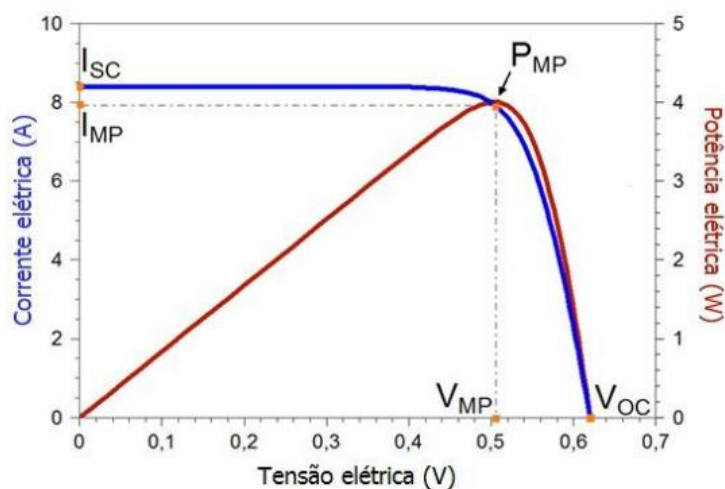
Parâmetros de referência:

- **Potência de pico (Wp):** indica a produção máxima sob condições padrão (1 000 W/m², 25 °C).
- **Tensão nominal:** ajuda a escolher a quantidade de módulos em série.
- **Coefficiente térmico:** informa quanto a potência cai quando a temperatura da célula sobe.

2.2.3 Inversor e rastreamento de máxima potência

O inversor é o “cérebro” do sistema. Ele converte a corrente contínua dos módulos em corrente alternada sincronizada com a rede e realiza o MPPT (*Maximum Power Point Tracking*), ajustando-se continuamente para extrair a maior potência possível a cada instante. A Figura 2.5 ilustra as curvas características de corrente versus tensão (I–V) e potência versus tensão (P–V) de um módulo fotovoltaico, destacando o ponto de máxima potência (MPP), que é continuamente buscado pelo inversor por meio do MPPT.

Figura 2.5 Curvas I-V e P-V de um módulo fotovoltaico



Fonte: CRESSEB; CEPEL (2014).

Outros papéis do inversor moderno incluem:

- **Adequar fator de potência:** variação automática entre indutivo e capacitivo, conforme exigência da distribuidora.
- **Serviços de apoio à rede:** funções Volt-Var e Volt-Watt que ajudam a estabilizar tensão e reduzir sobrecargas.

- **Desligamento seguro:** monitoramento de tensão/frequência garantindo desconexão rápida em eventos anormais.

2.2.4 Proteções e interface elétrica

Entre os módulos e a entrada da rede, tem-se o medidor bidirecional que registra tanto a energia consumida quanto a injetada, permitindo a contabilização de créditos. Além disso, algumas proteções são utilizadas:

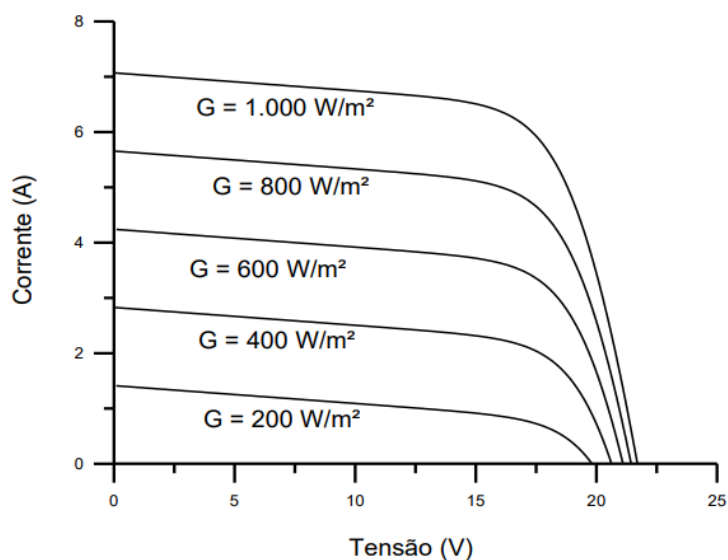
- **Quadro CC (string box CC):** fusíveis, seccionadora e DPS (Dispositivo de Proteção contra Surtos) protegem contra sobrecorrente e surtos na parte em corrente contínua.

- **Quadro CA (string box CA):** disjuntores termomagnéticos e DPS específicos para corrente alternada, instalados antes do medidor.

2.2.5 Irradiância e temperatura: efeitos práticos

A produção de potência proveniente dos módulos fotovoltaicos varia principalmente em função de dois fatores ambientais: irradiância solar e temperatura da célula. Quanto maior a irradiância, maior será a corrente elétrica e, portanto, maior será a potência instantânea. Em dias nublados, a queda de irradiância pode reduzir a geração de forma substancial. A Figura 2.6 mostra a influência da irradiância na corrente gerada por um módulo fotovoltaico, evidenciando que menor irradiância resulta em menor geração.

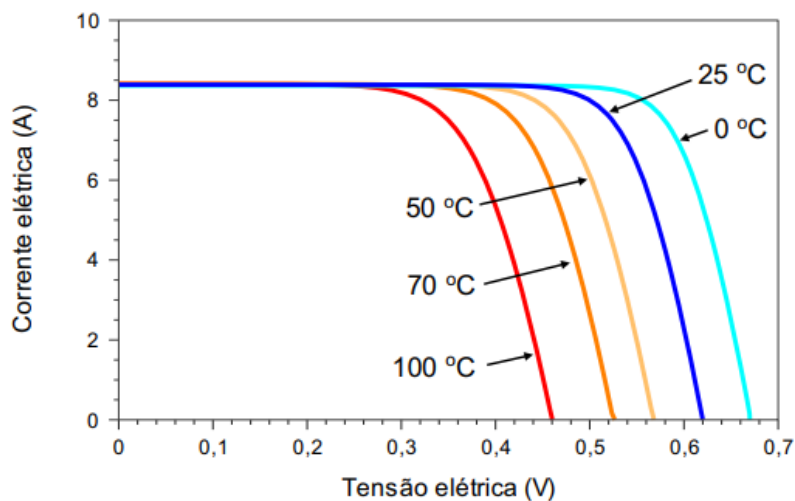
Figura 2.6 Curvas I-V de um módulo fotovoltaico sob diferentes níveis de irradiância



Fonte: CRESSEB; CEPEL (2014)

Por outro lado, quanto maior for a temperatura da célula, menor será sua tensão operacional e, por consequência, a potência. Em telhados expostos, a célula pode superar 60 °C em um dia de verão, reduzindo a saída total em aproximadamente 10 %. A Figura 2.7 mostra como a temperatura afeta a curva I-V de um módulo fotovoltaico, evidenciando que o aumento da temperatura reduz a tensão e, conseqüentemente, a potência gerada.

Figura 2.7 Curvas I-V de um módulo fotovoltaico sob diferentes temperaturas de operação

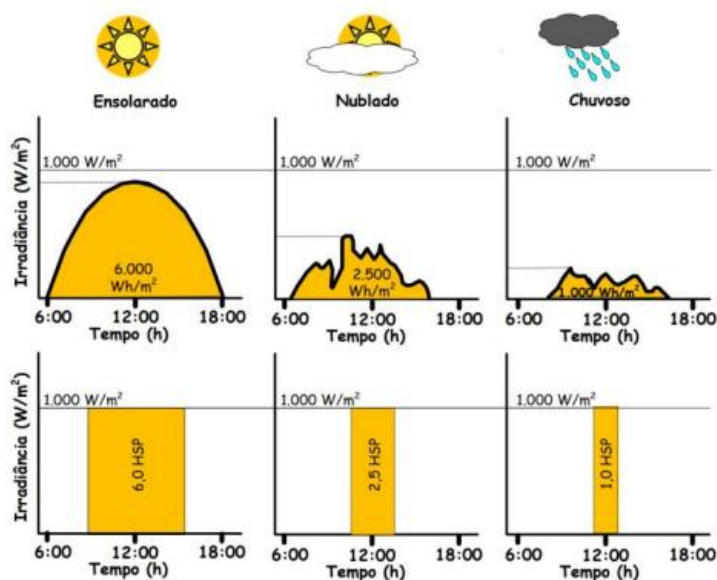


Fonte: CRESSEB; CEPEL (2014)

2.3 Horas de Sol Pleno

A geração de energia através de sistemas fotovoltaicos depende diretamente da irradiação disponível, que pode ser expressa em termos de Horas de Sol Pleno (HSP). Esse parâmetro indica o número de horas ao dia em que a irradiância precisaria se manter constante em 1 kW/m^2 para equivaler à energia total recebida ao longo do dia. Assim, o HSP permite estimar de forma prática a energia gerada por um sistema fotovoltaico, considerando as condições climáticas locais (ABUD, 2019; PINHO; GALDINO, 2014). A Figura 2.8 apresenta exemplos de perfis diários de irradiância solar para dias ensolarados, nublados e chuvosos, destacando como diferentes formas de distribuição da radiação podem resultar em valores semelhantes de HSP.

Figura 2.8 Exemplo de perfis de radiação solar diária com valores equivalentes de HSP



Fonte: PINHO et al., 2008

2.4 Geração distribuída fotovoltaica e o marco regulatório no Brasil

A energia solar tem crescido de forma acelerada no Brasil, especialmente com o avanço da geração distribuída, que permite aos consumidores gerar sua própria energia a partir de fontes renováveis, como os sistemas fotovoltaicos (FVs). Para garantir a segurança e o bom funcionamento das redes elétricas, diversas normas e leis foram criadas nos últimos anos. Esta seção apresenta, de maneira resumida, os principais pontos que definem as regras para conexão de sistemas FVs à rede de distribuição no Brasil.

2.4.1 Evolução das regras para geração distribuída

Desde 2012, o Brasil vem desenvolvendo um conjunto de normas e leis que regulam a instalação de sistemas de micro e minigeração distribuída. A seguir estão os marcos principais:

- **Resolução Normativa nº 482/2012 (ANEEL):** Foi o marco inicial, criou o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), permitindo que consumidores gerem sua própria energia e utilizem créditos para abater o consumo da rede, atualmente revogada;
- **Resolução Normativa nº 687/2015 (ANEEL):** Ampliou os limites de potência para micro e minigeração, regulamentou a geração compartilhada e o autoconsumo remoto, também já revogada;
- **Lei nº 14.300/2022 (Marco Legal da GD):** Transformou o sistema de compensação em uma lei federal e definiu novos critérios para conexão e cobrança de encargos, lei ainda em vigor;
- **Resolução Normativa nº 1.059/2023 (ANEEL):** regulamentada por meio da lei 14300/2022, estabeleceu procedimentos mais detalhados para solicitação de acesso, análise de impacto e prazos para resposta das distribuidoras. Resolução atualmente em vigor.

2.4.2 Lei nº 14.300/2022 – direitos e responsabilidades

A Lei 14.300/2022 trouxe definições importantes para a geração distribuída:

- **Microgeração:** Sistemas de até 75 kW de potência, geralmente conectados em baixa tensão;
- **Minigeração:** Sistemas acima de 75 kW e até 5 MW, podendo ser conectados em média ou alta tensão;
- **Sistema de Compensação:** Mantém o direito do consumidor de injetar energia excedente na rede e receber créditos para consumo futuro;
- **Encargos de uso da rede:** Sistemas protocolados a partir de 2023 devem pagar uma tarifa proporcional ao uso da infraestrutura elétrica, chamada Tarifa Fio B;
- **Estudos de acesso:** Projetos de pequena potência em baixa tensão têm análise simplificada. Para potências maiores ou redes mais complexas, são exigidos estudos técnicos completos.

2.4.3 Qualidade da energia e limites técnicos segundo o PRODIST

O PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica), estabelecido pela ANEEL, define os padrões de qualidade que devem ser mantidos na rede elétrica, mesmo com a presença de sistemas de geração distribuída. Esses limites são classificados em faixas de tensão de atendimento, conforme a Tabela 2.1, que diferencia situações de tensão adequada, precária ou crítica em relação à tensão nominal.

Tabela 2.1 Faixas de variação da tensão em relação à tensão nominal para redes de baixa tensão (≤ 1 kV)

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão Nominal (TN)
Adequada	$0,92TN \leq TL \leq 1,05TN$
Precária	$0,87TN \leq TL < 0,92TN$ ou $1,05TN < TL \leq 1,06TN$
Crítica	$TL < 0,87TN$ ou $TL > 1,06TN$

Fonte: Adaptado de ANEEL. PRODIST – Procedimentos de Distribuição. Módulo 8, 2022.

- **Tensão em regime permanente:** Deve permanecer entre 92 % e 105 % da tensão nominal da rede.
- **Fator de potência:** Os sistemas devem operar com fator de potência igual ou superior a 0,92, seja em condições de geração ou consumo.
- **Distorção harmônica (THD):** Não pode ultrapassar 5 % da tensão, ou 3 % em locais sensíveis.
- **Desequilíbrio entre fases:** Deve ser inferior a 2 %

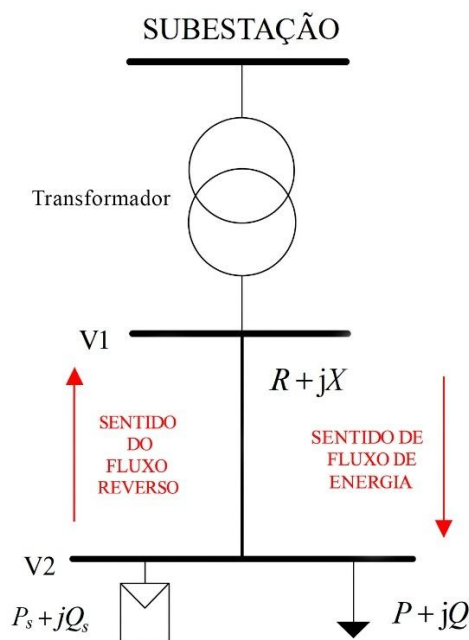
2.5 Principais impactos devido a conexão da geração fotovoltaica

No sistema elétrico brasileiro, é comum que as redes de distribuição adotem uma topologia radial. Nesse modelo, cada alimentador parte de uma subestação e segue em um único sentido até os consumidores finais, sem ramificações interconectadas. O fluxo de potência ativa e reativa ocorre de forma unidirecional, indo da subestação em direção às cargas. Durante esse percurso, há uma queda gradual de tensão, causada pela resistência e reatância das linhas.

