

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS**

**Julia Sossai de Souza
Thamires de Castro Faustino Coelho**

**Avaliação dos impactos técnicos e ambientais da penetração da
geração solar fotovoltaica no Sistema de Distribuição de
energia elétrica brasileiro**

São Carlos

2024

**Julia Sossai de Souza
Thamires de Castro Faustino Coelho**

Avaliação dos impactos técnicos e ambientais da penetração da geração solar fotovoltaica no Sistema de Distribuição de energia elétrica brasileiro

Monografia apresentada ao Curso de Curso de Engenharia Elétrica com Ênfase em Sistemas de Energia e Automação, da Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. José Carlos de Melo Vieira Júnior

**São Carlos
2024**

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues
Fontes da EESC/USP

S727a

Souza, Julia Sossai de
Avaliação dos impactos técnicos e ambientais da penetração da geração solar fotovoltaica no sistema de distribuição de energia elétrica brasileiro / Julia Sossai de Souza, Thamires de Castro Faustino Coelho; orientador José Carlos de Melo Vieira Júnior. -- São Carlos, 2024.

Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com Ênfase em Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2024.

1. Energia solar fotovoltaica. 2. Geração distribuída.
3. Emissões de carbono. 4. Sistema de distribuição.
5. OpenDSS. I. Título.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Julia Sossai de Souza

Título: “Avaliação dos impactos técnicos e ambientais da penetração da geração solar fotovoltaica no Sistema de Distribuição de energia elétrica brasileiro”

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado
em 26 / 11 / 2024,

com NOTA 9,0 (nove , zero), **pela Comissão**
Julgadora:

Prof. Associado José Carlos de Melo Vieira Júnior - Orientador
SEL/EESC/USP

Prof. Associado Eduardo Nobuhiro Asada - SEL/EESC/USP

Mestre Gabriella Pinheiro dos Santos - Doutoranda EESC/USP

Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:
Professor Associado José Carlos de Melo Vieira Júnior

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Thamires de Castro Faustino Coelho

Título: “Avaliação dos impactos técnicos e ambientais da penetração da geração solar fotovoltaica no Sistema de Distribuição de energia elétrica brasileiro”

**Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado
em 26 / 11 / 2024,**

**com NOTA 9,0 (nove, zero), pela Comissão
Julgadora:**

**Prof. Associado José Carlos de Melo Vieira Júnior - Orientador
SEL/EESC/USP**

Prof. Associado Eduardo Nobuhiro Asada - SEL/EESC/USP

Mestre Gabriella Pinheiro dos Santos - Doutoranda EESC/USP

**Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:
Professor Associado José Carlos de Melo Vieira Júnior**

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente à minha irmã, pelo direcionamento e apoio ao longo de toda minha trajetória, desde as aulas de matemática no ensino médio à companhia e incentivo na universidade.

Ao meu orientador, Prof. Dr. José Carlos de Melo Vieira Júnior, que me ensinou tanto desde o primeiro ano de curso na disciplina "Medidas e Circuitos Elétricos". Seu apoio durante toda a graduação, principalmente no trabalho de conclusão de curso foi essencial para o meu desenvolvimento acadêmico.

Agradeço também à minha dupla de TCC, Thamires, pela parceria, dedicação e cumplicidade ao longo deste trabalho. Sua contribuição foi fundamental para o desenvolvimento e conclusão desta pesquisa.

Por fim, agradeço à Universidade de São Paulo pelas incontáveis oportunidades proporcionadas profissional e academicamente ao longo desses anos de graduação.

Julia Sossai de Souza

Agradeço ao professor pela confiança, e a Julia pelo suporte.

À minha irmã pela amizade, e ao meu melhor amigo pelo amor.

Ao meu pai pela Razão, e à minha mãe pelos motivos.

Thamires de Castro Faustino Coelho

RESUMO

SOSSAI, J.; COELHO, T. Avaliação dos impactos técnicos e ambientais da penetração da geração solar fotovoltaica no Sistema de Distribuição de energia elétrica brasileiro. 2024. 90 p. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2024.

O avanço da geração distribuída fotovoltaica (GDFV) tem se intensificado mundialmente em razão do movimento global pela transição energética, frente ao agravamento das condições climáticas. Da mesma forma, no Brasil, a busca pela diversificação da matriz elétrica brasileira e a modernização do Mercado de Energia destacam-se como fatores decisivos na escalada na integração das fontes alternativas ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Com base nisso, por meio de simulações computacionais utilizando o *software* OpenDSS, este trabalho de conclusão de curso propôs um estudo avaliativo dos reais impactos técnicos e ambientais de diferentes graus de penetração de GDFV sobre um típico sistema de distribuição brasileiro. Os resultados indicam que a instalação de sistemas fotovoltaicos distribuídos contribui para a redução das emissões de Gases do Efeito Estufa (GEE) ao passo com que se mostra eficiente ferramenta da descarbonização do setor elétrico, e, até certo grau, atua na redução das perdas técnicas pela dedução da demanda de energia das subestações. Entretanto, a falta de planejamento ante sua integração gera impactos substanciais em relação as características operativas dos sistemas de distribuição, de modo a alterar o sentido do fluxo de potência, elevar relevantemente os níveis de tensão nodais, reduzir os fatores de potência das redes e causar desequilíbrios de tensão entre fases do circuito.

Palavras-chave: Energia solar fotovoltaica. Geração distribuída. Emissões de carbono. Estabilidade do sistema de distribuição de energia elétrica. OpenDSS.

ABSTRACT

SOSSAI, J.; COELHO, T. Evaluation of the Technical and Environmental Impacts of Photovoltaic Solar Generation Penetration in the Brazilian Electric Distribution System.
2024. 90 p. Monograph (Conclusion Course Paper) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2024.

The advancement of photovoltaic distributed generation (PV DG) has intensified globally due to the worldwide movement for energy transition in response to worsening climate conditions. Similarly, in Brazil, the pursuit of diversifying the country's energy matrix and the modernization of the Energy Market stand out as decisive factors in the growing integration of alternative power sources into the National Interconnected System (NIS). Based on this, through computational simulations using the OpenDSS software, this graduation project proposed an evaluative study of the real technical and environmental impacts of different degrees of PV DG penetration on a typical Brazilian distribution system. The results indicate that the installation of distributed photovoltaic systems contributes to reducing Greenhouse Gas (GHG) emissions while proving to be an efficient tool for decarbonizing the electricity sector. Up to a certain level, it also helps reduce technical losses by lowering the energy demand from substations. However, the lack of planning prior to their integration results in substantial impacts on the operational characteristics of distribution systems, such as reversing power flow direction, significantly raising nodal voltage levels, reducing network power factors, and causing circuit phase voltages imbalances.

Keywords: Photovoltaic solar energy. Distributed generation. Carbon emissions. Stability of the electric distribution system. OpenDSS.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Matriz elétrica brasileira	18
Figura 2 – Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil	19
Figura 3 – Diagrama de um sistema fotovoltaico conectado à rede de distribuição de energia elétrica.	22
Figura 4 – Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica	23
Figura 5 – Curvas I-V e P-V típicas de um módulo fotovoltaico	25
Figura 6 – Curvas I-V para diferentes irradiações	26
Figura 7 – Curvas I-V para diferentes temperaturas	26
Figura 8 – Efeito da resistência série na curva I-V	27
Figura 9 – Efeito da resistência paralela na curva I-V	28
Figura 10 – Conversores eletrônicos de um e de dois estágios	29
Figura 11 – Exemplo de sistema solar fotovoltaico residencial	30
Figura 12 – Sistema fotovoltaico do Hospital de Base de Bauru	30
Figura 13 – Complexo energia solar Janaúba	31
Figura 14 – Conexão do gerador à rede de baixa tensão	34
Figura 15 – Demanda de carga e potência fotovoltaica	39
Figura 16 – Fluxo de potência convencional	40
Figura 17 – Fluxo de potência reverso	40
Figura 18 – Modelo de sistema fotovoltaico para OpenDSS	47
Figura 19 – Esquema de zoneamento dos medidores de energia do OpenDSS	48
Figura 20 – Diagrama unifilar do sistema teste	49
Figura 21 – Perfil de carga das UCs	50
Figura 22 – Dispersão do carregamento percentual das redes de BT no horário de pico da curva de carga para o caso base da simulação	51
Figura 23 – Perfil de irradiação solar com discretização de 15 minutos	53
Figura 24 – Perfis de carga das UCs e de irradiação solar com discretização horária	54
Figura 25 – Agrupamento das redes de BT por carregamento em horário de pico	55
Figura 26 – Média diária de geração por <i>cluster</i> em razão da taxa de penetração da iteração	57
Figura 27 – Geração horária total por grupo de redes de BT em cada iteração do ensaio	58
Figura 28 – Geração horária média das UGs por <i>cluster</i> em razão da taxa de penetração da simulação	58
Figura 29 – Geração horária total por fase do sistema em razão da taxa de penetração da simulação	59
Figura 30 – Fluxo de potência ativa horária média das redes de BT simuladas por <i>cluster</i> em razão da penetração de geração distribuída	60