Com a crescente inserção da geração distribuída fotovoltaica no ambiente urbano, especialmente em unidades residenciais, surgem situações em que a energia gerada

localmente supera a demanda da carga. Quando a potência fornecida por esses sistemas é maior que a potência consumida, ocorre a inversão do fluxo de corrente elétrica, fenômeno conhecido como fluxo reverso. Esse comportamento é mais comum em horários de alta irradiância solar, geralmente entre 11h e 14h, quando a geração fotovoltaica atinge seu pico e a demanda das cargas residenciais é relativamente baixa. Em alimentadores longos, com baixa densidade de consumo, a ocorrência do fluxo reverso torna-se ainda mais significativa, e o ponto de inversão pode se deslocar ao longo do dia, conforme variam os perfis de carga e geração. A Figura 2.9 mostra um diagrama básico do fluxo de energia em um alimentador, permitindo visualizar o sentido convencional que pode ser revertido com a inserção de geração distribuída.

Figura 2.9 – Diagrama simplificado do fluxo de energia



Fonte: Adaptado Eichkoff (2018a)

A tensão $V1$ corresponde ao ponto de conexão junto à subestação, enquanto $V2$ representa o nó onde há simultaneamente a injeção de potência da geração distribuída ($P_s + jQ_s$) e o consumo da carga ($P + jQ$). O trecho de rede entre esses nós é modelado pela impedância ($R + jX$), exercendo influência direta tanto nas perdas elétricas quanto no perfil de tensão do sistema.

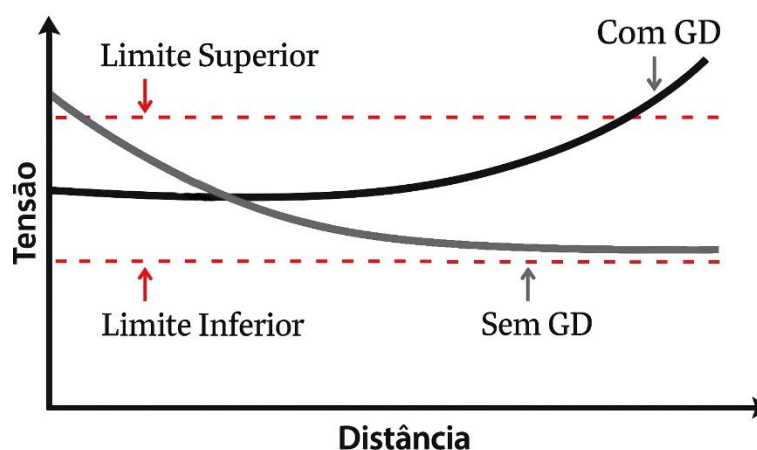
A conexão massiva da geração fotovoltaica na rede pode ocasionar diversos impactos técnicos no sistema, como:

- **Fluxo Reverso:** ocorre quando a potência gerada localmente pelos sistemas fotovoltaicos excede a demanda da carga, fazendo com que a energia seja injetada de volta na rede em direção à subestação. Esse fenômeno, como mencionado, é típico em horários de alta irradiância solar e caracteriza-se pela inversão do sentido convencional do fluxo de potência.

- **Sobretensão e variação de tensão:**

A injeção de potência ativa por sistemas fotovoltaicos pode elevar os níveis de tensão nas extremidades do alimentador. Esse efeito é intensificado quando há alta penetração da geração fotovoltaica, superando o limite máximo de 1,05 pu estabelecido pela ANEEL no Módulo 8 do PRODIST. A Figura 2.10 mostra que, sem a geração FV, a tensão tende a cair ao longo do alimentador, enquanto a presença da geração FV pode elevar a tensão de forma progressiva até ultrapassar o limite superior regulatório.

Figura 2.10 Sobretensão Devida a Conexão de Geração Fotovoltaica



Fonte: Adaptado Wanzeler (2018b)

- **Sobrecarga e envelhecimento de transformadores:**

Transformadores de distribuição são dimensionados para operar com o fluxo de potência no sentido convencional. Em condição de fluxo reverso, o perfil de aquecimento interno se altera, o que pode acelerar o envelhecimento dos materiais isolantes. Segundo estudos técnicos, essa condição pode reduzir a vida útil dos transformadores, devido ao deslocamento das zonas de maior temperatura nos enrolamentos. O impacto torna-se mais acentuado em cenários caracterizados por elevada inversão de fluxo de potência.

- **Coordenação da proteção:**

Dispositivos de proteção, como fusíveis, religadores e relés de sobrecorrente, são ajustados considerando o fluxo de corrente da subestação para as cargas. Com a inversão do fluxo, as correntes de curto-circuito podem ser reduzidas ou assumir direção oposta, comprometendo a seletividade dos dispositivos durante falhas no sistema. (EPRI, 2018)

- **Fator de potência e distorções harmônicas:**

Inversores modernos utilizam estratégias de controle como Volt-Var e Volt-Watt, que contribuem para a regulação da tensão na rede. No entanto, se mal configurados, podem degradar o fator de potência global, fazendo-o cair abaixo do limite mínimo exigido de 0,92. Além disso, a operação eletrônica desses inversores pode introduzir distorções harmônicas, com valores típicos de THD (entre 2 % e 4 %, podendo atingir o limite de 5 % em pontos mais sensíveis da rede. (PRODIST Módulo 8)

2.6 Ferramentas de análise (OpenDSS)

2.6.1 Visão geral do OpenDSS

O OpenDSS é um *software* desenvolvido pelo *Electric Power Research Institute* (EPRI) para simulações em sistemas elétricos, com foco especial nas redes de distribuição de energia. Ele se destaca por ser uma ferramenta bastante flexível, o que permite seu uso tanto em análises convencionais quanto em estudos mais avançados, como os voltados para tecnologias emergentes, incluindo as Redes Elétricas Inteligentes (*Smart Grids*).

Entre suas funcionalidades principais, destaca-se a capacidade de realizar análises no domínio da frequência, incluindo avaliação de perdas técnicas e impactos da inserção de geração distribuída na rede. Por conta disso, o OpenDSS tem se consolidado como uma ferramenta amplamente utilizada em estudos de planejamento e avaliação de capacidade de hospedagem em sistemas modernos de distribuição.

O método utilizado pelo OpenDSS para resolver o fluxo de carga é baseado na injeção de correntes, utilizando métodos iterativos, eficaz para sistemas desequilibrados e com topologias radiais, que são comuns nas redes de distribuição brasileiras. Essa abordagem lida bem com a diversidade de cargas e a assimetria entre fases, o que garante resultados confiáveis para análises monofásicas, bifásicas e trifásicas. Além disso, o

OpenDSS oferece diferentes modos de solução, adequados tanto para análises estáticas quanto para simulações com variação temporal. Os principais modos são:

- **SnapShot:** realiza o fluxo de carga para um único instante no tempo, sendo o modo mais usado para análises pontuais de tensão e carregamento;
- **Daily e Yearly:** simulam o comportamento do sistema ao longo de um ou mais dias, possibilitando avaliar variações horárias de carga e geração;
- **Análise harmônica:** permite estudar distorções da forma de onda causadas por cargas ou inversores não lineares;
- **Curto-circuito:** calcula as correntes de falha e contribuições dos elementos da rede durante eventos de curto-circuito.

Neste trabalho, o OpenDSS foi utilizado principalmente nos modos SnapShot e Daily, conforme o objetivo de simular condições de operação da rede em diferentes instantes ou ao longo de um dia típico. A modelagem do sistema envolveu:

- Cargas do tipo ZIP, com parâmetros fixados conforme recomendações técnicas para redes residenciais;
- Geradores fotovoltaicos representados pelo elemento PVSystem, com características como potência nominal, fator de potência e controle de tensão;
- Integração de monitores e medidores para captação automática dos resultados.

2.6.2 Monitores e medidores

Para cada cenário de simulação, foram adicionados monitores (*Monitors*) nos principais pontos da rede:

- Nós críticos, para registrar o perfil de tensão;
- Transformador de distribuição, para medir potência ativa e reativa no lado de média tensão;

- Condutor de neutro, para avaliar desequilíbrios entre fases.

Além disso, um medidor de energia (*EnergyMeter*) foi conectado ao alimentador principal, com a função de registrar perdas ativas e reativas e a energia injetada na rede pela geração fotovoltaica. Todos os dados foram exportados automaticamente em arquivos .CSV, que foram processados em Python, eliminando a necessidade de tratamento manual e garantindo rastreabilidade total dos resultados.

Os nós críticos foram escolhidos para comparar o alimentador, não para apontar os “piores casos”. A intenção é mostrar que, com o mesmo nível de penetração de geração fotovoltaica, pontos diferentes da rede reagem de maneiras distintas. Assim, a análise destaca a diversidade de comportamentos ao longo do circuito, mais do que o risco isolado de violação de limites.

2.6.3 Automação em Python

A rotina de simulação foi automatizada com uso da biblioteca `py_dss_interface`, que conecta o Python diretamente à DLL do OpenDSS. Para cada iteração da simulação, o seguinte ciclo foi executado:

1. Sorteio e aplicação das potências de geração fotovoltaica nos barramentos definidos;
2. Execução do comando `Solve`, utilizando os modos `Snap` ou `Daily`, conforme o tipo de análise;
3. Coleta dos resultados por meio da exportação dos dados registrados pelos monitores configurados previamente, utilizando o comando `Export Monitor`, para posterior análise estatística.

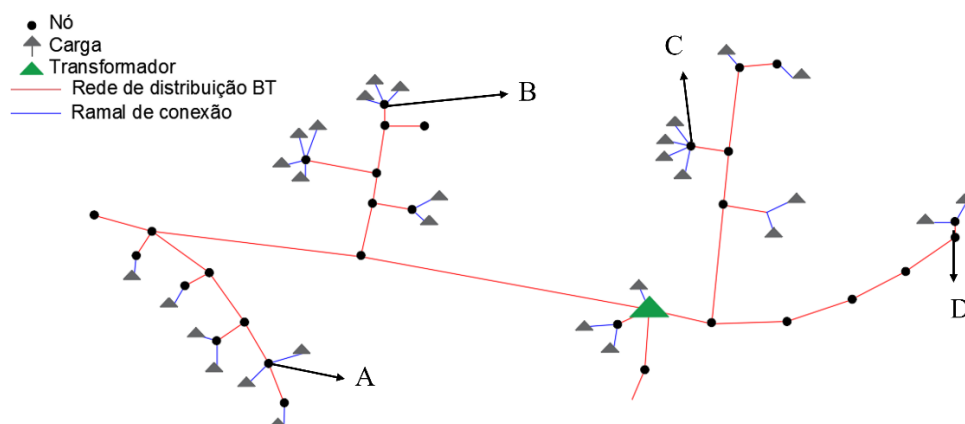
Esse processo permitiu a realização de diversas simulações consecutivas com diferentes condições de operação da rede, possibilitando uma avaliação detalhada dos impactos da geração distribuída nos níveis de tensão, perdas e carregamento de transformadores.

3. METODOLOGIA

3.1 Detalhamento da rede utilizada

O sistema analisado neste trabalho é uma rede de distribuição residencial situada na cidade de Belém, Pará, modelada utilizando o *software* OpenDSS (*Open Distribution System Simulator*). O circuito estudado é trifásico, com configuração de quatro fios e tensão nominal de 220 V, atendido por um transformador trifásico de 112,5 kVA conectado em delta-estrela aterrada. Este transformador abastece diretamente um conjunto composto por 29 unidades consumidoras, sendo 26 trifásicas, além de duas unidades bifásicas e uma monofásica, formando uma rede de baixa tensão apresentada graficamente na Figura 3.1.

Figura 3.1 Diagrama da rede BT



Fonte: Autor (2025)

Tabela 3.1 Detalhamento parâmetros da rede BT

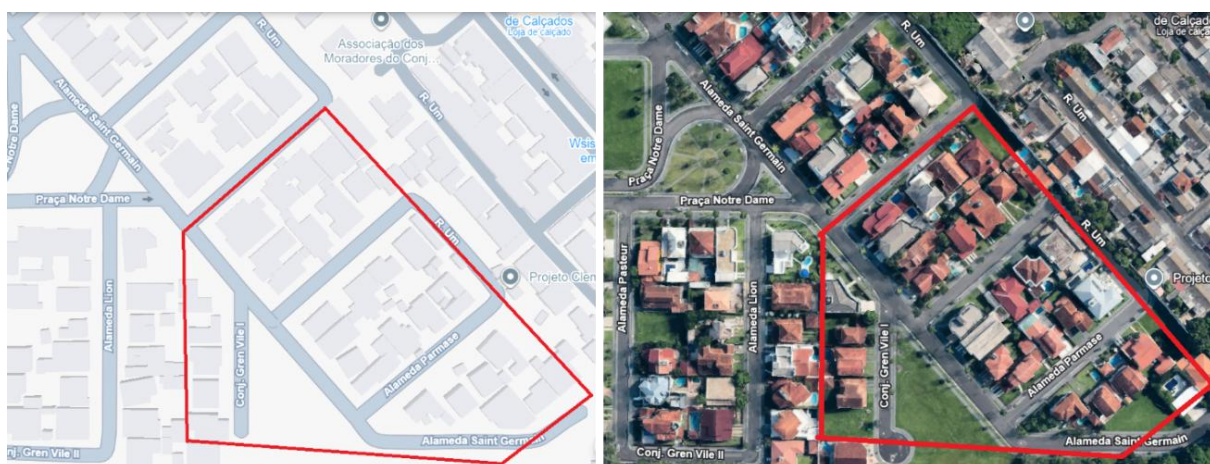
Parâmetro	Detalhamento	Valor
Potência nominal	Capacidade nominal do transformador	112,5 kVA
Tensão Primária	Tensão nominal no lado primário	13,8 kV
Tensão Secundária	Tensão nominal no lado secundário	0,220 kV
Ligação Primária	Tipo de ligação dos enrolamentos primários	Delta
Ligação Secundária	Tipo de ligação dos enrolamentos secundários	Estrela
Reatância (XLH)	Reatância percentual entre primário e secundário	1,2 %
Resistência (%R)	Resistência percentual entre primário e secundário	0,608889 %
Perda em carga	Perdas sob condições nominais de carga	1,515556 %
Perda em vazio	Perdas sem carga	0,297778 %
Tap	Ajuste de tensão em unidade por unidade (pu)	1,0455

As barras A, B, C e D indicadas são monitoradas para melhor análise dos resultados. Estas barras foram escolhidas devido aos seguintes critérios:

- Distância elétrica ao transformador: selecionar nós próximos e terminais para capturar: (i) a queda de tensão acumulada ao longo do alimentador e (ii) a sensibilidade desses pontos à injeção de potência ativa pela geração fotovoltaica.
- Nível de carregamento local: incluir nós de alta e baixa carga para avaliar como o balanço carga–geração altera o perfil de tensão (maior carga tende a conter elevação; baixa carga favorece picos).
- Potencial/presença de GD: priorizar trechos residenciais densos, onde a probabilidade de haver múltiplas instalações fotovoltaicas é maior; nesses pontos aumentam as chances de fluxo reverso e de elevação de tensão.

Para facilitar o processo de modelagem e análise, o circuito situado a montante do transformador foi simplificado por meio de um equivalente de Thévenin, representando assim a rede externa como um barramento infinito. A Figura 3.2 exibe imagens que delimitam claramente a região estudada, destacando tanto a localização exata do transformador quanto a extensão física da rede de baixa tensão no contexto urbano real.

Figura 3.2 Delimitação da região da Rede utilizada



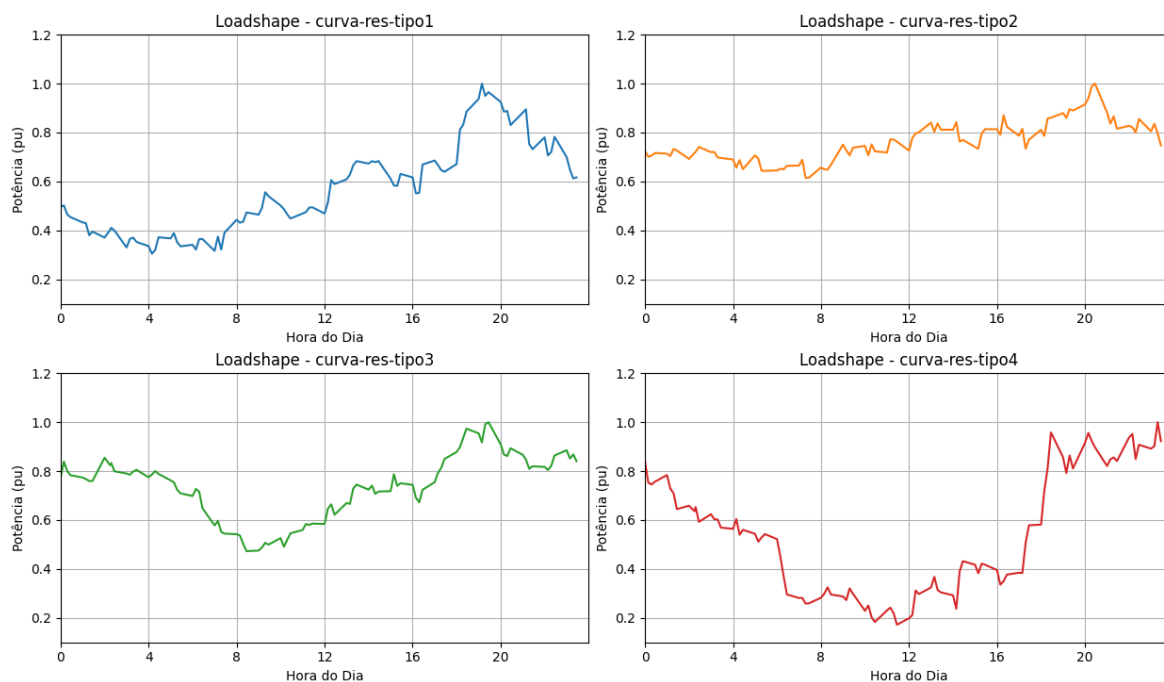
Fonte: Adaptado Google Maps

3.2 Caracterização das Cargas Residenciais

A Figura 3.3 exibe as curvas típicas de carga residencial adotadas neste trabalho, obtidas a partir dos dados disponibilizados na BDGD (Base de Dados Geográfica da Distribuidora), representando diferentes perfis de consumo ao longo do dia. Essas curvas ilustram claramente a variação da demanda energética, destacando perfis típicos que refletem diferentes comportamentos de consumo entre os moradores.

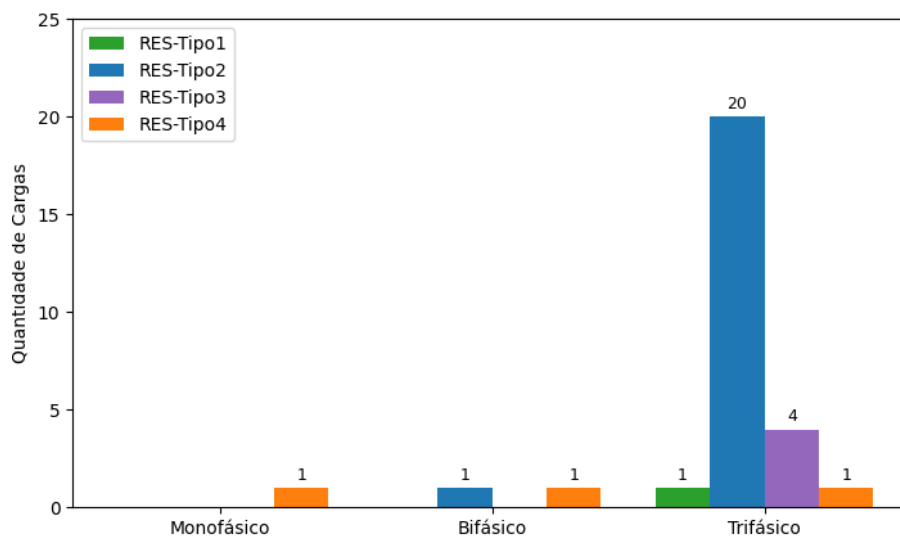
Por sua vez, a figura 3.4 detalha como as 29 cargas conectadas ao sistema estão distribuídas, diferenciando-se pela modalidade de conexão (monofásica, bifásica e trifásica) e pelo tipo de curva adotada. É possível observar que há uma concentração significativa de cargas trifásicas, o que indica uma demanda energética mais expressiva nesse perfil específico, enquanto cargas bifásicas e monofásicas estão presentes em menor quantidade, mas também presentes na composição do consumo total.

Figura 3.3 Perfis de consumo



Fonte: Autor (2025)

Figura 3.4 Distribuição das Cargas por Tipo de Conexão



Fonte: Autor (2025)

3.3 Metodologia utilizada para simulação

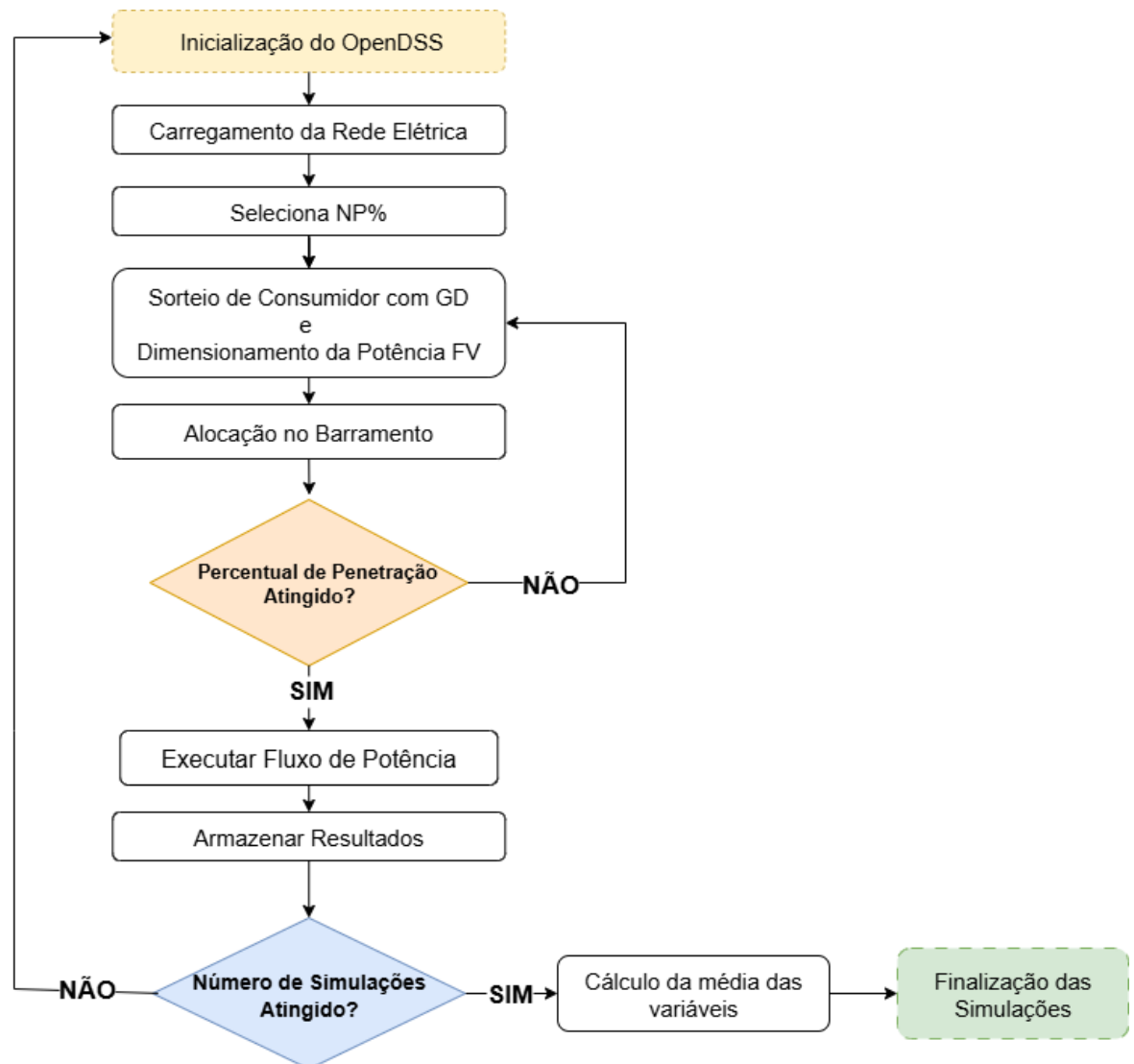
A Figura 3.5 apresenta o fluxograma da metodologia proposta. Primeiramente, obtém-se os dados da rede. Em seguida, seleciona-se o nível de penetração (NP) de geração FV a ser considerado na simulação. Foram simulados cenários para os níveis de 40%, 80%, 120% e 160% de penetração.

Com o objetivo de considerar a variabilidade inerente às condições de operação da rede de distribuição, foi empregado o método de sorteio. Para cada nível de penetração são gerados 150 ciclos de simulação, onde a geração FV é alocada nos barramentos da rede e dimensionada para atender a 100% da demanda da barra em que foi conectada.

O fluxo de potência é resolvido para cada cenário e para cada hora do dia, até completar as 24 horas. As variáveis de interesse compostas pelas tensões nos barramentos e pela potência no secundário do transformador são armazenadas ao final de cada simulação para estudo posterior. Este processo é repetido até que todos os cenários gerados aleatoriamente sejam analisados. Ao final de cada conjunto de simulações foi calculada a média das variáveis de interesse, como as tensões nos barramentos e a potência no secundário do transformador.

Além disso, foram realizadas simulações adicionais específicas para avaliar o comportamento das perdas elétricas. Essas simulações permitiram observar a progressão das perdas ao longo do aumento da penetração de geração FV, contribuindo para uma análise mais completa dos impactos técnicos.

Figura 3.5 Fluxograma simulação



Fonte: Autor (2025)

As simulações realizadas foram desenvolvidas em ambiente Python e executadas no OpenDSS, utilizando a integração entre os dois ambientes por meio da biblioteca `py_dss_interface`. O fluxo de potência foi solucionado em cenários sucessivos de simulação, de forma que as variáveis de interesse fossem armazenadas a cada iteração.

O processo de integração Python-OpenDSS permitiu a automação da configuração das cargas, da inserção dos sistemas fotovoltaicos e da execução do fluxo de potência, garantindo a coleta sistemática dos resultados. A Figura 3.6 ilustra o procedimento geral adotado para a operacionalização do OpenDSS via Python.

Figura 3.6 operação do OpenDss via Python



Fonte: Adaptado manual OpenDSS(EPRI)

3.4 Algoritmo de sorteio

A metodologia adotada compreendeu a geração de cenários aleatórios, nos quais tanto os dimensionamentos dos sistemas fotovoltaicos quanto a sua localização na rede foram tratados como variáveis. No contexto do algoritmo implementado, cada cenário de simulação foi caracterizado por um conjunto de geradores solares instalados em diferentes barramentos da rede elétrica, injetando potência ativa conforme o perfil diário de irradiação solar.

Os consumidores foram selecionados de forma aleatória para receberem sistemas fotovoltaicos, respeitando critérios de elegibilidade associados à sua demanda máxima de potência. A seleção aleatória foi conduzida até que o percentual desejado de penetração da geração FV fosse atingido na rede estudada. A cada iteração, o consumidor sorteado era removido do conjunto, garantindo que não pudesse ser selecionado novamente. Dessa forma, os consumidores subsequentes mantinham uma probabilidade uniforme em relação ao conjunto remanescente.

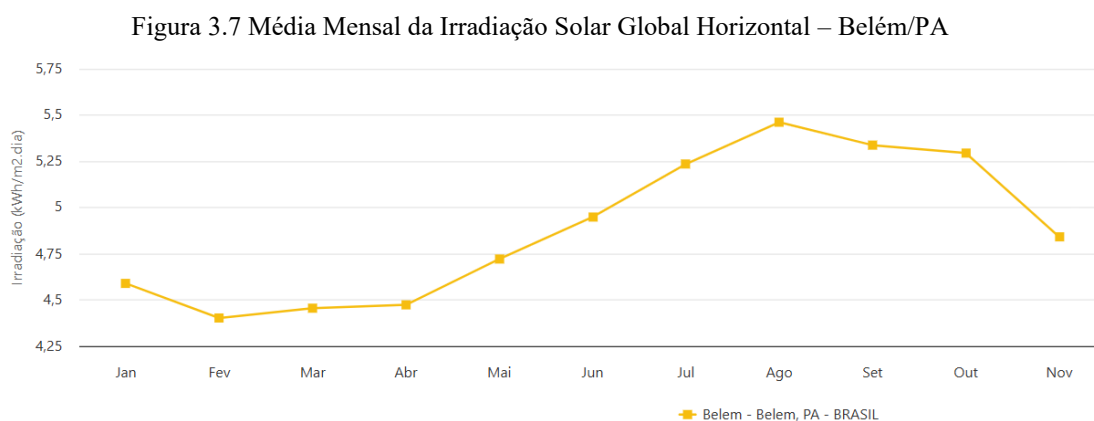
A potência de cada sistema fotovoltaico foi calculada com base na demanda máxima da unidade consumidora sorteada, considerando que o consumidor instalasse um sistema fotovoltaico em sua residência com o objetivo de compensar 100% do seu consumo mensal. A potência nominal de cada sistema fotovoltaico foi calculada conforme metodologia proposta por Teixeira et al. (2020), onde:

$$P_{nom}(Wp) = \frac{E}{TD \times HSP_{MA}}$$

Onde:

- P_{nom} : Potência de pico do sistema fotovoltaico [Wp];
- E : Consumo máximo diário da unidade consumidora [Wh/dia];
- TD : Taxa de desempenho do sistema;
- HSP_{MA} : Média diária anual da Hora de Sol Pleno incidente no plano do painel [h].

Neste trabalho adotou-se $TD = 80\%$ conforme estimado em (Pinho e Galdino, 2014), e $HSP_{MA} = 4,69h$, conforme indicado em (CRESESB, 2018), para a região do alimentador estudado. A Figura 3.7 mostra como a irradiação solar média varia mês a mês em Belém/PA, sendo usada como referência nas simulações deste trabalho.