Figura 31 – Fluxo de potência ativa horária média das redes de BT não simuladas por <i>cluster</i> em razão da taxa de penetração de geração distribuída	61
Figura 32 – Potência ativa injetada pelo alimentador principal do sistema	62
Figura 33 – Ocorrências de inversão de fluxo de potência em razão da taxa de penetração de GDFV	63
Figura 34 – Distribuição horária das ocorrências de inversão de fluxo de potência	64
Figura 35 – Dispersão do módulo da potência ativa (P) dos eventos de reversão de fluxo de potência por <i>cluster</i> em razão da taxa de penetração das UGs	65
Figura 36 – Dispersão do módulo da potência ativa (P) dos eventos de reversão de fluxo de potência por <i>cluster</i> em razão do horário da geração	66
Figura 37 – Número de eventos de elevação de tensão em regime permanente por categoria em razão da taxa de penetração no lado das cargas	67
Figura 38 – Distribuição horária das ocorrências de elevação de tensão em regime permanente observadas nos secundários dos transformadores	67
Figura 39 – Número de episódios de elevação de tensão em regime permanente excluindo transformador anômalo	68
Figura 40 – Número de elevações de tensão em regime permanente em redes de BT não simuladas	69
Figura 41 – Dispersão dos valores de tensão dos eventos de elevação no secundário dos transformadores em razão da taxa de penetração das UGs	70
Figura 42 – Dispersão da magnitude das elevações de tensão em regime permanente em redes não simuladas por nível de penetração de GDFV	71
Figura 43 – Fator de desequilíbrio de tensão no horário de máxima geração em razão da penetração de GDFV	72
Figura 44 – Fator de potência no horário de máxima geração em razão da penetração de GDFV para as redes de BT do sistema	73
Figura 45 – Perdas técnicas totais por <i>cluster</i> em razão da penetração de GDFV	74

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Modos de Conexão em função da Potência Instalada CEMIG	33
Tabela 2 – Modos de Conexão em função da Potência Instalada ENEL	33
Tabela 3 – Limites de Tensão em Regime Permanente	35
Tabela 4 – Faixas de classificação de tensões em regime permanente	36
Tabela 5 – Variação do fator de potência	37
Tabela 6 – Principais características do sistema teste	49
Tabela 7 – Distribuição das cargas entre as fases do sistema	49
Tabela 8 – Principais características das redes selecionadas para simulação	52
Tabela 9 – Principais características dos nós selecionados para simulação	52
Tabela 10 – Resumo das informações de P_{nom} dos pontos de instalação de GDFV	53
Tabela 11 – Principais características dos grupos de redes de BT	56
Tabela 12 – Distribuição entre <i>clusters</i> do número de pontos de instalação de UGs por fase	56
Tabela 13 – Características de potência dos pontos de instalação das Unidades Geradoras for fase	56
Tabela 14 – Contagem de ocorrências de inversão de fluxo de potência por fase em simulação de máxima taxa de penetração	64
Tabela 15 – Distribuição dos eventos de elevação de tensão entre das fases do circuito	69
Tabela 16 – Carga nominal em kW por fase das UCs atreladas a UGs que apresentaram maior FK no horário de pico da geração	72
Tabela 17 – Perdas técnicas totais mínimas e máximas em kWh por <i>cluster</i> por iteração	75
Tabela 18 – Geração anual dos painéis fotovoltaicos por penetração	81
Tabela 19 – tCO ₂ evitados anualmente pela implantação dos painéis fotovoltaicos por penetração	82

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
BT	Baixa tensão
CA	Corrente alternada
CC	Corrente contínua
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
FV	Fotovoltaico
GEE	Gases do Efeito Estufa
GD	Geração Distribuída
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
MCTI	Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovações
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
MMGD	Micro e Minigeração Distribuída
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OpenDSS	<i>The Open Distribution System Simulator</i>
PMP	Ponto de Máxima Potência
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
PVPS	<i>Photovoltaic Power Systems Programme</i>
REN	Resolução Normativa
RCC	<i>Ripple Correlation Control</i>
RNAs	Redes Neurais Artificiais
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SFV	Sistema Fotovoltaico
SIN	Sistema Interligado Nacional

TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UC	Unidade consumidora
UG	Unidade geradora
UFV	Usina Fotovoltaica

LISTA DE SÍMBOLOS

σ	Desvio padrão
FK	Fator de desequilíbrio de tensão [%]
fp	Fator de potência
L	Perdas técnicas totais [kWh]
P	Potência ativa [W]
S	Potência aparente [VA]
$S_{\%pico}$	Carregamento percentual no horário de pico [%]
I_{pv}	Corrente fotovoltaica [A]
R_S	Resistência série [Ω]
R_P	Resistência paralela [Ω]
I_D	Corrente que circula no diodo [A]
V_D	Tensão sobre o diodo [V]
I_0	Corrente de saturação reversa do diodo [A]
n	Constante de idealidade do diodo
V_T	Tensão térmica [V]
q	Carga elementar do elétron [C]
k	Constante de Boltzmann [J/K]
T	Temperatura [K]
I_{sc}	Corrente de curto-circuito [A]
V_{oc}	Tensão de circuito aberto [V]
P_m	Potência máxima [W]
I_{mp}	Corrente de máxima potência [A]
V_{mp}	Tensão de máxima potência [V]
η	Eficiência

G	Irradiância solar [W/m ²]
E_m	Geração média total [kWh]
E_h	Geração horária [kWh]
V_{max}	Tensão máxima [V]
V_{min}	Tensão mínima [V]
FE_{OM}	Fator de Emissão da Margem de Operação [tCO ₂ /MWh]
FE_{BM}	Fator de Emissão da Margem de Construção [tCO ₂ /MWh]
FE_{MC}	Fator de Emissão da Margem Combinada [tCO ₂ /MWh]

SUMÁRIO

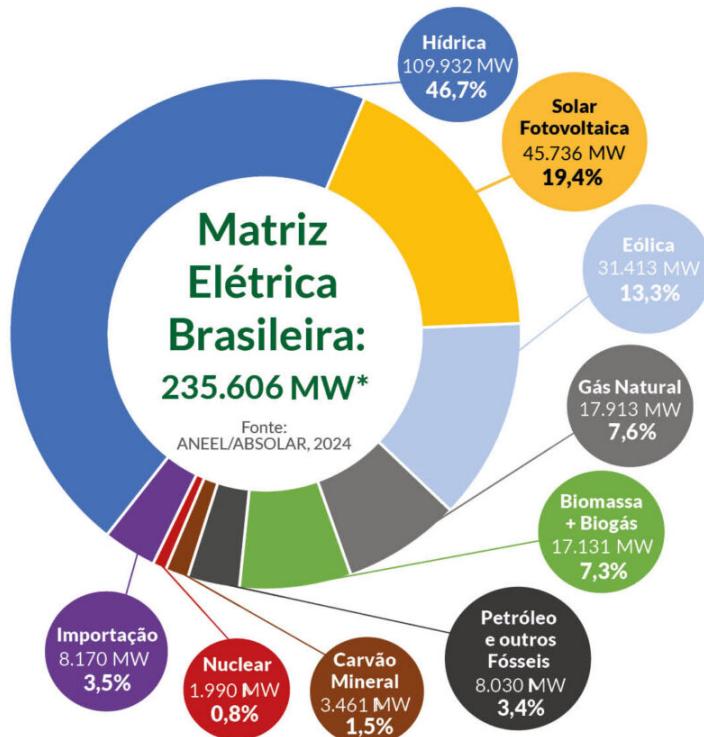
1	INTRODUÇÃO	18
1.1	A Geração distribuída fotovoltaica	19
1.2	Geração distribuída e a redução de emissão de carbono	20
1.3	Objetivos	21
2	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	22
2.1	Sistema Fotovoltaico	22
2.1.1	Painel Fotovoltaico	22
2.1.2	Curvas características	24
2.1.3	Ponto de Máxima Potência	27
2.1.4	Conversor Eletrônico	28
2.1.5	Sistemas fotovoltaicos em redes de distribuição	29
2.2	Regulamentação e legislação brasileira	31
2.3	Normas Técnicas	32
2.3.1	Modo de conexão	33
2.3.2	Regulação da tensão	34
2.3.3	Desequilíbrio de tensão	35
2.3.4	Fator de potência	36
3	IMPACTOS DA CONEXÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO	38
3.1	Fluxo de potência	38
3.1.1	Redução da demanda de carga da subestação	38
3.1.2	Fluxo de potência reverso	38
3.2	Fator de potência	41
3.3	Elevação de tensão	42
3.4	Desbalanço de tensão	43
3.5	Perdas técnicas	44
4	SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS	45
4.1	OpenDSS	45
4.1.1	Cargas	46
4.1.2	Geradores fotovoltaicos	46
4.1.3	Dispositivos medidores	47
4.2	Sistema elétrico	48

4.3	Metodologia e Premissas	49
5	RESULTADOS	55
5.1	Geração	57
5.2	Fluxo de Potência	60
5.3	Nível de Tensão em Regime Permanente	66
5.4	Nível de desbalanço de tensão	71
5.5	Fator de Potência	73
5.6	Perdas técnicas	74
5.7	Conclusões Parciais	75
6	REDUÇÃO DE IMPACTOS AMBIENTAIS	77
6.1	Introdução	77
6.2	Metodologia	77
6.2.1	Cálculo da Redução de Emissões	78
6.3	Impactos Ambientais da Produção e Descarte	79
6.4	Resultados	80
6.4.1	Cálculo dos fatores de emissão	81
6.4.2	Geração de energia e emissões evitadas	81
6.4.3	Conclusões Parciais	83
7	CONCLUSÃO	84
	REFERÊNCIAS	87

1 INTRODUÇÃO

O agravamento das mudanças climáticas tem intensificado a pressão global pela descarbonização e transição energética. Similarmente, no cenário brasileiro, aliam-se ao movimento em direção à diversificação da matriz energética para desvinculação da dependência hídrica (Figura 1), as recentes regulamentações de incentivo à ampliação do acesso a Micro e Minigeração Distribuída (MMGD), o que tem alavancado, na última década, a instalação de geradores de energia solar fotovoltaica (FV) de forma distribuída e centralizada pelo país. Em 2023, o patamar de 37,84GW de potência instalada foi atingido segundo o Relatório do Balanço Energético Nacional (2024), sendo 69,7% dessa correspondente a MMGD de acordo com o mesmo relatório.

Figura 1 – Matriz elétrica brasileira



*A potência total da matriz não inclui a importação e segue critério aplicado pelo MME, que adiciona, nos valores de capacidade instalada, as quantidades de mini e microgeração distribuída associadas a cada tipo de fonte.

Fonte: Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR) (2024)

Desde a Resolução Normativa nº482/2012, que primeiro estabeleceu as condições gerais para o acesso de MMGD e o sistema de compensação de energia elétrica (SCEE), até as regulamentações mais recentes como o Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída (Lei nº14.300/2022) a instalação de geração FV foi sendo expandida pelo país a ponto de hoje representar 96,3% da MMGD no Brasil (Empresa de Pesquisa Energética, 2024).

1.1 A Geração distribuída fotovoltaica

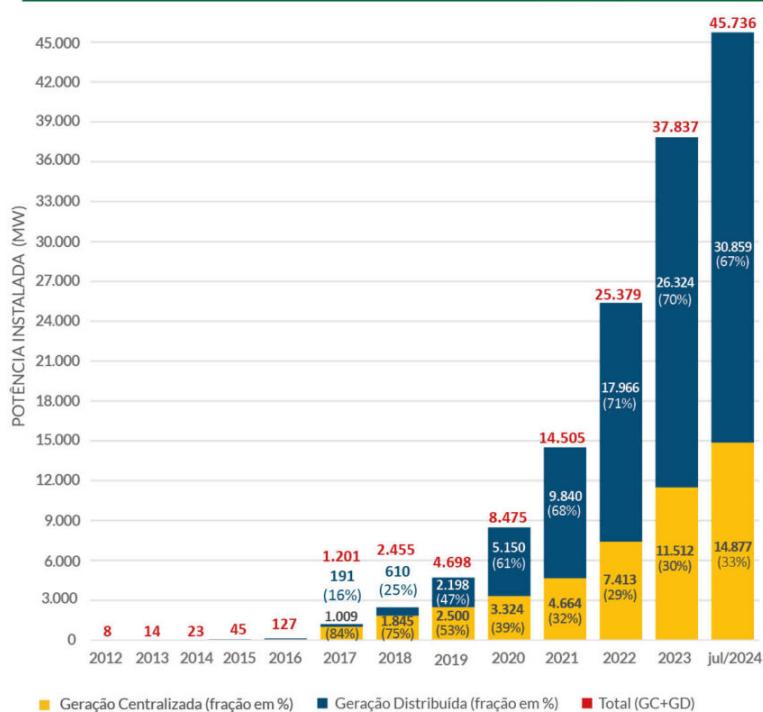
Historicamente, os sistemas de geração de energia elétrica são centralizados, com usinas despacháveis localizadas longe dos grandes centros urbanos (Cunningham; Paserba, 2022). A energia gerada é transmitida através de redes de transmissão até chegar aos sistemas de distribuição, que então fornecem energia aos consumidores finais. Com a expansão da geração distribuída (GD), no entanto, geradores começaram a ser instalados diretamente nos sistemas de distribuição, criando novos desafios para o planejamento e operação dos sistemas elétricos devido à maior variabilidade e menor previsibilidade.

A Figura 2 representa a capacidade instalada de FV no Brasil desde 2012. Desde 2020 a GDFV passou a representar mais de 60% da capacidade total de FV instalada. O progressivo incremento nas instalações de GD solar fotovoltaica nas redes de distribuição pode gerar complicações para garantir a operação segura do sistema, mantendo a confiabilidade e a qualidade do fornecimento de energia.

Figura 2 – Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil

Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil

Fonte: ANEEL/ABSOLAR, 2024.



Fonte: Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR) (2024)

Entre os principais desafios da alta penetração de GD estão as dificuldades em manter os níveis de tensão dentro dos limites técnicos e regulatórios, além dos diversos impactos da GD solar fotovoltaica no fluxo de potência nos circuitos e na operação dos equipamentos (Luiz *et al.*, 2019).

A instalação de GD próxima aos pontos de consumo tende a reduzir o fluxo de energia vindo das subestações para atender a carga, diminuindo a carga líquida do sistema e potencialmente reduzindo as perdas nos alimentadores. No entanto, a injeção de potência na rede pela GD, especialmente quando não dimensionada corretamente, pode causar sobrecargas em linhas e transformadores, aumentar a necessidade de atuação de equipamentos da rede, como *taps* de transformadores e reguladores de tensão, e elevar as tensões nas barras do sistema. Portanto, é essencial que a inserção de GD nos sistemas de distribuição seja acompanhada de estudos detalhados, representando adequadamente suas características. É importante considerar a incerteza e variabilidade da geração dessas fontes para que os resultados obtidos sejam compatíveis com a realidade.

1.2 Geração distribuída e a redução de emissão de carbono

A geração distribuída fotovoltaica (GDFV) tem se destacado como uma solução eficiente e sustentável para a produção de energia elétrica, oferecendo diversos benefícios ambientais e econômicos. Entre os principais, destaca-se a redução das emissões de carbono, o que contribui relevantemente para a mitigação das mudanças climáticas (Jäger-Waldau *et al.*, 2020).

Esse impacto positivo da GDFV se torna ainda mais evidente quando comparado à geração de energia a partir de fontes fósseis, como carvão, petróleo e gás natural, que, além de serem finitas, possuem impactos ambientais muito severos ao longo de seu ciclo de vida (Tawalbeh *et al.*, 2021). Essas fontes tradicionais são responsáveis por elevadas emissões de dióxido de carbono (CO_2) e outros Gases de Efeito Estufa (GEE), que têm um papel crucial no aquecimento global e nas mudanças climáticas. Em contraste, embora a fabricação e o transporte dos painéis solares ainda resultem em emissões, a GDFV é uma fonte de energia que não emite CO_2 durante sua operação (Siddik *et al.*, 2021), uma vez que utiliza a luz solar — uma fonte de energia renovável e inesgotável - contribuindo diretamente para a redução da pegada de carbono.

É projetado que, com o aumento de 3,6GW na capacidade instalada de GDFV, ao longo de dez anos, seria possível evitar a emissão de aproximadamente 337 mil toneladas de CO_2 , o que equivale ao benefício ambiental gerado pelo reflorestamento de uma área de cerca de 2500 hectares (CARDOSO JÚNIOR *et al.*, 2021). Isso reforça a viabilidade e o potencial sustentável da GDFV na transição energética, além de seus impactos diretos na mitigação das emissões de GEEs.

Contudo, para que esses benefícios sejam maximizados, é imprescindível superar os desafios relacionados à implementação e à integração desses sistemas na rede elétrica.

Além disso, é importante considerar os impactos ambientais associados ao fim da vida útil dos componentes desses sistemas. O descarte inadequado de painéis solares e, principalmente, de baterias pode resultar na contaminação do solo e da água por metais pesados e outros materiais tóxicos. As baterias, embora fundamentais para o armazenamento de energia em

sistemas fotovoltaicos, contêm elementos como lítio, chumbo e cádmio, que requerem processos específicos de reciclagem e descarte. Portanto, o desenvolvimento de políticas e tecnologias para a gestão adequada destes resíduos é essencial para garantir a sustentabilidade completa da GDFV.

1.3 Objetivos

Haja vista a exponencialidade da expansão da GDFV no país, torna-se relevante avaliar o real impacto dessa sob os aspectos ambiental e técnico. Assim, este trabalho de conslusão de curso tem como objetivo geral analisar os efeitos diretos e indiretos da penetração da geração solar fotovoltaica em um típico sistema de distribuição de energia elétrica brasileiro.

Dessa forma, pretende-se analisar a contribuição da geração fotovoltaica para a redução da pegada de carbono e das emissões GEEs, além de investigar seu potencial de mitigação dos impactos socioambientais associados à produção de energia elétrica. Ainda, por meio da simulação da penetração da GDFV em um sistema de distribuição típico utilizando o software OpenDSS, visa-se examinar os efeitos técnicos da integração de níveis crescentes de geradores fotovoltaicos distribuídos com ênfase nos seguintes aspectos: perfil de tensão em regime permanente, perdas técnicas, níveis de desbalanço de tensão, e alterações no fluxo de potência. A partir dessas análises com foco nos impactos na rede e na qualidade da energia, serão identificados os principais pontos críticos para garantir a instalação confiável e segura da GDFV nas redes de distribuição.

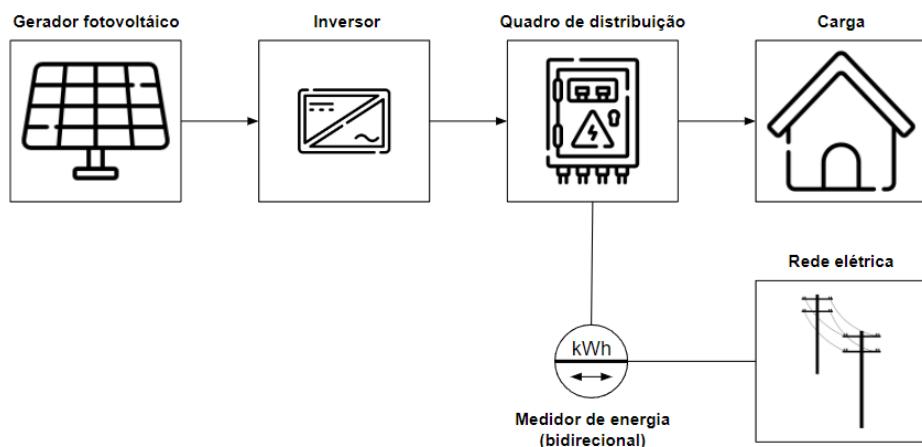
2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Inicialmente, serão explorados os princípios fundamentais e os desafios técnicos associados à incorporação de sistemas fotovoltaicos em redes de distribuição de energia elétrica. A análise abrange desde a física dos dispositivos semicondutores até as complexidades da interconexão com a rede elétrica, oferecendo uma visão geral do tema, para a melhor compreensão do trabalho.