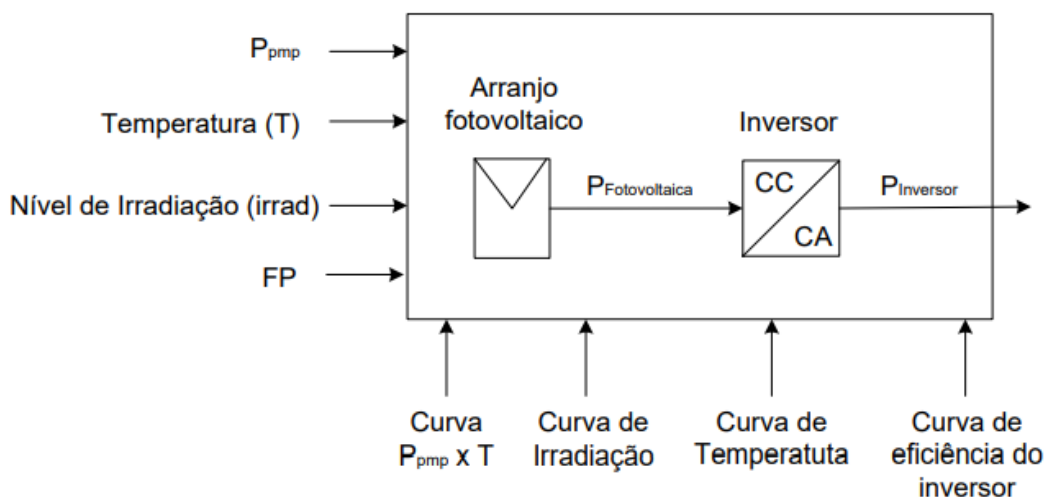


Fonte: CRESESB (2024)

3.5 Modelagem do Sistema FV no OpenDSS

Para realizar a simulação de um sistema fotovoltaico no OpenDSS, se utiliza de um modelo já disponibilizado pelo elemento PVSystem, restando configurar os parâmetros que descrevem as condições de operação do sistema Fotovoltaico. Na figura 3.8 segue o diagrama de blocos presente no manual do *software* demonstrando a relação entre as principais variáveis.

Figura 3.8 Diagrama de blocos do elemento PVSystem no OpenDss



Fonte: Adaptado Manual OpenDss (EPRI)

Para modelar o elemento PVSystem utilizado como referência nas simulações, foi necessário compreender conceitos fundamentais que permitem tornar a simulação mais próxima da realidade, conforme demonstrado nos parâmetros da Tabela 3.2:

Tabela 3.2 Parâmetros básicos do elemento *pvsystem*

Parâmetro	Descrição
KV	Tensão de linha nominal em kV
Bus1	Nome da barra que será conectado
KVA	Potência nominal do inversor em kVA
PF	Fator de potência
irrad	Irradiação nominal, irradiância (Base)
Pmp	Potência nominal do inversor no ponto de máxima potência
Temperature	Valor fixo de temperatura da célula para toda a simulação
effcurve	Curva de eficiência por potência
P - Tcurve	Relação entre potência relativa e temperatura da célula, usada para corrigir a potência nominal
Daily	perfil diário da irradiância, em pu, ao longo das horas do dia
TDaily	Variação horária da temperatura da célula ao longo do dia

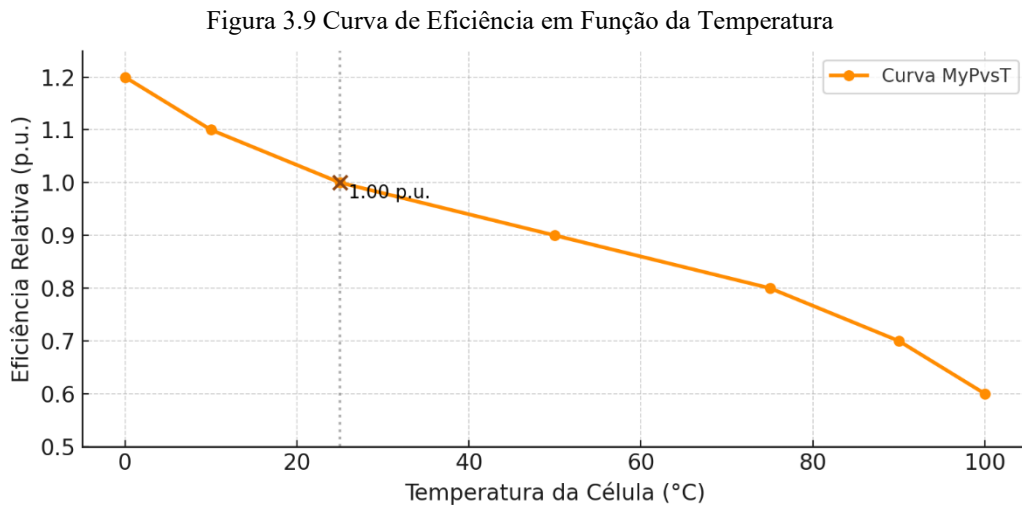
Fonte: Manual OpenDss (EPRI)

Para a modelagem de um sistema FV no OpenDSS é necessário a definição de quatro curvas, as quais serão detalhadas a seguir:

- MyPvsT;
- MyEff;
- MyIrrad;
- Mytemp.

a) Curva da Eficiência em função da temperatura

A curva MyPvsT representa a relação entre a eficiência e a temperatura, mostrando como o aumento da temperatura pode diminuir a eficiência dos painéis solares. A Fig. 3.9 apresenta a curva adotada, já disponibilizada no OpenDSS como modelo padrão. Esses dados demonstram como a potência do gerador FV decresce conforme a temperatura da sua superfície aumenta.



Fonte: Autor (2025)

No código abaixo, há uma relação entre dois vetores: o vetor x possui valores de temperatura em graus Celsius e o vetor y, valores de eficiência em percentual. Em 25 °C, a eficiência é 100%, já em 75 °C de temperatura da superfície, a eficiência de conversão cairia para 80%. É importante frisar que a superfície de um painel fotovoltaico costuma operar entre 20 a 30 °C acima da temperatura ambiente.

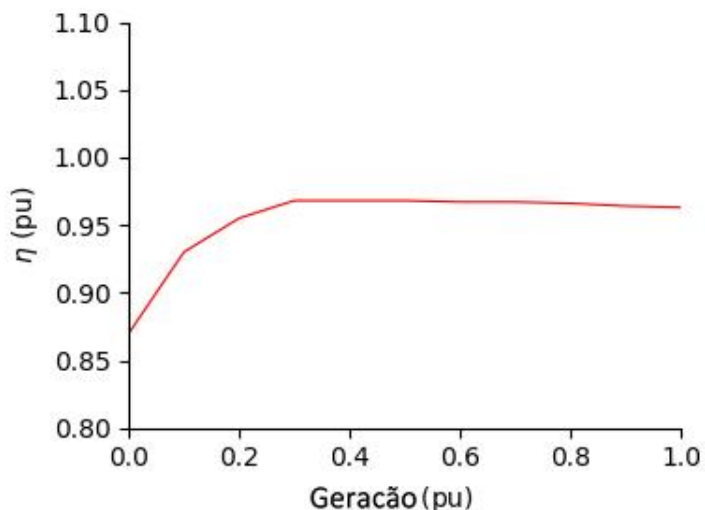
! Definição da curva de eficiência do sistema fotovoltaico em função da temperatura e da potência

```
New XYcurve.MyPvsT npts=7 xarray=[0 10 25 50 75 90 100] yarray=[1.2 1.1 1 .9 .8 .7 .6]
```

b) Curva da Eficiência em função da potência

A curva MyEff expressa como a eficiência do inversor varia em função da potência de entrada em corrente contínua P_{dc} , ou seja, a potência gerada pelos painéis fotovoltaicos. A curva utilizada é apresentada na Figura 3.10, disponível no OpenDSS. A curva é feita por meio do objeto *XYCurve*, que especifica pares de valores entre a potência de entrada e a eficiência resultante.

Figura 3.10 Curva de Eficiência do Inversor em Função da Geração



Fonte: Adaptado - Freitas (2015)

```
New XYcurve.MyEff npts=11 xarray=[0 .1 .2 .3 .4 .5 .6 .7
.8 .9 1] yarray=[.87 .93 .955 .968 .968 .968 .967 .967 .966
.964 .963]
```

c) Curva da Irradiância

O perfil de irradiação solar, definido pela curva MyIrrad, representa a variação da exposição solar ao longo de um dia típico. No OpenDSS, essa variação é modelada por meio do elemento *loadshape*, que é uma série de valores normalizados (entre 0 e 1) representando a proporção da irradiância máxima para cada intervalo de tempo ao longo do dia. Essa abordagem permite simular o comportamento da geração fotovoltaica de forma mais realista, considerando a dinâmica diária da radiação solar. Para fins de simulação foi adotado como valor base (1 p.u) 1 kWh/m^2 , valor de referência adotado em condições padrão de teste (STC).

Nesta etapa do trabalho, foi realizada uma análise baseada em dados reais da irradiância para a cidade de Belém do Pará. Os dados foram coletados na base NSRDB (*National Solar Radiation Database*), para o ano de 2023.

A análise consistiu no cálculo da média horária da irradiância global horizontal (GHI), medida em kW/m^2 , ao longo dos dias de setembro. Foi escolhido tal mês, por ser o período que apresentou os maiores valores de irradiação acumulada ao longo do ano.

Em seguida, para cada hora do dia, foi calculada a média entre os valores registrados nos diferentes dias do mês. Essa média horária é expressa por:

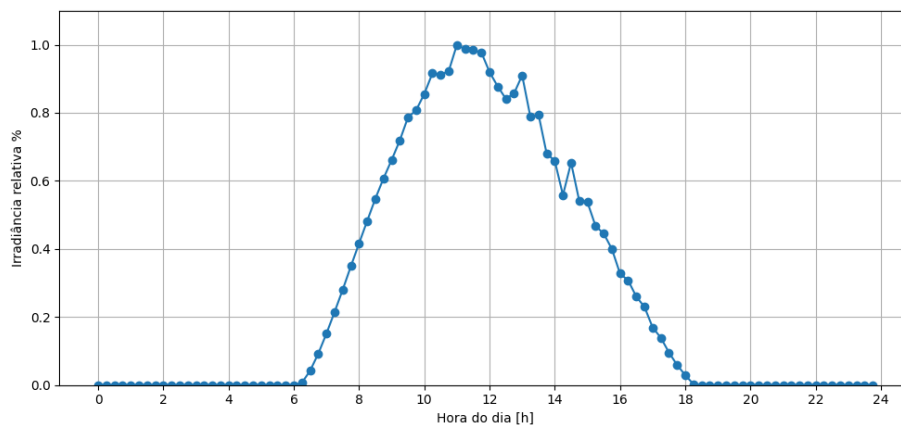
$$\bar{I}_h = \frac{1}{D} \sum_{d=1}^D I_{d,h}$$

Onde:

- \bar{I}_h : irradiância média na hora h.
- $I_{d,h}$ é a irradiância no dia d, hora h.
- D é o número total de dias do mês.

A curva final foi então exportada em um arquivo compatível com o OpenDSS, sendo utilizada como um *loadshape* representativo da geração fotovoltaica ao longo de um dia típico de setembro na região de Belém. A curva obtida é apresentada na Fig. 3.11, e tem formato semelhante a um "sino", com início da geração por volta das 6h10 da manhã e encerramento por volta das 18h15, refletindo o ciclo solar observado na região para o período analisado.

Figura 3.11 Curva de irradiância solar média para o mês de setembro (LoadShape MyIrrad)



Fonte: Autor (2025)

d) Curva de Temperatura dos módulos

A temperatura do módulo fotovoltaico é um fator determinante na modelagem do elemento PVsystem, uma vez que o aumento da temperatura das células provoca a redução da potência de saída, conforme a Figura 3.9. No modelo adotado, o perfil térmico é representado pelo vetor Mytemp, que descreve a variação da temperatura dos módulos ao longo de um dia típico.

Devido à absorção da radiação solar, a temperatura dos módulos tende a ser superior à temperatura ambiente. Embora o OpenDSS não considere diretamente a temperatura ambiente em suas simulações, é imprescindível dispor desses dados, pois eles servem de base para o cálculo do vetor de temperatura de superfície dos módulos fotovoltaicos.

A relação entre a temperatura da célula (T_c) e a temperatura ambiente (T_a) pode ser calculada pela equação:

$$T_c = T_a + \left(\frac{NOCT - 20}{800} \right) * G$$

Onde:

T_c : Temperatura da célula (°C);

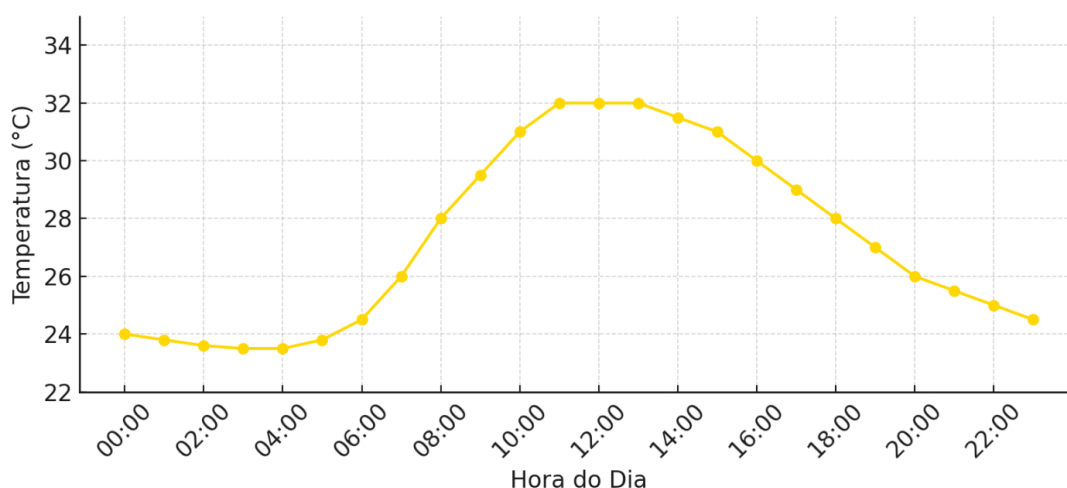
T_a : Temperatura ambiente (°C);

NOCT: Temperatura nominal de operação da célula (°C), informada pelo fabricante;

G : Irradiância solar instantânea (W/m^2)

Para este estudo, foi adotado um valor de $NOCT = 45 \text{ °C}$, compatível com módulos fotovoltaicos comerciais. Para a irradiância horária foi utilizado o perfil já modelado para o mês de setembro. Conforme apresentado por Ciulla et al. (2013), esse modelo é amplamente utilizado para simulações de sistemas fotovoltaicos. A temperatura ambiente adotada é apresentada na Fig. 3.12.