2.1 Sistema Fotovoltaico

A configuração de um sistema fotovoltaico pode variar conforme a aplicação pretendida. Dessa forma, a Figura 3 exibe um esquema simplificado de um sistema fotovoltaico conectado ao sistema de distribuição de energia elétrica.

Figura 3 – Diagrama de um sistema fotovoltaico conectado à rede de distribuição de energia elétrica.



Fonte: elaborado pelas autoras (2024)

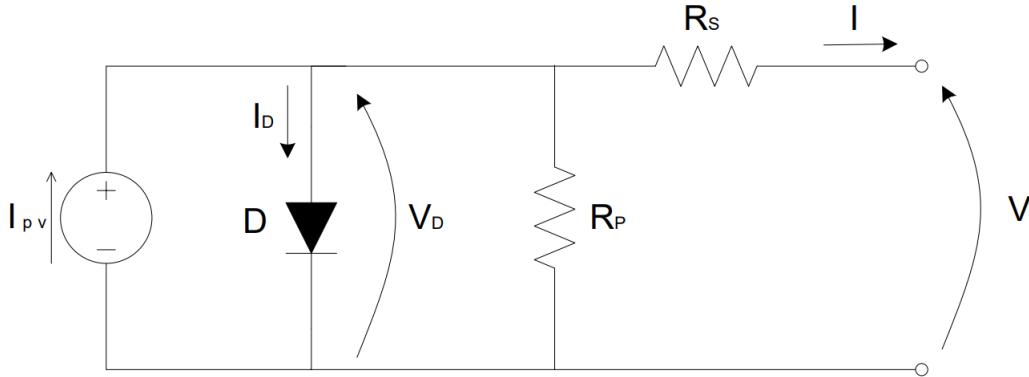
Os elementos fundamentais de um sistema fotovoltaico conectado à rede são o dispositivo fotovoltaico (módulo ou conjunto de módulos) e o conversor eletrônico. Cada um destes componentes será analisado nas seções subsequentes.

2.1.1 Painel Fotovoltaico

O componente primordial de um sistema fotovoltaico é a célula fotovoltaica. Um painel fotovoltaico é constituído pela interconexão em série e/ou paralelo dessas células. A Figura 4 apresenta o circuito equivalente de uma célula fotovoltaica.

Neste circuito, a fonte de corrente I_{pv} simboliza a corrente fotovoltaica, gerada em decorrência do efeito fotoelétrico. A célula fotovoltaica é produzida utilizando um material

Figura 4 – Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica



Fonte: Villalva (2010)

semicondutor, comumente silício, com duas camadas dopadas, P e N. O diodo no circuito equivalente representa esta junção PN.

Para uma representação mais fidedigna do comportamento real da célula, incluem-se as resistências R_S e R_P . A resistência R_S representa as perdas internas da célula, como as quedas de tensão e a resistência do próprio material semicondutor. Seu valor é tipicamente reduzido, na ordem de décimos de ohm. Por outro lado, a resistência R_P corresponde às perdas por correntes de fuga, exibindo valores mais elevados, geralmente entre 200 e 300 Ω (Patel, 1999).

I_D , V_D , I e V representam, respectivamente, a corrente que circula pelo diodo, a tensão sobre o diodo, a corrente e a tensão de saída da célula. A corrente I_D é determinada por meio da equação de Shockley (Smith; Sedra, 2004). O parâmetro n é a constante de idealidade do diodo e o valor adotado varia, geralmente, entre 1,0 e 1,5 (Smith; Sedra, 2004). Sua magnitude interfere na curvatura da curva característica I-V da célula, ou painel fotovoltaico. Essa constante pode ser escolhida de forma aleatória na primeira etapa da modelagem e seu valor pode ser alterado posteriormente, caso o modelo obtido não se encontre dentro das expectativas. Logo, aplicando a primeira Lei de Kirchhoff no circuito equivalente da Figura 4, obtém-se a equação 2.1:

$$I = I_{pv} - I_0 \left(e^{\frac{V+I \cdot R_S}{n \cdot V_T}} - 1 \right) - \frac{V + I \cdot R_S}{R_P} \quad (2.1)$$

Em que:

$$I_D = I_0 \left(e^{\frac{V+I \cdot R_S}{n \cdot V_T}} - 1 \right) \quad (2.2)$$

A corrente I_0 é a corrente de saturação reversa do diodo. Seu valor pode variar em função do material utilizado para a construção da célula e da temperatura em que a mesma se encontra.

A tensão V_T é a tensão térmica do dispositivo e é determinada por meio de:

$$V_T = \frac{k \cdot T}{q} \quad (2.3)$$

Em que q é a carga elementar do elétron, k é a constante de Boltzmann e T é a temperatura de operação da célula, em kelvin (K).

Para aplicações comerciais, as células solares são interligadas em série e/ou paralelo para formar módulos ou painéis fotovoltaicos. A combinação desses módulos resulta em arranjos fotovoltaicos de maior potência. A conexão em série eleva a tensão de saída, enquanto a conexão em paralelo aumenta a corrente fornecida pelo arranjo.

Para a adaptação da Equação 2.1 para um arranjo fotovoltaico, com N_S células conectadas em série e N_p em paralelo, é exposta a equação em (Villalva, 2010), mostrada em 2.4:

$$I = I_{pv} \cdot N_p - I_0 \cdot N_p \cdot \left(e^{\frac{V+I \cdot \frac{R_S \cdot N_S}{N_p}}{n \cdot V_T \cdot N_S}} - 1 \right) - \frac{V + I \cdot \frac{R_S \cdot N_S}{N_p}}{\frac{R_P \cdot N_S}{N_p}} \quad (2.4)$$

Em seguida, serão apresentadas duas curvas para melhor compreensão do comportamento de dispositivos fotovoltaicos. A primeira curva característica, I-V, ilustra o comportamento da corrente de saída do dispositivo fotovoltaico em função da tensão dele. A segunda curva é a curva P-V, que apresenta, para o dispositivo, a variação da potência de saída em função da tensão de saída.

2.1.2 Curvas características

A curva característica corrente-tensão (I-V) descreve o comportamento elétrico de uma célula ou módulo fotovoltaico. Essa curva pode ser descrita pela Equação 2.5 (Gasparin, 2009):

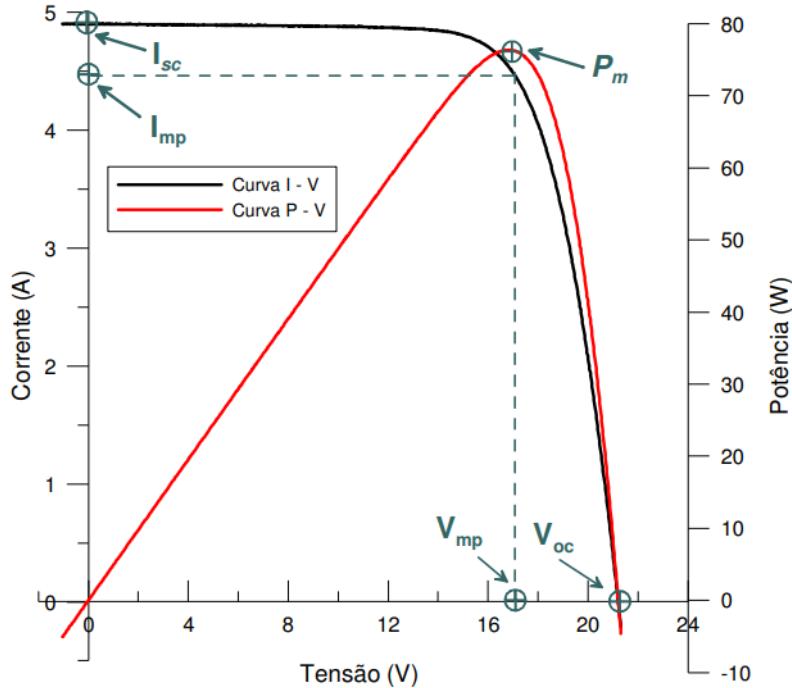
$$I = I_{fg} - I_0 \left[\exp \left(\frac{q(V + IR_s)}{mkT_c N_s} \right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (2.5)$$

Em que: I é a corrente de saída do módulo, I_{fg} é a corrente fotogerada, I_0 é a corrente de saturação reversa, q é a carga do elétron, V é a tensão nos terminais do módulo, R_s é a resistência série, m é o fator de idealidade do diodo, k é a constante de Boltzmann, T_c é a temperatura da célula em Kelvin, N_s é o número de células conectadas em série no módulo e R_p é a resistência paralela.

A partir da equação 2.5, é possível construir a curva característica corrente-tensão (I-V), mostrada na Figura 5, com seus principais pontos de interesse.

Os parâmetros destacados na figura são essenciais para a caracterização de um painel fotovoltaico e são usualmente fornecidos pelos fabricantes de painéis. Estes são: corrente de curto-circuito (I_{sc}), que é a corrente máxima gerada pelo dispositivo, obtida quando a tensão é zero; Tensão de circuito aberto (V_{oc}), que é a tensão máxima gerada, obtida quando a corrente é

Figura 5 – Curvas I-V e P-V típicas de um módulo fotovoltaico



Fonte: Gasparin (2009)

zero; Ponto de máxima potência (P_m), que é o ponto onde o produto corrente-tensão é máximo; Corrente de máxima potência (I_{mp}) e Tensão de máxima potência (V_{mp}), que são a corrente e tensão no ponto de máxima potência.

Além disso, tem-se a eficiência (η) do módulo dada por (Gasparin, 2009):

$$\eta = \frac{P_m}{G \times A} \quad (2.6)$$

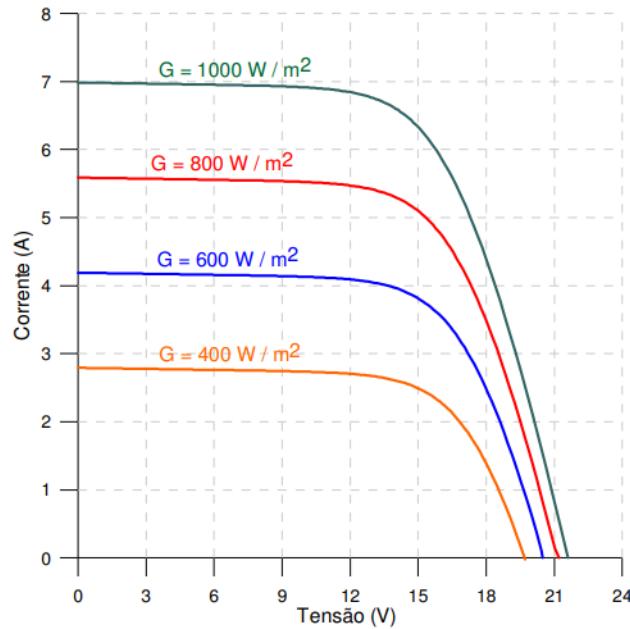
Sendo G é a irradiância solar incidente e A é a área do módulo.

Ademais, há fatores que podem alterar o comportamento do painel, como a irradiância solar, a temperatura e o valor das resistências. Assim, serão apresentados, em seguida, o comportamento da curva I-V sob diferentes condições desses fatores em um módulo com 36 células (Gasparin, 2009).

A irradiância solar tem forte influência na curva I-V, dado que a corrente fotogerada I_{fg} é proporcional a esse fator. Dessa forma, a variação da tensão com a irradiância se dá de forma logarítmica, haja vista a relação exponencial entre a tensão e a corrente. A Figura 6 mostra o efeito da variação da irradiância, mantendo a temperatura constante (Gasparin, 2009).

Além disso, a corrente fotogerada aumenta levemente com o aumento da temperatura da célula, devido à redução do gap de energia E_g do material semicondutor com o aumento da temperatura. Esse aumento da temperatura causa uma redução significativa na tensão de circuito

Figura 6 – Curvas I-V para diferentes irradiâncias

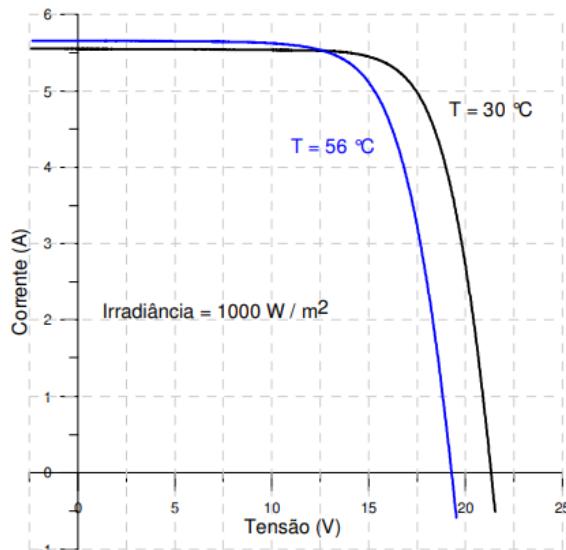


Fonte: Gasparin (2009)

aberto, enquanto a corrente de curto-círcuito aumenta ligeiramente (Gasparin, 2009).

A Figura 7 ilustra o efeito da variação da temperatura da célula, mantendo a irradiação constante.

Figura 7 – Curvas I-V para diferentes temperaturas

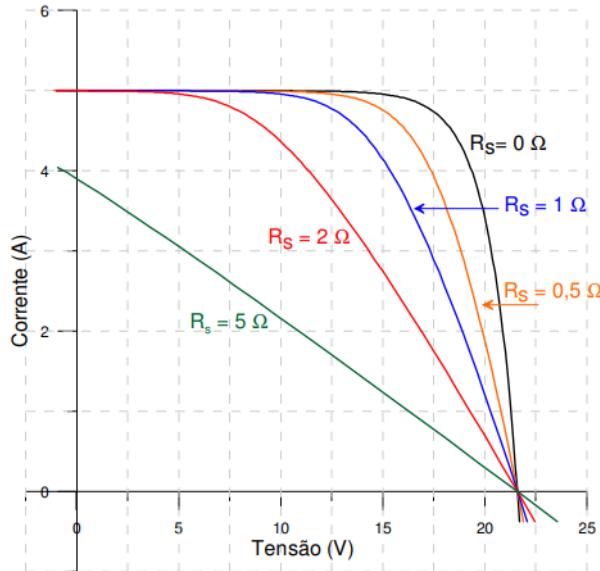


Fonte: Gasparin (2009)

Por fim, as resistências série (R_s) e paralela (R_p) também afetam o formato da curva

I-V. Idealmente, (R_s) seria nula em uma célula fotovoltaica. Na prática, essa pode apenas ser minimizada. Seu efeito na curva I-V é a redução da inclinação da curva na região de circuito aberto, como pode ser visto na Figura 8 (Gasparin, 2009).

Figura 8 – Efeito da resistência série na curva I-V



Fonte: Gasparin (2009)

Em relação à R_p , que reúne em um componente resistivo os diversos fatores que originam fugas de corrente, essa seria idealmente infinita. Quanto mais longe dessa aproximação, R_p causa uma redução da inclinação da curva na região de curto-circuito. A Figura 9 ilustra o efeito da variação de R_p (Gasparin, 2009).

Assim, nota-se que o conhecimento detalhado da curva característica I-V e dos fatores que a influenciam é fundamental para a caracterização, análise de desempenho e otimização de sistemas fotovoltaicos.

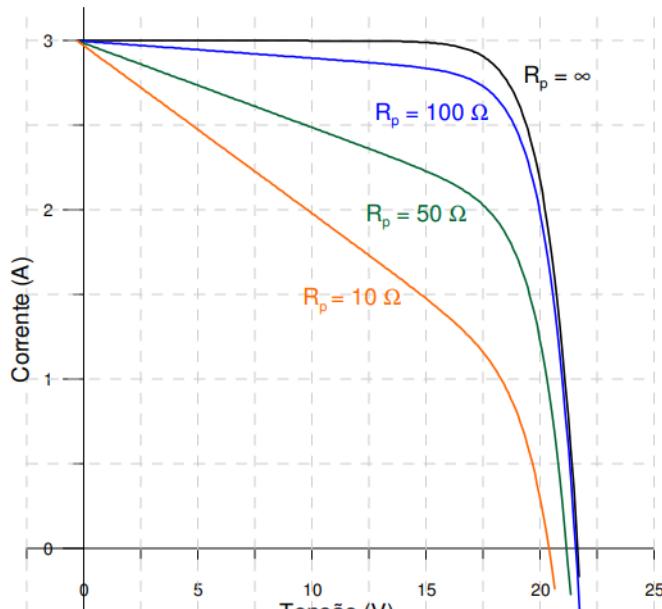
2.1.3 Ponto de Máxima Potência

Para que seja possível que o painel fotovoltaico opere com o melhor desempenho possível, a partir da limitação das condições climáticas da ocasião, é realizada a busca pelo Ponto de Máxima Potência (PMP).

Há diversos métodos para obtenção do PMP, como: *Hill climbing*, Condutância incremental, P&O (Perturbar e Observar), Controle com Lógica Fuzzy, Redes Neurais Artificiais (RNAs), *Ripple Correlation Control* (RCC), entre outros, como discutido em Esram; Chapman (2007).

Tais métodos têm como objetivo encontrar, para dados níveis de temperatura ambiente e irradiação solar, a tensão V_{PMP} ou a corrente I_{PMP} de máxima potência. Em alguns casos,

Figura 9 – Efeito da resistência paralela na curva I-V



Fonte: Gasparin (2009)

esses podem apresentar problemas na presença de nuvens, que podem acarretar sombreamentos. Nessas situações, a curva P-V pode apresentar vários pontos máximos locais, necessitando-se de uma estratégia para a obtenção de um PMP global.

2.1.4 Conversor Eletrônico

Para realizar a conexão entre o dispositivo fotovoltaico e a rede elétrica, necessita-se de um conversor eletrônico, o qual é responsável por algumas adequações de saída do sistema fotovoltaico.

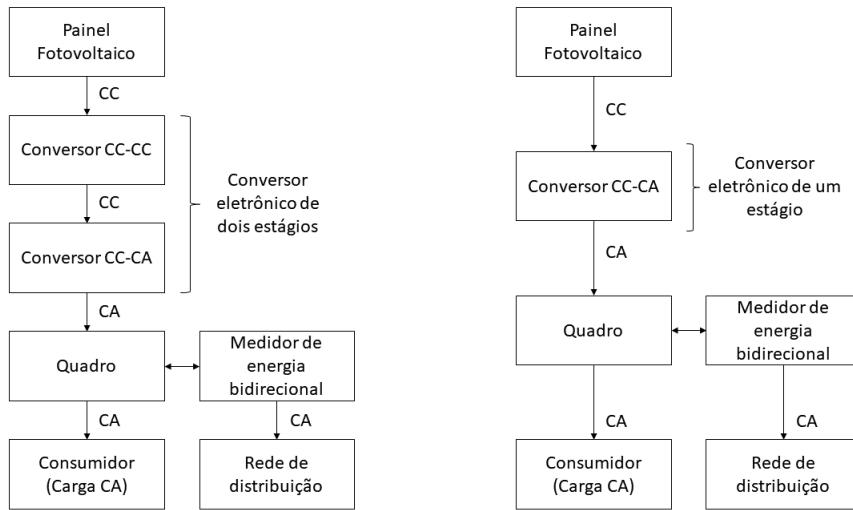
Dessa maneira, os parâmetros de tensão e de corrente fotovoltaica são ajustados para se conectar à rede elétrica ou abastecer um consumidor (com carga CA). Existem duas configurações principais para o conversor:

Conversor de estágio único: Consiste apenas em um inversor CC-CA, sendo mais simples e apropriado para aplicações que não requerem um controle preciso da tensão CC.