Figura 3.12 Variação horária típica da temperatura em Belém durante o mês de setembro



Fonte: Adaptado WeatherSpark (2025)

A partir dessa metodologia, foi gerado um vetor horário contendo a temperatura dos módulos para as 24 horas do dia, o qual foi implementado no OpenDSS por meio do objeto TShape, conforme exemplo:

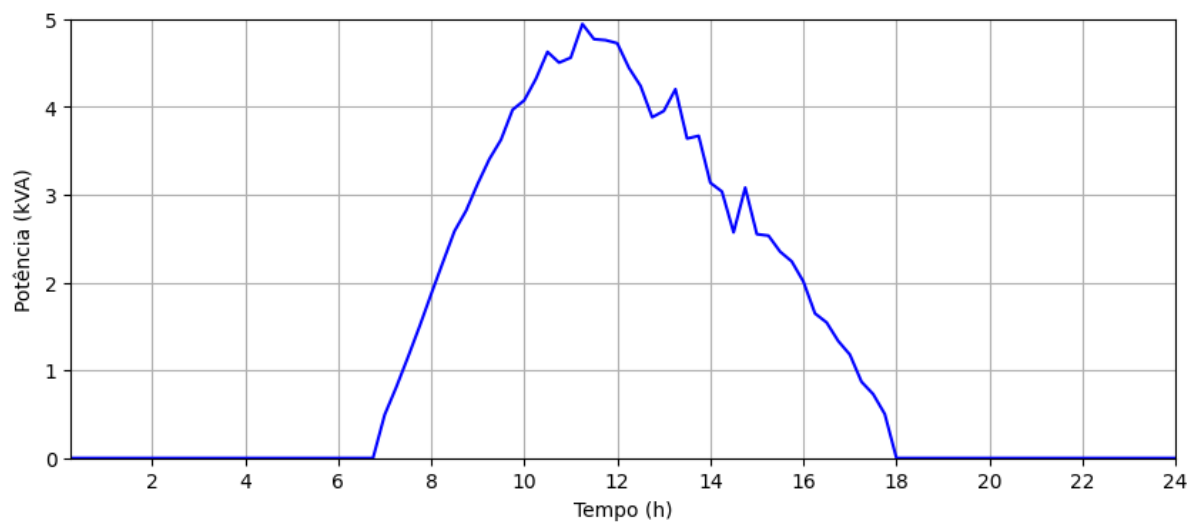
```
! Definição do perfil de temperatura para o painel fotovoltaico ao longo de um dia
típico
New Tshape.Mytemp npts=24 interval=1
~ [24.00 23.80 23.60 23.50 23.50 23.80 27.62 32.25 37.38 45.12 56.00 60.12 63.25
63.25 62.44 59.12 51.88 41.50 31.12 27.00 26.00 25.50 25.00 24.50]
```

3.6 Exemplo

A configuração elétrica dos sistemas PV utilizados para simulação, inclui a operação em até três fases, com uma tensão nominal fase-fase de 220V. A potência no ponto de máxima potência (PMPP) é definida de forma variável a cada iteração, conforme o algoritmo de sorteio apresentado anteriormente. A irradiação e a temperatura foram configuradas para simular a variação diária da região da rede modelada, afetando diretamente a produção de energia dos sistemas fotovoltaicos ao longo do dia. A seguir, apresenta-se um exemplo de trecho de código no OpenDSS para a criação de um elemento PVSystem, configurado para um sistema fotovoltaico de 5,5 kWp. A Fig. 3.13 apresenta a potência gerada pelo sistema Fotovoltaico conforme exemplo apresentado

```
!Definindo um novo pv system
New PVSystem.PV phase=3 bus1=bus_16716016PE.1.2.3 kv=0.22
irrad=irrad_base pmpp=5.5 temperature=temp
~ %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-tCurve=MyPvsT
Daily=MyIrrad Tdaily=Mytemp
```

Figura 3.13 Curva da Potência entregue a partir do inversor



Fonte: Autor (2025)

4. RESULTADOS

Esta seção apresenta os resultados das simulações realizadas no OpenDSS. Para isso, foram utilizados dois modos distintos de simulação disponíveis no *software*: *DutyCycle* e *Snapshot*, cada um com uma finalidade específica.

No modo *DutyCycle*, buscou-se representar a operação da rede ao longo de um dia típico, com simulações a cada 15 minutos (totalizando 96 pontos). Esse método possibilitou acompanhar a variação diária de grandezas como a tensão nos barramentos, o carregamento do transformador e as perdas técnicas, permitindo avaliar como esses parâmetros se comportam diante de diferentes níveis de penetração fotovoltaica.

Já o modo *Snapshot* foi utilizado para representar a operação da rede em um único instante do dia, selecionado com base no momento de maior irradiância solar, portanto, de maior injeção de potência na rede. O horário escolhido foi 12h00, por refletir o ponto de máxima geração solar ao longo do dia, o que torna esse cenário especialmente crítico para a análise de possíveis elevações de tensão e ocorrência de fluxo reverso. A partir desse referencial, os sistemas fotovoltaicos foram alocados estrategicamente em pontos sensíveis da rede, previamente identificados.

4.1 Simulações no Modo *DutyCycle*

4.1.1 Configuração dos cenários de penetração

Nessa etapa de simulação foram estudados quatro cenários com diferentes níveis de penetração (NP) da geração fotovoltaica, sendo que os valores utilizados pelos geradores correspondem a uma porcentagem da potência nominal do transformador de 112,5 kVA. Cada cenário foi simulado no modo *DutyCycle* do openDSS, compreendendo 96 pontos em um período de 24 horas, permitindo uma resolução de 15 minutos. Os casos analisados foram:

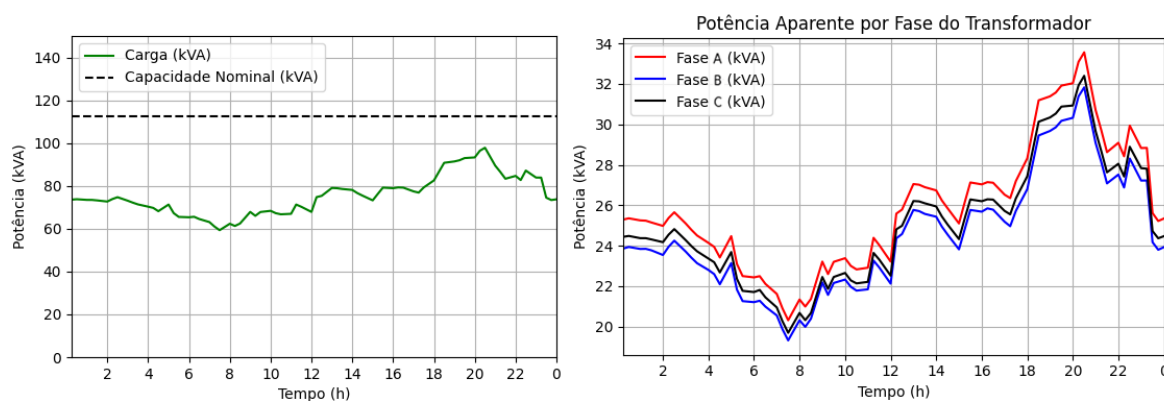
- Caso 0: Caso Base (sem conexão da geração fotovoltaica (FV));
- Caso 1: Nível de Penetração igual a 40% (injetando 45 kW);
- Caso 2: Nível de Penetração igual a 80% (injetando 90 kW);
- Caso 3: Nível de Penetração igual a 120% (injetando 135 kW);
- Caso 4: Nível de Penetração igual a 160% (injetando 180 kW).

Para cada cenário foram avaliados os valores de tensão para as barras críticas do sistema, o carregamento no secundário do transformador e as perdas totais do sistema. Cada caso é apresentado de forma detalhada a seguir.

4.1.2 Caso Base: sem conexão da geração FV

A Figura 4.1 demonstra, à esquerda, a curva de carga total da rede, representando o caso base deste estudo, ou seja, sem nenhuma geração fotovoltaica conectada à rede. Já o gráfico à direita apresenta a potência aparente por fase no secundário do transformador, revelando um leve desbalanceamento entre as fases, algo comum em redes de baixa tensão com predominância de cargas residenciais. Esse cenário é utilizado como referência para comparação com os demais casos simulados, que incluem diferentes níveis de penetração de geração fotovoltaica.

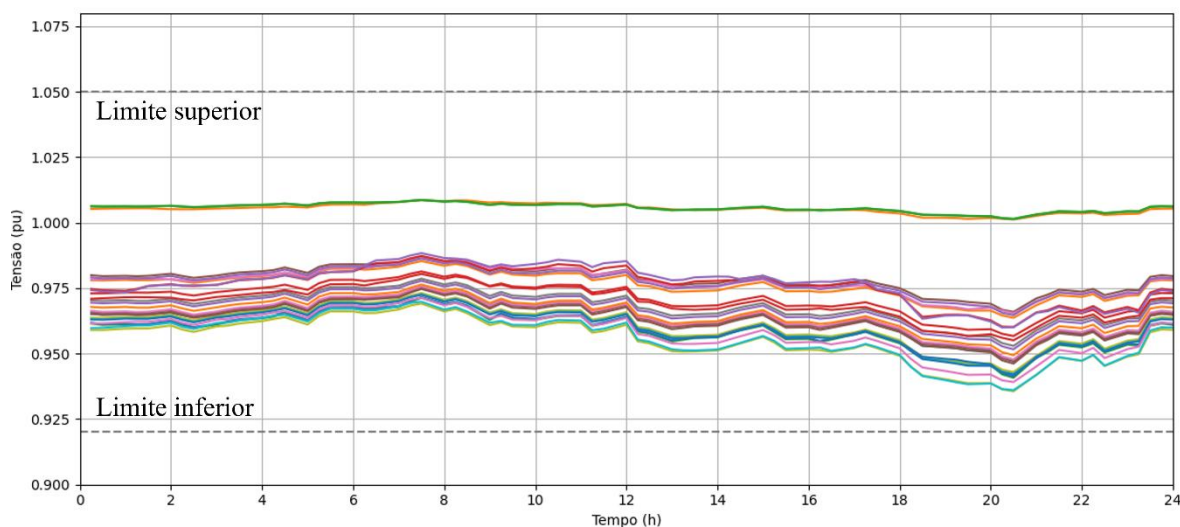
Figura 4.1 Análise da Potência Aparente no Transformador ao Longo de 24 Horas



Fonte: Autor (2025)

A Figura 4.2 mostra o perfil de tensão da fase A nos 27 barramentos monitorados ao longo de 24 horas. A escolha da fase A se deve ao fato de que todas as cargas do sistema, sejam monofásicas, bifásicas ou trifásicas, estão conectadas a ela, o que a torna uma boa referência para analisar o comportamento geral da rede. Apesar das variações naturais ao longo do dia, as tensões se mantêm dentro dos limites operacionais aceitáveis, com a maior queda ocorrendo entre 17h e 21h, período em que a demanda da rede é mais elevada. Ainda assim, não foram observadas violações relevantes, indicando que o sistema, no cenário base, opera de forma estável em relação aos níveis de tensão.

Figura 4.2 Perfil de Tensão da Fase A nos 27 Barramentos Monitorados ao Longo do Dia



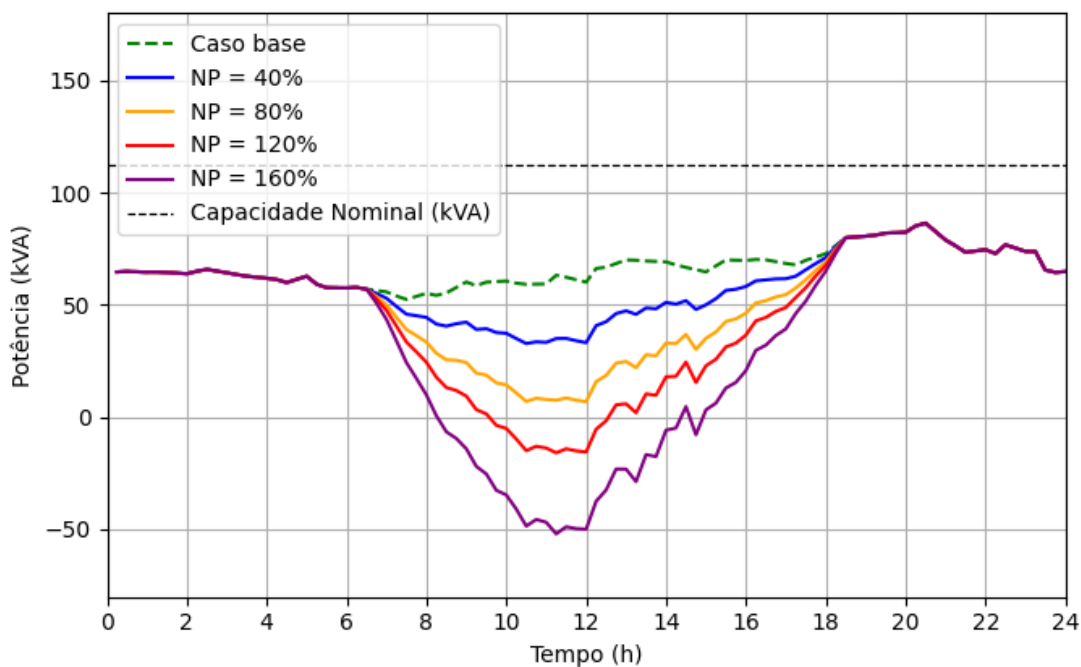
Fonte: Autor (2025)

4.1.3 Casos com a conexão da geração FV

Nesta seção serão apresentados os resultados obtidos para os diversos cenários com geração FV sob diferentes níveis de penetração. A Figura 4.3 apresenta o fluxo de potência ativa no secundário do transformador para todos os cenários.

Com a inserção da geração FV, observa-se uma redução geral na potência demandada pela rede, especialmente durante os horários de maior geração fotovoltaica (entre 10h e 18h). Essa redução é mais acentuada nos cenários com maior inserção de geração distribuída (NP = 120% e NP = 160%), onde a potência demandada chega a ser negativa, indicando que a geração excede a demanda, e passa a exportar energia gerada pela FV para a rede, indicando situação de fluxo reverso.

Figura 4.3 variação da potência ao longo de 24 horas



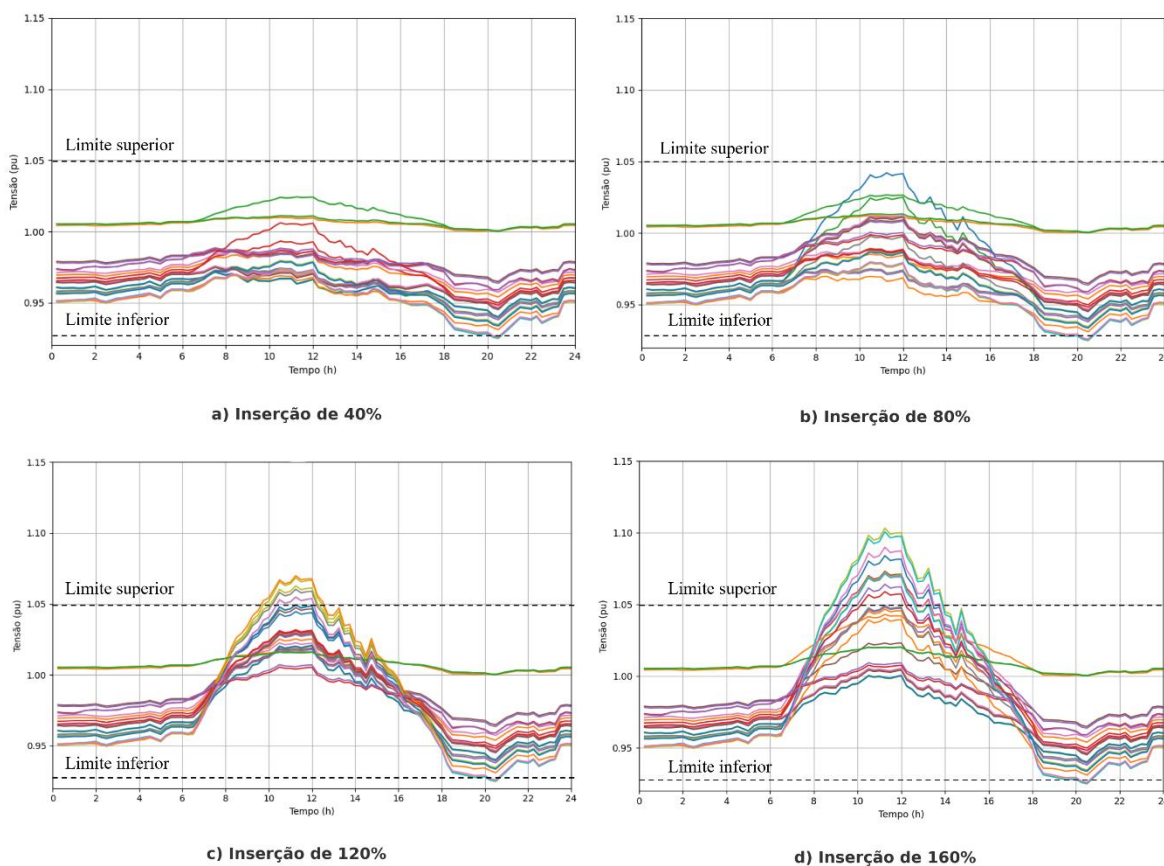
Fonte: Autor (2025)

A Figura 4.4 mostra a variação da tensão na fase A dos 27 barramentos monitorados, considerando os diferentes níveis de inserção de geração fotovoltaica estudados. Essa análise permite comparar como o aumento da geração FV afeta o perfil de tensão ao longo de um dia típico.

Conforme a penetração da geração aumenta, observa-se uma elevação gradual dos níveis de tensão, especialmente no período entre 8h e 16h, quando a geração solar atinge seu pico. No cenário com 40% de inserção, as variações são sutis e concentradas principalmente nos barramentos mais próximos às unidades geradoras. Já nos cenários com 80% e 120%, o impacto é mais significativo, diversos barramentos superam o limite de 1,05 pu, indicando situações de sobretensão.

No cenário mais crítico, com 160% de inserção, esse efeito se intensifica. Quase todos os barramentos monitorados apresentam picos superiores a 1,05 pu, ultrapassando os limites regulatórios para redes de baixa tensão.

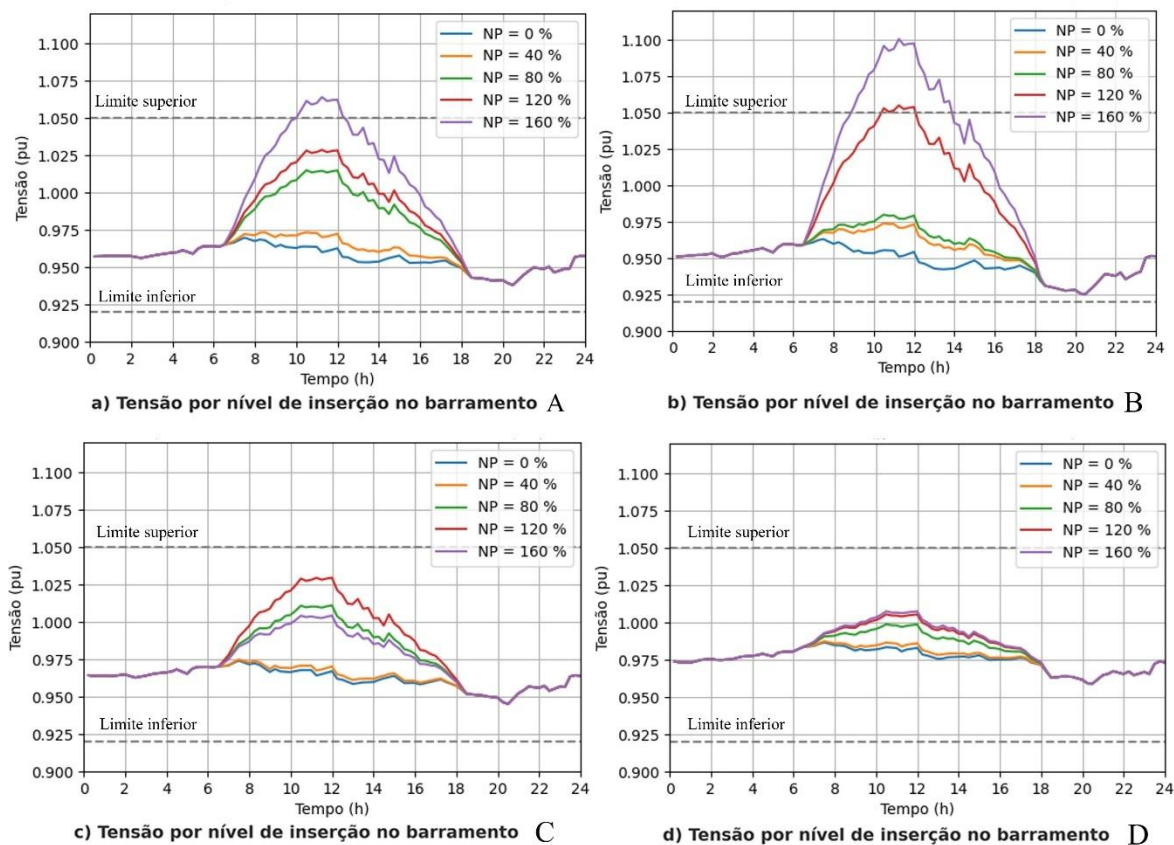
Figura 4.4 Tensão na Fase A dos Barramentos com Diferentes Níveis de FV



Fonte: Autor (2025)

Para facilitar a análise, a Figura 4.5 apresenta a tensão na fase A nos quatro barramentos selecionados da rede: Barramentos A, B, C e D, conforme ilustrado na Figura 3.1. Nota-se que os impactos da geração FV não são uniformes ao longo do sistema: cada barramento responde de forma distinta à penetração crescente da geração, revelando diferentes níveis de sensibilidade à injeção de potência ativa de acordo com a localização.

Figura 4.5 Perfil de Tensão em Barramentos Seleccionados para Diferentes Níveis de Geração Distribuída



Fonte: Autor (2025)

Enquanto as barras A e B apresentam elevações expressivas de tensão ultrapassando 1,10 pu nos cenários de 160%, a barra D mantém um perfil mais estável, mesmo sob alta inserção. Isso reforça a importância de considerar a localização e características locais da rede, ao planejar a expansão da geração fotovoltaica.

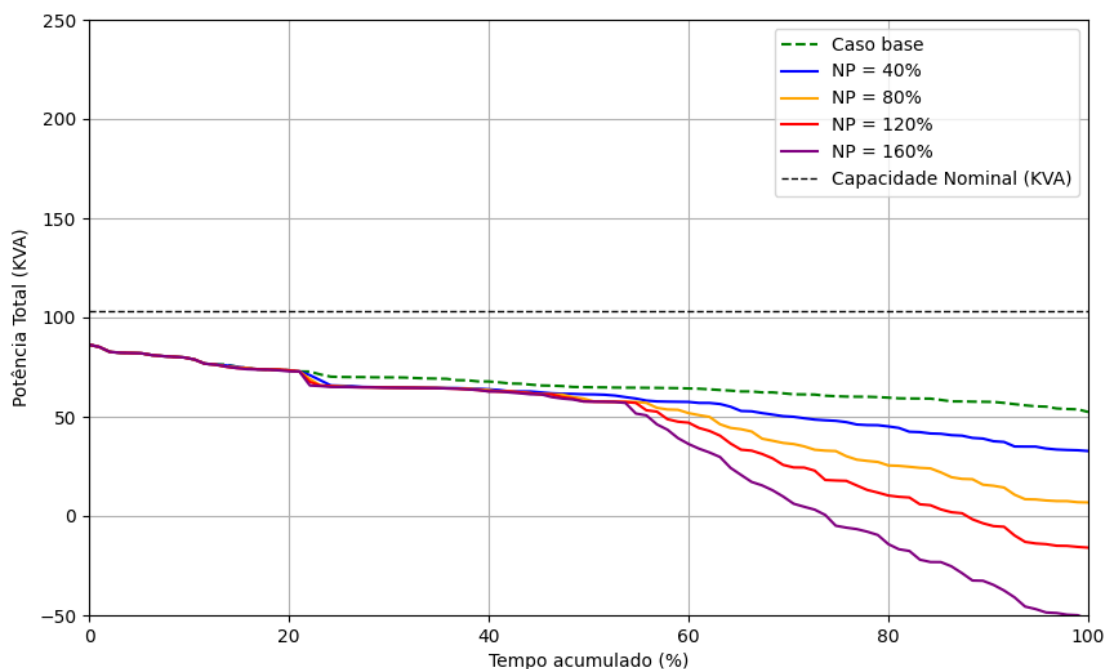
4.1.4 Curva de duração do transformador

A curva de duração do transformador mostra por quanto tempo o transformador opera em determinados níveis de potência, ordenando os valores de forma decrescente. Ela permite identificar facilmente se e por quanto tempo a carga ultrapassa a capacidade nominal do equipamento, sendo útil para avaliar o impacto da geração FV no transformador.

A Figura 4.6 apresenta a curva de duração da potência em kVA no secundário do transformador para os diferentes níveis simulados. Observa-se que, com o aumento da penetração da geração FV, há uma redução progressiva na potência utilizada pelo transformador. Esse comportamento é coerente com análises de Clemente et al. (2022) e

Taveira et al. (2020), que apontam a geração local como fator redutor da demanda ativa atendida pela rede.

Figura 4.6 Curva de duração do transformador – (Níveis de inserção)



Fonte: Auto (2025)

Em cenários de alta penetração, como 120% e 160%, a curva evidencia um carregamento reduzido do transformador por uma parcela substancial do tempo. A operação com cargas menores pode estender a vida útil térmica do transformador, desde que não haja fenômenos adversos como fluxo reverso ou variações abruptas de potência (Gusman et al., 2018).

Portanto, a análise da curva de duração confirma que a geração FV altera significativamente o perfil de carregamento dos transformadores. Esse efeito pode ser positivo ou negativo, dependendo da capacidade da rede em gerenciar fluxos bidirecionais e manter a qualidade de energia, reforçando a necessidade de planejamento adequado em redes com alta penetração de geração FV.

4.1.5 Curva de perdas da rede

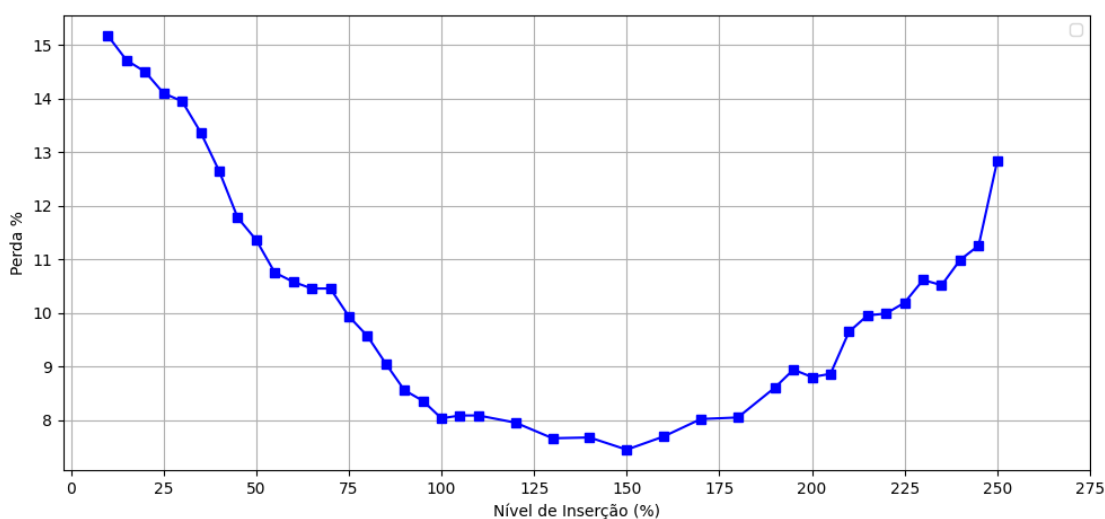
A Figura 4.7 apresenta as perdas em níveis percentuais na rede com o aumento do nível de penetração da geração FV. Observa-se que o comportamento das perdas segue uma tendência típica em sistemas com inserção progressiva de geração distribuída fotovoltaica.

Com o aumento gradual do nível de penetração, as perdas totais inicialmente diminuem, partindo de aproximadamente 15,2% no cenário sem geração FV para um valor mínimo de cerca de 7,5% quando o nível de penetração atinge em torno de 150%. Este resultado ocorre, pois, até determinado ponto, a geração FV distribuída atua de forma benéfica, reduzindo a potência ativa demandada da rede e, conseqüentemente, reduzindo as perdas elétricas associadas ao efeito Joule, que são proporcionais ao quadrado da corrente circulante nos condutores.

No entanto, à medida que a inserção da geração FV continua a crescer além desse patamar, as perdas passam a aumentar novamente, superando os 12% para níveis próximos a 250% de penetração. Esse comportamento se explica, principalmente, pela ocorrência de fluxos reversos e pelo aumento da circulação de correntes em trechos da rede que não foram originalmente dimensionados para suportar tais condições, o que potencializa novamente as perdas resistivas. Esse fenômeno é amplamente discutido pela ANEEL (2018), que destaca que, embora a geração distribuída possa contribuir para a redução das perdas, inserções excessivas podem gerar impactos negativos, inclusive com o aumento das perdas técnicas e desafios para o controle da tensão e proteção da rede.