Conversor de dois estágios: Composto por um conversor CC-CC seguido de um inversor CC-CA. O conversor CC-CC regula a tensão de saída do painel fotovoltaico, enquanto o inversor CC-CA adapta a energia para injeção na rede elétrica.

Na Figura 10, são apresentados os dois tipos de conversores.

Figura 10 – Conversores eletrônicos de um e de dois estágios



Fonte: elaborado pelas autoras (2024)

2.1.5 Sistemas fotovoltaicos em redes de distribuição

Os sistemas fotovoltaicos têm se tornado uma parte integral das redes de distribuição de energia elétrica. Com o avanço das tecnologias de energia solar e a queda nos custos de instalação e manutenção, o emprego da geração fotovoltaica tornou-se extremamente diversificado, estando presente tanto em residências quanto em grandes parques solares.

Uma das grandes motivações é que esses sistemas são modulares, permitindo uma fácil escalabilidade, adaptando-se às diferentes necessidades energéticas.

A conexão de sistemas fotovoltaicos no sistema elétrico pode ser classificada em função da capacidade da planta instalada em três categorias: larga, média e pequena escala.

A conexão em pequena escala refere-se a conjuntos fotovoltaicos com potências instaladas menores que 10 kW. Para esse caso, geralmente não há necessidade de um transformador para conexão, pois pode-se utilizar um transformador da própria unidade consumidora (Katiraei; Aguero, 2011). Nessa categoria, estão principalmente consumidores residenciais e pequenos comércios, como mostrado na Figura 11.

A conexão em média escala refere-se a conjuntos fotovoltaicos com potências instaladas entre 10 kW e 1 MW. Para esse caso, a necessidade de um transformador para conexão dos geradores na rede de distribuição deve ser analisada pela concessionária de energia. Alguns dos sistemas englobados nessa categoria são indústrias, comércios, prédios, dentre outros.

A Figura 12 mostra o sistema fotovoltaico do Hospital de Base de Bauru, desenvolvido em parceria com a CPFL Paulista, com potência de 300,2 kW (Souza, 2022).

A conexão em larga escala refere-se a conjuntos fotovoltaicos com potências instaladas

Figura 11 – Exemplo de sistema solar fotovoltaico residencial



Fonte: Token Engenharia (2024)

Figura 12 – Sistema fotovoltaico do Hospital de Base de Bauru



Fonte: Hospital de Base (2022)

maiores que 1 MW . Nesse caso, faz-se necessário o emprego de pelo menos um transformador para realizar a conexão entre o sistema fotovoltaico e a rede elétrica. Englobam-se nessa categoria usinas ou fazendas solares.

A Figura 13 ilustra o maior parque solar no brasil, o Complexo energia solar Janaúba, com capacidade instalada de 1,2 GW e 2,2 milhões de módulos fotovoltaicos, sendo capaz de abastecer 1,8 milhões de residências (Renováveis, 2023).

No entanto, a geração fotovoltaica enfrenta alguns desafios técnicos e regulatórios, principalmente no âmbito de estratégias de gerenciamento de energia para garantir a estabilidade e a confiabilidade do fornecimento.

Dada a ampla aplicabilidade e utilização, a integração dos sistemas fotovoltaicos na rede de distribuição requer uma regulamentação adequada para garantir que todos os participantes, incluindo consumidores, geradores e concessionárias, sejam devidamente compensados e que a

Figura 13 – Complexo energia solar Janaúba



Fonte: Canal Solar (2023)

operação da rede permaneça estável e segura. Isso se deve ao fato de que a injeção de energia solar na rede pode causar diversos problemas, como variações nos níveis de tensão e outros parâmetros de qualidade da energia, necessitando de um monitoramento constante e a implementação de tecnologias de controle para manter a qualidade da energia fornecida.

2.2 Regulamentação e legislação brasileira

A regulamentação da GD no Brasil teve início com o Decreto Lei nº 5.163/2004, que definiu GD como a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos conectados diretamente à rede de distribuição. Entretanto, o marco regulatório mais significativo ocorreu com a publicação da Resolução Normativa (REN) ANEEL nº 482/2012, que estabeleceu as condições gerais para o acesso de MMGD aos sistemas de distribuição e o sistema de compensação de energia elétrica (ANEEL, 2012). A REN 482/2012 definiu microgeração distribuída como centrais geradoras com potência instalada até 100 kW e minigeração distribuída como centrais com potência entre 100 kW e 1 MW, conectadas à rede de distribuição por meio de unidades consumidoras. Também instituiu o sistema de compensação de energia elétrica, permitindo que o excedente de energia gerada seja injetado na rede e posteriormente compensado.

Em 2015, a REN 687 trouxe atualizações importantes à REN 482, como: revisão dos limites de potência (microgeração até 75 kW e minigeração até 5 MW), aumento do prazo de validade dos créditos de energia de 36 para 60 meses, possibilidade de autoconsumo remoto e geração compartilhada, e redução de prazos para a distribuidora conectar usinas (ANEEL, 2015).

Em 2022, foi sancionada a Lei 14.300, conhecida como Marco Legal da Geração Distribuída, que consolidou em lei as regras para micro e minigeração distribuída. Entre os principais pontos, destacam-se: manutenção das regras atuais até 2045 para sistemas instalados até 12 meses após a publicação da lei, introdução gradual de cobrança pelo uso da rede para novos sistemas,

possibilidade de venda de excedentes de energia, e isenção de certos encargos setoriais (BRASIL, 2022). A lei busca trazer segurança jurídica ao setor e equilibrar os interesses dos prosumidores, distribuidoras e demais consumidores. Entretanto, sua regulamentação pela ANEEL ainda é objeto de discussões, especialmente quanto à valoração dos créditos de energia e cobrança pelo uso da rede.

Atualmente, o setor de GD no Brasil enfrenta um período de transição regulatória. Enquanto a Lei 14.300 estabelece diretrizes gerais, a ANEEL trabalha na atualização das resoluções normativas para implementar o novo marco legal. Este processo tem gerado debates sobre temas como forma de compensação dos créditos de energia, prazos e gatilhos para alteração das regras, tratamento diferenciado para geração junto à carga e remota, e impactos na viabilidade econômica dos projetos.

Um aspecto importante da regulamentação é o desconto na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) para fontes incentivadas. A Resolução Normativa ANEEL nº 77/2004 estabeleceu descontos de 50% a 100% nestas tarifas para empreendimentos de geração a partir de fontes renováveis, incluindo solar, eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (ANEEL, 2004). Estes descontos têm sido um importante incentivo para o desenvolvimento da GD, reduzindo os custos operacionais dos geradores. Contudo, com o crescimento expressivo da GD nos últimos anos, há discussões sobre a necessidade de revisão destes benefícios para garantir a sustentabilidade do setor elétrico como um todo.

Dessa maneira, o desafio da regulamentação atual está em promover o desenvolvimento sustentável da GD, mantendo sua atratividade para os consumidores, sem onerar excessivamente os demais agentes do setor elétrico. A evolução deste arcabouço regulatório terá papel fundamental na expansão da geração distribuída e na transformação da matriz elétrica brasileira nas próximas décadas (Sousa, 2023).

2.3 Normas Técnicas

A integração segura e eficiente de sistemas fotovoltaicos em redes de distribuição é regida por um conjunto de normas técnicas que estabelecem critérios mínimos para qualidade de energia, operação e proteção do sistema elétrico. Estas normas são elaboradas por órgãos reguladores, concessionárias de energia e institutos de pesquisa, visando padronizar e garantir a confiabilidade das instalações fotovoltaicas conectadas à rede.

Dessa forma, serão abordados alguns fatores relacionados à qualidade de energia em regime permanente, que serão utilizados como base conceitual na etapa de simulação computacional deste trabalho.

2.3.1 Modo de conexão

No Módulo 3 do PRODIST (2022), que trata dos procedimentos e protocolos de conexão ao sistema de distribuição, fica estabelecido que a quantidade de fases e o nível de tensão de conexão das centrais geradoras são definidos pela distribuidora em função das características técnicas da rede e em conformidade com a regulamentação vigente, desde que permitida a ligação com número de fases igual ou inferior à quantidade de fases de atendimento da unidade consumidora da Micro ou Minigeradora Distribuída.

De acordo com a norma técnica (CEMIG, 2024), a conexão entre micro e minigeradores distribuídos e a rede elétrica deve ser realizada no mesmo ponto de conexão da unidade consumidora e o valor da potência instalada desses geradores deve ser limitada à carga instalada da mesma.

Em relação ao tipo de conexão que deverá ocorrer, este é definido a partir da potência instalada, podendo haver algumas diferenças entre distribuidoras.