Os resultados obtidos reforçam a ideia de que a inserção da geração FV distribuída pode, de fato, contribuir para a redução das perdas por efeito Joule, mas apenas até um certo ponto. Após esse limite, a elevação excessiva da geração local pode trazer efeitos indesejados, como o aumento das perdas totais.

Figura 4.7 Perdas totais em função do nível de penetração da geração distribuída



Fonte: Autor (2025)

4.2 Simulações no Modo Snapshot

Além da análise dinâmica ao longo de 24 horas (Duty Cycle), foram realizadas simulações no modo Snapshot, que representam o comportamento da rede elétrica em um instante específico, como uma “fotografia” da operação naquele momento. Para essa etapa, foi considerado o horário das 12h por se tratar do período de maior geração fotovoltaica, portanto, o cenário mais crítico.

As simulações no modo Snapshot incluíram diferentes representações gráficas e análises, com os seguintes recursos:

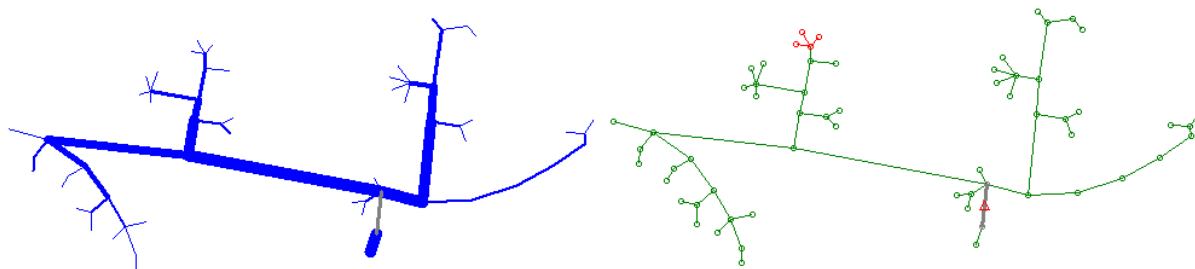
- **Mapa térmico de tensão:** mostra, por cores, os níveis de tensão em cada barramento da rede. As cores seguem critérios regulatórios, facilitando a identificação visual de possíveis violações dos limites mínimos e máximos permitidos.
- **Perfil de tensão por distância:** apresenta a tensão de cada barramento ao longo do alimentador, permitindo visualizar como os níveis de tensão variam à medida que a energia se propaga pela rede. Essa representação ajuda a identificar quedas ou elevações ao longo do trajeto.
- **Mapa de fluxo de potência:** indica a quantidade de potência que passa por cada trecho da rede. Linhas mais espessas representam maior carregamento, permitindo identificar visualmente os principais caminhos de fluxo de energia e os trechos mais exigidos da rede.

4.2.1 Caso Base

A Figura 4.8 apresenta os resultados da simulação no modo Snapshot para o Caso Base, em que não há geração distribuída conectada à rede. No mapa de fluxo de potência, as linhas variam em espessura para indicar a intensidade do fluxo de carga, com linhas mais espessas representando fluxos de carga mais elevados. Já no mapa de perfil de tensão, as cores indicam a condição de operação de cada trecho: vermelho para violações por subtensão, verde para operação dentro dos limites e azul para casos de sobretensão.

Os resultados mostram barramentos onde a tensão está abaixo do limite mínimo permitido (pontos em vermelho). Como não há geração auxiliar para reforçar os níveis de tensão, esses trechos mais distantes ficam mais sujeitos a quedas de tensão.

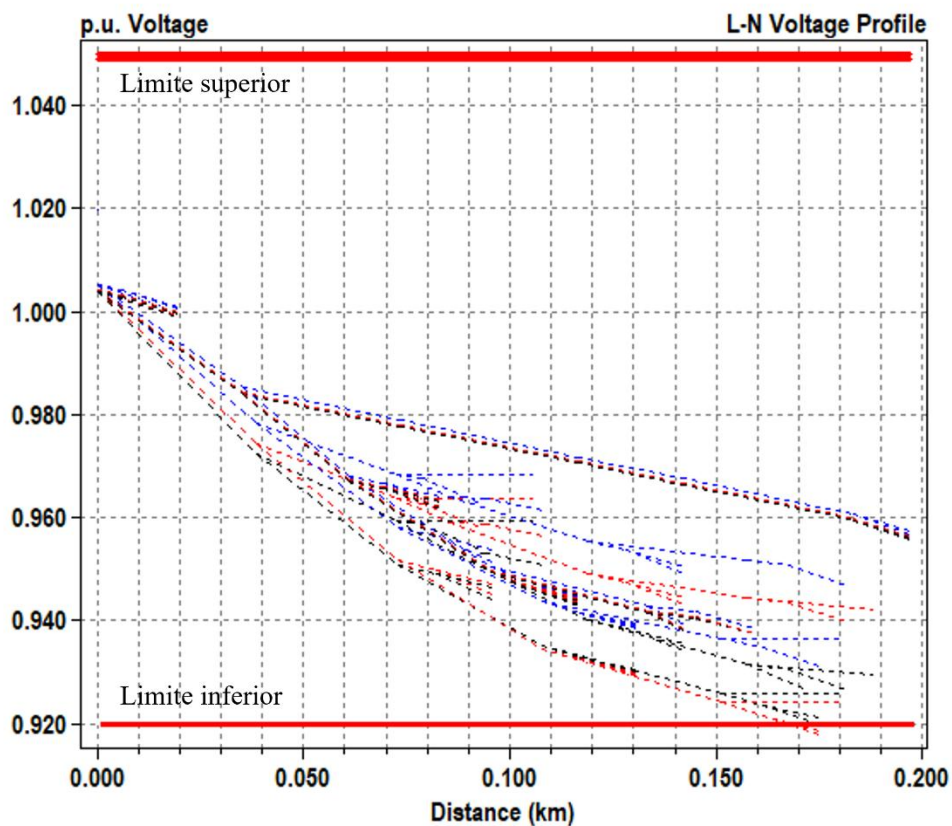
Figura 4.8 Resultados para o Cenário Base. a) Mapa de Fluxo de Potência. b) Mapa de Perfil de Tensão.



Fonte: Autor (2025)

A Fig. 4.9 mostra o perfil de tensão ao longo da extensão do alimentador. Os valores mínimos e máximos de tensão podem ser identificados pelo traçado em vermelho no gráfico, os quais se encontram entre 0,92 e 1,05 pu, de acordo com o Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2017). É possível observar uma queda progressiva da tensão à medida que se distancia do ponto de fornecimento, o que é um comportamento típico em redes puramente consumidoras.

Figura 4.9 Perfil de Tensão ao Longo do Alimentador para o Caso Base

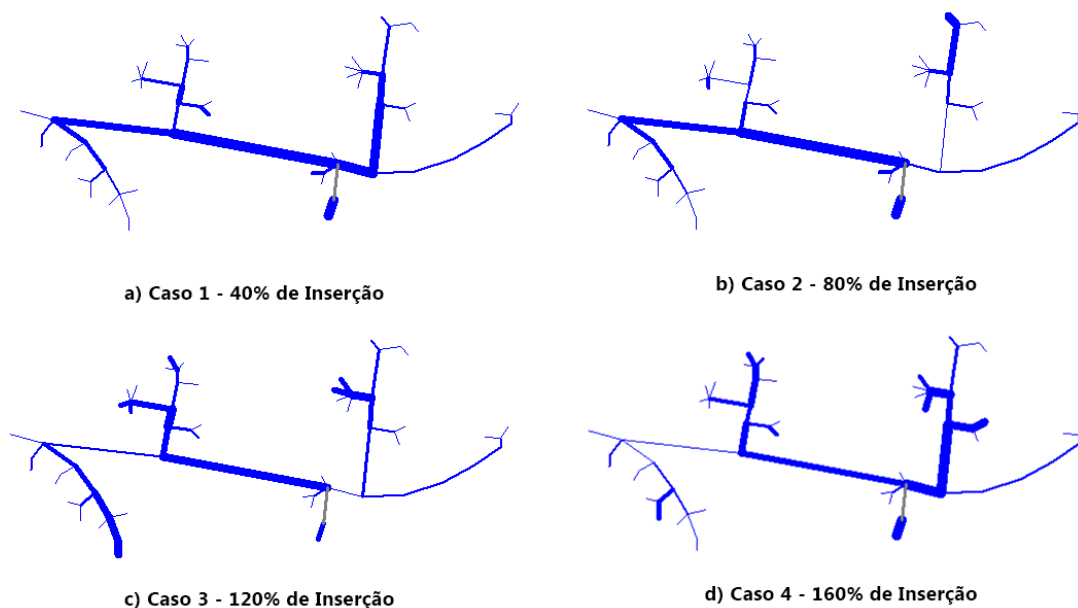


Fonte: Autor (2025)

4.2.2 Casos com a conexão da geração FV

A Fig. 4.10 apresenta o fluxo de carga em diferentes cenários de inserção de geração distribuída fotovoltaica. As linhas variam em espessura para indicar a intensidade do fluxo de carga, com linhas mais espessas representando fluxos de carga mais elevados. Observa-se que, à medida que a porcentagem de inserção de geração distribuída aumenta, há uma redução geral na espessura das linhas, especialmente nas áreas mais afastadas do transformador de distribuição. Isso mostra que a geração distribuída ajuda a aliviar o fluxo de carga nos trechos da rede. Como a energia excedente é consumida próximo ao local de geração, pode-se afirmar que a microgeração fotovoltaica contribui para a redução de perdas de distribuição no circuito de baixa tensão.

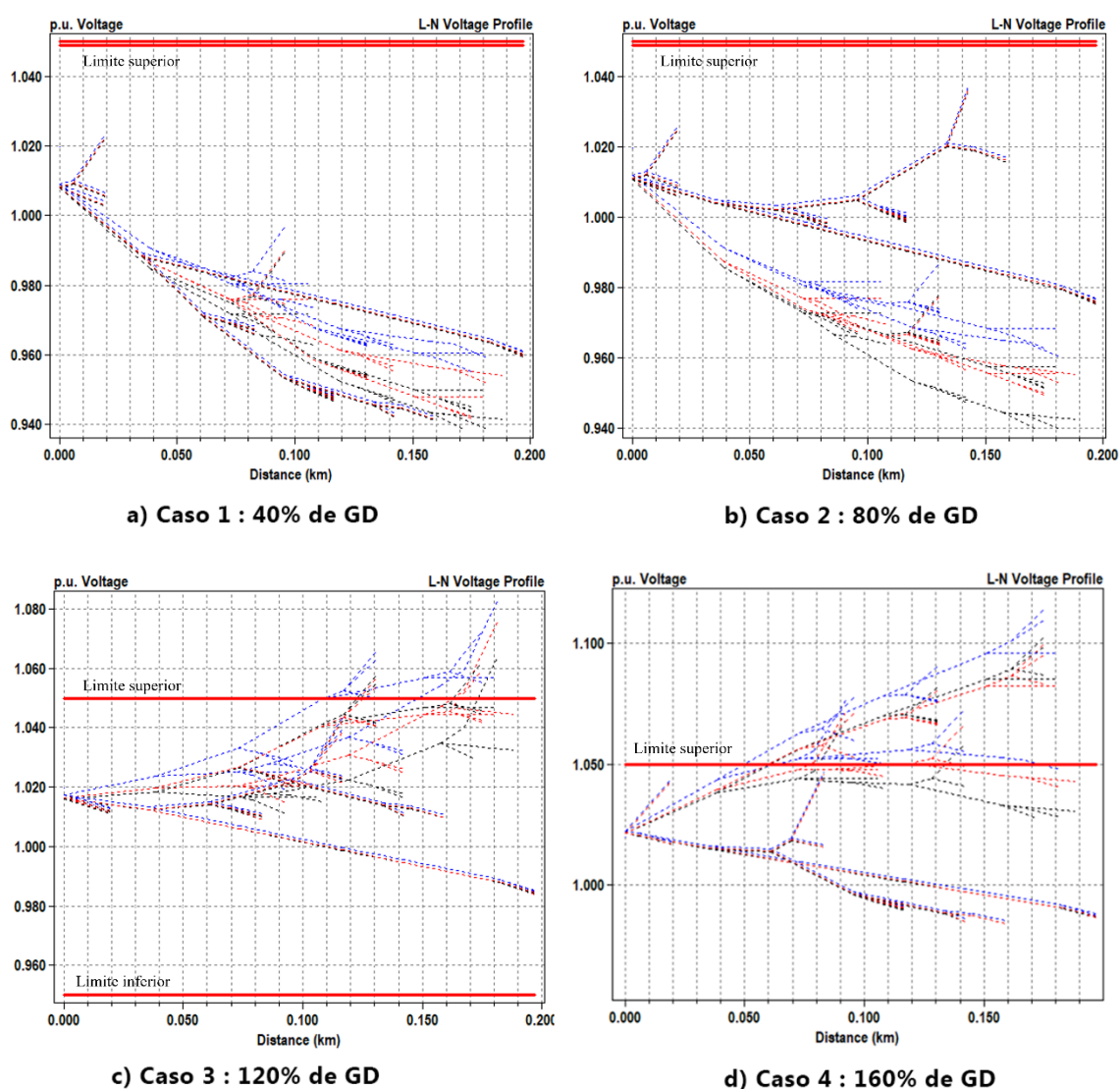
Figura 4.10 Mapas de Fluxo de Potência para Diferentes Níveis de Penetração de FV



Fonte: Autor (2025)

A fig. 4.11 mostra o perfil de tensão da rede ao longo do alimentador em diferentes cenários de inserção de geração distribuída fotovoltaica. Nos cenários com NP = 40% e NP = 80%, o comportamento ainda se mantém dentro dos limites aceitáveis, com uma leve elevação de tensão em alguns trechos, especialmente próximos aos pontos de geração. Já nos casos de NP = 120% e NP = 160%, o impacto é mais evidente. Há elevações acentuadas de tensão que ultrapassam o limite regulatório de 1,05 pu. Isso indica que a rede começa a operar fora da faixa ideal em algumas regiões, principalmente onde há maior concentração de geração.