Na Tabela 1, tem-se o caso apresentado em CEMIG (2024):

Tabela 1 – Modos de Conexão em função da Potência Instalada CEMIG

Potência Instalada (kW)	Modo de Conexão
<10	Monofásico, Bifásico ou Trifásico
10 a 15	Bifásico ou Trifásico
>15	Trifásico
>30	Monofásico

E na Tabela 2, tem-se o caso apresentado em Enel Grids Brasil (2024) para o Estado de São Paulo:

Tabela 2 – Modos de Conexão em função da Potência Instalada ENEL

Potência Instalada (kW)	Tensão Nominal (V)
≤ 20	220/127 - 240/120 - 120/208
$> 20 \leq 75$	220/127 - 240/120 - 120/208
$> 75 \leq 2500$	3800 / 13800 / 23100 / 34500
$> 2500 \leq 5000$	69000/88000/138000

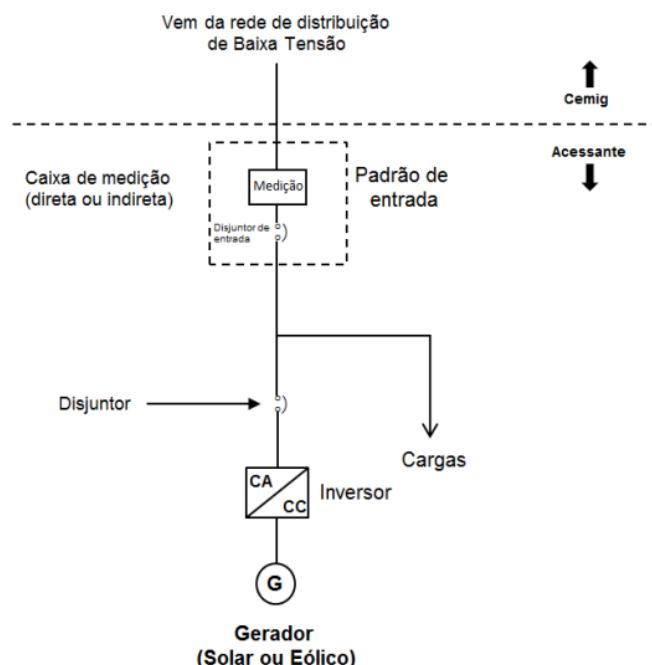
Além disso, o gerador fotovoltaico necessita de inversores para conectar-se à rede, devendo basear-se na estrutura da Figura 14, conforme abordado em CEMIG (2024).

Entretanto, ressalta-se que inversores, apesar da sua importância crítica para a operação segura e eficiente dos sistemas fotovoltaicos, possuem lacunas significativas na regulamentação brasileira. Um dos principais gargalos está na ausência de uma padronização abrangente dos requisitos técnicos e funcionalidades destes equipamentos.

Atualmente, cada fabricante pode desenvolver inversores com características e funcionalidades próprias, desde que atendam aos requisitos mínimos estabelecidos nas normas. Esta falta de padronização dificulta a integração eficiente dos sistemas à rede, o monitoramento e controle por parte das distribuidoras, a implementação de funções avançadas de suporte à rede, a interoperabilidade entre diferentes equipamentos e a garantia de qualidade e segurança consistentes.

Por fim, o medidor apresentado na Figura 14 representa um medidor bidirecional, que possibilita o registro da energia gerada e da energia consumida pela unidade consumidora.

Figura 14 – Conexão do gerador à rede de baixa tensão



Fonte: CEMIG (2024)

2.3.2 Regulação da tensão

A instalação de geradores distribuídos pode causar impactos na regulação da tensão e, consequentemente, no funcionamento dos dispositivos reguladores instalados no sistema, tais como bancos de capacitores, transformadores com comutadores de tap sob carga e reguladores automáticos de tensão.

Tais impactos devem ser analisados, principalmente quando o grau de penetração de geração é elevado, dado que podem ser nocivos à qualidade da energia elétrica nas redes de distribuição. Dessa forma, existem limites pré estabelecidos, no Brasil, pelo PRODIST para minimizar esses impactos.

De acordo com o Módulo 8 do PRODIST, (ANEEL, 2022), os níveis de tensão em regime permanente são classificados em três categorias: adequada, precária e crítica. Essa classificação

é aplicável a unidades consumidoras atendidas em tensão nominal igual ou inferior a 1 kV. A Tabela 3 apresenta esses limites.

Tabela 3 – Limites de Tensão em Regime Permanente

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

Fonte: (ANEEL, 2022)

Além disso, segundo ANEEL (2022), a tensão nos pontos de conexão pelos acessantes atendidos em tensão nominal de operação superior a 1 kV deve situar-se entre 95% e 105% da tensão nominal de operação do sistema no ponto de conexão e, ainda, coincidir com a tensão nominal de um dos terminais de derivação previamente exigido ou recomendado para o transformador da unidade consumidora. Já a tensão a ser contratada nos pontos de conexão pelos acessantes atendidos em tensão igual ou inferior a 1 kV deve variar conforme a Tabela 4:

2.3.3 Desequilíbrio de tensão

O desequilíbrio de tensão é um fenômeno crucial a ser considerado na integração de sistemas fotovoltaicos em redes de distribuição, especialmente quando se trata de conexões monofásicas. Neste caso, se faz necessário analisar se a ligação da GDFV em uma única fase não afetará o balanceamento entre as tensões das três fases do barramento

Em Torrezan *et al.* (2024), são expostos quatro métodos para a obtenção do fator de desequilíbrio (FD). Dessa forma, será utilizado neste trabalho aquele que apresenta os resultados mais conservadores, o Método IEEE, que pode ser calculado por:

$$FK\% = \frac{3(V_{max} - V_{min})}{V_{ab} + V_{bc} + V_{ca}} 100 \quad (2.7)$$

Em que, V_{ab} , V_{bc} e V_{ca} são os módulos das tensões trifásicas de linha e V_{max} e V_{min} são os valores de máximo e de mínimo entre os módulos das tensões trifásicas de linha em análise.

Segundo (ANEEL, 2022), o valor de FK nos barramentos do sistema de distribuição não deve passar de 3% para sistemas com tensão nominal abaixo de 2,3kV. Enquanto que para sistemas com tensão acima de 2,3kV, o valor de FK não deve ultrapassar 2%. Logo, serão utilizados estes valores de referência para as simulações realizadas neste trabalho.

Tabela 4 – Faixas de classificação de tensões em regime permanente

Tensão Nominal V_N (V)	Faixa de variação da tensão de leitura (V)
220/127	$202 \leq V_N \leq 231$ $117 \leq V_N \leq 133$
380/220	$350 \leq V_N \leq 399$ $202 \leq V_N \leq 231$
254/127	$234 \leq V_N \leq 267$ $177 \leq V_N \leq 133$
440/220	$405 \leq V_N \leq 462$ $202 \leq V_N \leq 231$
208/120	$191 \leq V_N \leq 218$ $110 \leq V_N \leq 126$
230/115	$212 \leq V_N \leq 242$ $106 \leq V_N \leq 121$
240/120	$221 \leq V_N \leq 252$ $110 \leq V_N \leq 126$
220/110	$202 \leq V_N \leq 231$ $101 \leq V_N \leq 116$

2.3.4 Fator de potência

O fator de potência é um parâmetro crucial na operação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, pois influencia diretamente a qualidade da energia e a eficiência do sistema elétrico como um todo.

Segundo o PRODIST (ANEEL, 2022) para unidade consumidora ou conexão entre distribuidoras com tensão inferior a 230 kV, o fator de potência no ponto de conexão deve estar compreendido entre 0,92 e 1,00 indutivo ou 1,00 e 0,92 capacitivo, de acordo com regulamentação vigente.

Ademais, o PRODIST (ANEEL, 2022) determina que a medição e o controle do fator de potência devem ser realizados de forma permanente e obrigatória para unidades consumidoras atendidas pelos Sistemas de Distribuição de Média Tensão e de Alta Tensão, bem como nas interconexões entre diferentes distribuidoras. Por outro lado, para as unidades consumidoras do Grupo B, conectadas ao Sistema de Distribuição de Baixa Tensão, a medição individual é permanente, porém facultativa, conforme disposto na regulamentação vigente.

Segundo CEMIG (2024), se a potência ativa fornecida pelo gerador à rede for superior a

20% da potência nominal do próprio gerador, o valor do fator de potência pode variar de acordo com a Tabela 5, para MMGD.

Tabela 5 – Variação do fator de potência

Potência nominal da GD (kW)	Fator de potência
≤ 3	0,98 indutivo até 0,98 capacitivo
$3 < P < 6$	0,95 indutivo até 0,95 capacitivo
≥ 6	0,9 indutivo até 0,9 capacitivo

3 IMPACTOS DA CONEXÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Neste capítulo, serão abordados possíveis impactos resultantes da conexão de GDFV no sistema de energia elétrica. Dessa forma, foram selecionados os pontos com impactos de maior relevância, de acordo com a literatura técnica: fluxo de potência, fator de potência, tensão e perdas técnicas.

3.1 Fluxo de potência

A introdução de sistemas de GDFV nos sistemas de distribuição de energia elétrica pode acarretar alterações significativas no fluxo de potência da rede. Duas consequências principais podem ser observadas: a redução da demanda de carga na subestação e a possibilidade de fluxo de potência reverso nos alimentadores.

3.1.1 Redução da demanda de carga da subestação

Em geral, a instalação de sistemas fotovoltaicos tem por objetivo o fornecimento de potência ativa às cargas próximas ao seu local de instalação. Dessa forma, a instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica pode proporcionar uma redução significativa na demanda de carga das subestações, contribuindo para o suprimento local de energia.

O estudo realizado por Benedito (2009) traz os impactos na demanda a partir da instalação de um sistema de 11,07 kW_p, alocado na fachada de um edifício. A geração fotovoltaica foi capaz de fornecer uma contribuição média anual de aproximadamente 55% do consumo total da edificação.

O estudo mostrou que a contribuição do sistema fotovoltaico para o consumo mensal do edifício foi sempre superior a 40%, chegando a 70%. Essa variação está diretamente relacionada às condições de irradiação solar e à demanda de energia do edifício.

Esse estudo evidencia o potencial dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede para reduzir significativamente a demanda de energia da rede elétrica em edificações comerciais, contribuindo para a geração distribuída e para a diversificação da matriz energética.

Além disso, essa redução pode trazer benefícios significativos para o sistema de distribuição, como a postergação de investimentos em ampliação da capacidade da rede e a redução de perdas técnicas.