Figura 4.11 - Perfis de Tensão ao Longo do Alimentador para Diferentes Níveis de Inserção de GD

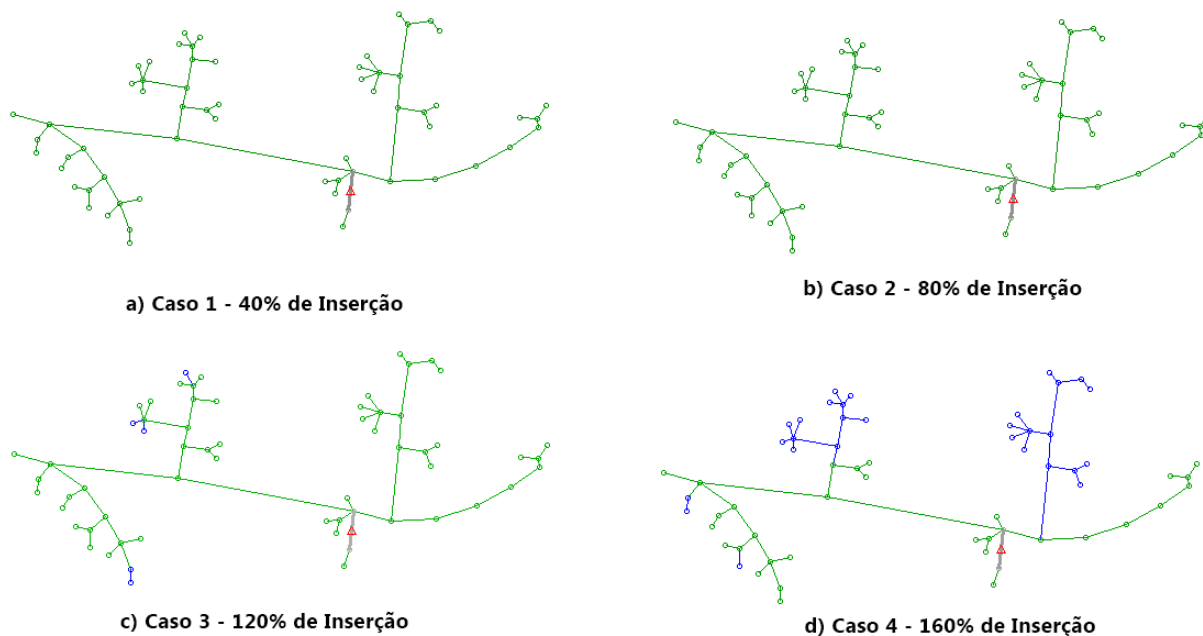


Fonte: Autor (2025)

A Figura 4.12 mostra uma representação visual da rede com destaque para os níveis de tensão em diferentes cenários de inserção de geração FV distribuída. As cores indicam a condição de operação de cada trecho: vermelho para violações por subtensão, verde para operação dentro dos limites e azul para casos de sobretensão.

Observa-se que, à medida que a penetração de FV aumenta, as violações por subtensão (vermelhas) praticamente desaparecem, e passam a surgir áreas com sobretensão (azuis), principalmente em regiões mais próximas aos pontos de injeção. Isso evidencia que a FV contribui para elevar os níveis de tensão na rede, corrigindo problemas de baixa tensão, mas também podendo gerar novos desafios relacionados ao excesso de tensão quando há alta concentração de geração.

Figura 4.12 Mapas de Tensão nos Barramentos para Diferentes Níveis de Inserção de GD



Fonte: Autor (2025)

5. CONCLUSÃO

Este trabalho teve como objetivo avaliar os impactos técnicos da inserção de geração solar distribuída fotovoltaica em uma rede de baixa tensão real localizada no estado do Pará, utilizando o *software* OpenDSS como plataforma de simulação. A rede modelada, alimentada por um transformador de 112,5 kVA e construída com dados extraídos da Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD), permitiu a análise de diferentes níveis de penetração fotovoltaica, considerando perfis reais de carga e irradiância.

As simulações desenvolvidas ao longo deste estudo foram conduzidas sem a aplicação de controles de tensão, como a funcionalidade Volt-Var em inversores, refletindo o comportamento mais comum atualmente observado em grande parte dos sistemas conectados à rede no Brasil. Essa escolha permitiu compreender com mais realismo os efeitos técnicos da geração distribuída na configuração atual da rede elétrica. Os resultados evidenciaram que a partir de certos níveis de penetração fotovoltaica, surgem efeitos indesejados como elevação de tensão nos barramentos, ocorrência de fluxo reverso de potência, sobrecarga no transformador e aumento nas perdas técnicas em determinados períodos do dia.

Por outro lado, observou-se que em níveis moderados de penetração, a inserção da geração fotovoltaica pode contribuir para a redução de perdas e para o alívio parcial do carregamento do transformador, especialmente durante os horários de maior consumo. Isso reforça a importância de se identificar um ponto de equilíbrio técnico, considerando os limites operacionais da rede, para garantir que os benefícios da GD possam ser aproveitados sem comprometer a qualidade da energia fornecida.

Conclui-se, portanto, que a integração eficiente e segura da geração distribuída fotovoltaica requer não apenas incentivos à sua expansão, mas também um planejamento técnico adequado por parte das distribuidoras e órgãos reguladores.

5.1 Trabalhos futuros

Como continuidade a este estudo, recomenda-se a realização de pesquisas voltadas à avaliação da capacidade de hospedagem (hosting capacity) da rede elétrica, a fim de definir de forma mais precisa o limite técnico de geração distribuída que pode ser integrada sem provocar violações operacionais.

Além disso, sugere-se o uso de ferramentas de análise probabilística, como simulações Monte Carlo, que possibilitem incorporar incertezas mais realistas na variação de curvas de carga e de irradiação solar ao longo do tempo, representando com maior fidelidade o comportamento estocástico desses parâmetros. A integração dessas abordagens probabilísticas aos estudos poderá enriquecer as análises de planejamento da rede e fundamentar melhor a adoção de tecnologias de controle dinâmico, como os inversores inteligentes com funcionalidades de suporte à rede (Volt-Var, Volt-Watt, entre outros).

6. REFERÊNCIAS

IRENA, “International Renewable Energy Agency”. Disponível em: <https://www.irena.org/Data/View-data-by-topic/Capacity-and-Generation/Statistics-Time-Series>

ABSOLAR, “Energia Solar Fotovoltaica no Brasil”. São Paulo: [s.n.]. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>

D. S. Martin; S. Lemon , “Simplified Modeling of Low Voltage Distribution Networks for PV Voltage Impact Studies”, IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 7, No. 4, pp. 1924 - 1931 , July 2016

K. Ndirangu, H. D. Tafti, J. E. Fletcher, G. Konstantinou, “Impact of Grid Voltage and Grid-Supporting Functions on Efficiency of Single-Phase Photovoltaic Inverters”, IEEE Journal of Photovoltaics, Vol.12, 2022

Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Módulo 10: Sistema de Informação Geográfica Regulatório. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/modulo-10>

Instituto Nacional de Meteorologia (INMET). Dados Meteorológicos para Belém. Disponível em: <https://portal.inmet.gov.br/>.

COUTINHO, Matheus Dimanski. Análise dos Impactos da Geração Distribuída Fotovoltaica na Rede de Distribuição de Média Tensão da UFES. nov. 2020.

RIBEIRO, Diego Gonçalves. Análise do Impacto da Geração Fotovoltaica na Rede de Distribuição do IEEE de 13 Barras Utilizando o OPENDSS. 2019. Universidade Federal de Ouro Preto.

FORTE, Kaio H. S.; COUTO, Gabriel A. S.; NUNES, Marcus V. A. Análise dos Impactos da Recarga de Veículos Elétricos em um Sistema de Distribuição Residencial Considerando Diferentes Modos de Recarga. Faculdade de Engenharia Elétrica e Biomédica, Universidade Federal do Pará, Belém, PA.

Teixeira, Lucas; Leite, L.H.; Mafra, Johnny; Boaventura, W.C.; Alessi, Pedro. ANÁLISE DOS IMPACTOS DA DIFUSÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA NAS REDES REAIS DE BAIXA TENSÃO CONSIDERANDO ESTRATÉGIAS DE CONTROLE DO INVERSOR. 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.20906/CPS/CBA2018-0488>.

EPRI. OpenDSS PVSystem Element Model. 2023. Disponível em: <https://www.epri.com/pages/sa/openss>.

ANEEL. PRODIST Módulo 8 - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. 2022. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/prodist>.

ANEEL. Nota Técnica 0056/2017 - Atualização das Projeções de Consumidores Residenciais e Comerciais com Microgeração Solar Fotovoltaica no Horizonte 2017-2024. 2017. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/notas-tecnicas>.

CLEMENTE, R. A. M. et al. Impacto da Geração Fotovoltaica no Fator de Potência em Unidades Consumidoras de Alta Tensão. Revista R4em, 2022. Disponível em: <https://periodicos.ufersa.edu.br/r4em/article/view/11318>. Acesso em: 12 maio 2025.

CIULLA, Giuseppina; LO BRANO, Valerio; MORECI, Edoardo. Forecasting the Cell Temperature of PV Modules with an Adaptive System. *International Journal of Photoenergy*, 2013, Article ID 192854, 10 pages. DOI: 10.1155/2013/192854

TAVEIRA, P. V. et al. *Influência da Geração Distribuída no Fator de Potência de Unidades Prossumidoras*. Universidade Federal do Ceará, 2020.

GUSMAN, J. A. R. et al. *Impactos da Geração Distribuída Fotovoltaica na Tensão Elétrica de uma Rede de Distribuição em Baixa Tensão*. CBENS, 2018.

IEEE C57.91-2011. *Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers*.

POMPERMAYER, Daniel C. et al. *Extra Reactive Power Analysis on a Distribution Grid with High Integration of PV Generation*. In: 2019 Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE). IEEE, 2019.

SANTOS, D. P.; MONTEIRO, F. G.; MELO, J. S.; PACHECO, C. S. Transformador de aterramento em rede de distribuição rural no Pará. In: Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica (SENDI), 22., 2016, Curitiba. Anais [...]. Curitiba: SENDI, 2016.

Pinho, J. T.; Galdino, M. A. *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. 2. ed. Rio de Janeiro: CEPEL, 2014.

PINFILDI, Gustavo Vivi. *Estimativa do índice de irradiação (HSP) de sistemas fotovoltaicos instalados nos municípios de Belém e Castanhal (PA): análise através da geração mensal e anual comparados com dados do CRESESB*. 68 f. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal Rural da Amazônia, Belém, 2022

EPRI. *Impact of Distributed Resources on Protection of Radial Distribution Systems*. Report 3002015503. Palo Alto: EPRI, 2018.

ANEXO A – TABELA DO DIMENSIONAMENTO DOS SISTEMAS FV

A tabela 6.1 apresenta o dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos para cada carga conectada à rede no cenário estudado. A tabela reúne o consumo mensal e diário médio de cada unidade, a energia diária gerada por kWp e a potência estimada do sistema fotovoltaico necessária para atender a essa demanda, considerando o perfil de consumo e as condições de geração previstas.

Tabela 6.1 – Dimensionamento das GD's

Barra da carga	Consumo mensal médio (kWh)	Consumo diário médio (kWh/dia)	Energia diária gerada por kWp (kWh/dia)	Potência do sistema (kWp)
bus_16701086PE	1070.694	35.69	3.752	9.512
bus_16701500PE	1276.123	42.537	3.752	11.337
bus_16702368PE	1102.953	36.765	3.752	9.799
bus_16702420PE	1647.046	54.902	3.752	14.633
bus_16702630PE	1022.177	34.073	3.752	9.081
bus_16702785PE	1637.735	54.591	3.752	14.55
bus_16703043PE	1436.613	47.887	3.752	12.763
bus_16703233PE	1994.477	66.483	3.752	17.719
bus_16703234PE	2050.233	68.341	3.752	18.215
bus_16703853PE	1120.59	37.353	3.752	9.955
bus_16712324PE	1653.956	55.132	3.752	14.694
bus_16713754PE	1515.45	50.515	3.752	13.463
bus_16716016PE	1022.177	34.073	3.752	9.081
bus_16716229PE	1314.21	43.807	3.752	11.676
bus_16717164PE	1875.056	62.502	3.752	16.658
bus_16717880PE	1116.026	37.201	3.752	9.915
bus_16718339PE	1583.593	52.786	3.752	14.069
bus_16718709PE	1364.279	45.476	3.752	12.12
bus_16720397PE	857.446	28.582	3.752	7.618
bus_16734059PE	1811.42	60.381	3.752	16.093
bus_16736164PE	1182.287	39.41	3.752	10.504
bus_16736176PE	891.522	29.717	3.752	7.92
bus_16737201PE	1431.314	47.71	3.752	12.716
bus_16737747PE	960.106	32.004	3.752	8.53
bus_6990165PE	1978.871	65.962	3.752	17.581
bus_6990166PE	1255.634	41.854	3.752	11.155

Fonte: Autor

ANEXO B – TABELA TENSÃO DOS BARRAMENTOS EM CADA CASO

O Anexo B apresenta os níveis de tensão obtidos na simulação em modo snapshot realizada às 12 horas, para todos os barramentos analisados. A tabela 6.2 compara as tensões em diferentes cenários de penetração de geração distribuída fotovoltaica, permitindo avaliar o impacto do aumento da GD sobre o perfil de tensão da rede.

Tabela 6.2 -Tensão nos barramentos

Barramento	Sem GD	40%	80%	120%	160%
bus_16703853pe	0.9444	0.9483	1.0010	1.0570	0.9908
bus_16703043pe	0.9613	0.9736	0.9770	0.9802	1.0500
bus_16702785pe	0.9385	0.9424	0.9918	1.0280	0.9849
bus_16702368pe	0.9536	0.9812	1.0020	1.0050	1.0780
bus_16701500pe	0.9492	0.9614	0.9649	0.9681	1.0730
bus_16713754pe	0.9642	0.9681	1.0030	1.0570	1.0170
bus_16734059pe	0.9625	0.9748	0.9783	0.9814	1.0770
bus_16720397pe	0.9390	0.9630	0.9663	0.9694	1.0760
bus_16716016pe	0.9394	0.9634	0.9667	0.9698	1.0770
bus_16718339pe	0.9386	0.9626	0.9659	0.9690	1.0760
bus_6990165pe	0.9389	0.9428	0.9922	1.0280	0.9853
bus_6990166pe	0.9999	1.0040	1.0080	1.0380	1.0440
bus_16701086pe	1.0010	1.0230	1.0080	1.0120	1.0180
bus_16703233pe	0.9572	0.9612	1.0990	0.9928	0.9878
bus_16703234pe	0.9629	0.9669	1.0020	1.0330	1.0470
bus_16718709pe	0.9448	0.9488	1.0230	1.0400	0.9913
bus_16716229pe	0.9454	0.9494	1.0020	1.0610	0.9919
bus_16712324pe	0.9505	0.9627	0.9662	0.9693	1.0550
bus_16736164pe	0.9312	0.9552	0.9585	0.9616	1.1140
bus_16736176pe	0.9311	0.9551	0.9583	0.9615	1.1100
bus_16702630pe	0.9383	0.9624	0.9656	0.9688	1.0900
bus_16717164pe	0.9469	0.9591	0.9626	0.9657	1.0480
bus_16737201pe	1.0010	1.0070	1.0080	1.0110	1.0180
bus_16717880pe	0.9515	0.9968	0.9823	0.9854	1.0600
bus_16737747pe	0.9568	0.9607	1.0690	0.9923	0.9873
bus_16702420pe	0.9439	0.9478	1.0010	1.0390	0.9903
Secundário	1.0050	1.0090	1.0130	1.0160	1.0220
Transformador					

Fonte: Autor