3.1.2 Fluxo de potência reverso

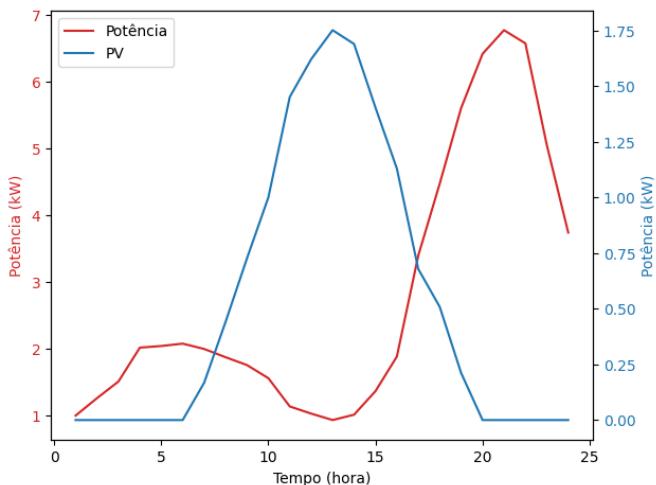
Apesar de haver benefícios com a instalação de geração fotovoltaica próxima à carga, como comentado na Seção 3.1.1, há também impactos negativos no sistema de energia elétrica,

tal como a ocorrência do fluxo de potência reverso, quando ocorrido com maior intensidade.

Esse fenômeno ocorre quando a potência fornecida pelo dispositivo fotovoltaico é superior ao consumo da carga e, consequentemente, esse fluxo reverso torna-se presente no ponto de conexão do gerador fotovoltaico com a rede elétrica.

Para ilustrar como esse fenômeno ocorre, na Figura 15, é mostrado um perfil convencional de geração de potência por um painel fotovoltaico e uma curva de carga residencial ao longo de um dia.

Figura 15 – Demanda de carga e potência fotovoltaica



Fonte: elaborado pelas autoras (2024)

Assim, pode-se observar que os picos de demanda da carga e da geração ocorrem em pontos diferentes, possibilitando que, em certos momentos do dia, um local com geração distribuída fotovoltaica produza mais energia do que consome. Logo, ocasionando uma injeção de potência na rede.

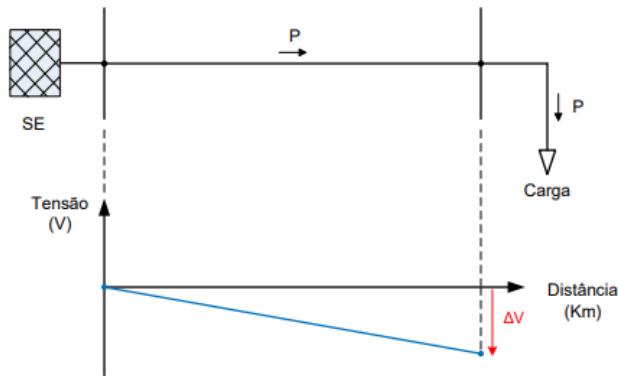
No cenário convencional, um sistema de distribuição possui fluxos de potência ativa e reativa unidirecionais na linha, da subestação para a carga. Dessa forma, há uma queda de tensão ao longo da mesma, como pode-se observar na Figura 16.

Com a implementação de geradores fotovoltaicos, o fluxo de potência nas linhas de distribuição torna-se, em vários casos, bidirecional. Como consequência, pode ocorrer o aumento da tensão no ponto de conexão do gerador fotovoltaico além dos limites nominais dos equipamentos e o aumento de perdas técnicas na rede, como mostrado na Figura 17.

Além disso, outro problema trazido pelo fluxo reverso é o impacto que este pode ter na coordenação e operação do sistema de proteção e na regulação de tensão. Nesse caso, a atuação de ambos deve ser garantida mesmo com o fluxo reverso de potência fluindo por alguns alimentadores.

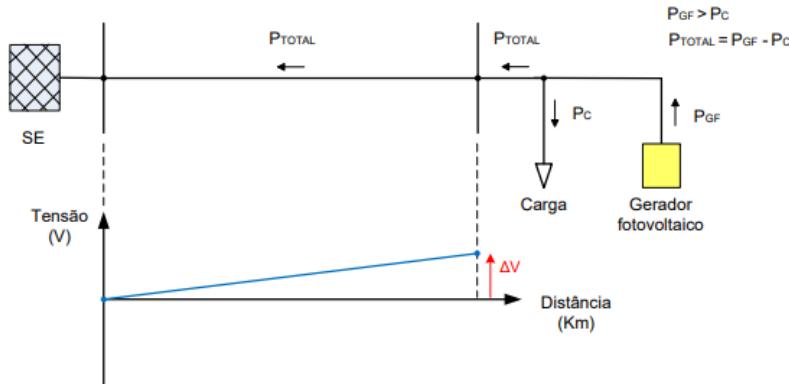
Por fim, em casos extremos, em que haja uma enorme produção de energia solar fotovol-

Figura 16 – Fluxo de potência convencional



Fonte: Esslinger; Witzmann (2010)

Figura 17 – Fluxo de potência reverso



Fonte: Esslinger; Witzmann (2010)

taica em algum alimentador, existiria a possibilidade de exportação de energia para alimentadores vizinhos, ou mesmo para o sistema de transmissão.

Em Vieira *et al.* (2018) foi conduzido um estudo detalhado sobre este fenômeno no sistema elétrico do Campus do Pici da Universidade Federal do Ceará. Utilizou-se o *software* ANAREDE para simular diversos cenários de penetração de GDFV, analisando as alterações no fluxo de potência.

Na pesquisa, destaca-se o caso ocorrido domingo às 10h, com geração fotovoltaica de 3,87 MW frente a uma demanda de apenas 0,80 MW. Nesta condição, observou-se um fluxo reverso pronunciado, com impactos significativos no carregamento dos alimentadores.

O estudo revelou um aumento expressivo no carregamento dos trechos afetados pelo fluxo reverso. Em um dos alimentadores analisados, o carregamento elevou-se de forma dramática, atingindo 731% em comparação com o cenário base sem GDFV. Este aumento substancial é atribuído ao excedente de geração que, não sendo consumido localmente, flui em direção à rede da distribuidora.

É importante notar que o impacto do fluxo reverso não foi uniforme em toda a rede. Os autores observaram que os trechos mais próximos aos pontos de conexão da GDFV foram os mais afetados, apresentando os maiores aumentos de carregamento.

Para avaliar os limites extremos deste fenômeno, os pesquisadores simularam um cenário de máxima penetração, com 11,6 MW de geração fotovoltaica e apenas 0,80 MW de carga. Nesta condição, o fluxo reverso atingiu níveis críticos. O carregamento dos transformadores da subestação do campus alcançou 107,1% no sentido reverso, forçando-os a operar além de sua capacidade nominal, em regime de emergência.

Estes resultados evidenciam que o fluxo de potência reverso, resultante da alta penetração de GDFV, pode ter impactos complexos nos sistemas de distribuição. A ocorrência de fluxo reverso pode levar a condições operacionais não previstas no planejamento original das redes, potencialmente causando sobrecarga em equipamentos, aumento de perdas e desafios na regulação de tensão.

O estudo ressalta a importância de análises detalhadas e específicas para cada sistema ao planejar a integração de elevados níveis de GDFV. As características particulares de cada rede, incluindo sua topologia, perfil de carga e localização dos geradores, influenciam significativamente a magnitude e a natureza dos impactos do fluxo reverso. Portanto, é fundamental que as concessionárias de distribuição desenvolvam metodologias robustas para avaliar e mitigar estes impactos, garantindo a operação segura e eficiente do sistema elétrico em cenários de alta penetração de geração distribuída fotovoltaica.

3.2 Fator de potência

Usualmente, projetam-se sistemas fotovoltaicos para atuarem com fator de potência unitário, de forma que atendam, em algumas horas do dia, total ou parcialmente a potência ativa da carga local.

Dessa maneira, a potência reativa consumida pela carga continua sendo injetada na rede pela subestação, causando uma redução do fator de potência, no ponto de conexão dos geradores com a rede. Tal alteração poderá ser interpretada e cobrada pela distribuidora como um excedente de reativos, que não está de fato ocorrendo (Rodrigues, 2023).

Logo, torna-se relevante na etapa de pré-implantação de usinas fotovoltaicas que haja uma análise de perfil de consumo, pois, caso a inserção do sistema fotovoltaico ocasione em multas, isso pode inclusive afetar a viabilidade do projeto.

Para mitigar o problema de multas, podem ser implementadas diferentes estratégias, como o aumento da potência CC do sistema e alteração do fator de potência para fornecimento de energia reativa, ou a instalação de banco de capacitores junto ao sistema fotovoltaico (Rodrigues, 2023). Contudo, é importante notar que a instalação de bancos de capacitores, embora eficaz na correção do fator de potência, pode contribuir para elevações adicionais de tensão no ponto de

conexão.

3.3 Elevação de tensão

No sistema elétrico de distribuição, já é existente, sem a presença de painéis, a variação de tensão. Essa, se muito elevada, pode prejudicar a qualidade de energia fornecida aos consumidores.

Com a instalação de geradores distribuídos, pode haver complicações relacionadas à elevação de tensão, causando, não apenas piora na qualidade de energia, como a atuação frequente dos dispositivos de regulação de tensão, como bancos de capacitores, reduzindo sua vida útil (Katiraei; Aguero, 2011).

Dessa forma, com o intuito de suavizar o aumento dos valores da tensão no alimentador, provocado pela GD, o regulador automático pode ter sua posição do *tap* alterada, assim como os bancos de capacitores podem ser desconectados do sistema (Katiraei; Aguero, 2011).

Entretanto, ainda assim é necessário o monitoramento das tensões, para que os limites permitidos de sobretensão não sejam ultrapassados. Principalmente por conta do fluxo de potência reverso no ponto de conexão dos sistemas fotovoltaicos, que pode aumentar de forma exagerada o valor da tensão nesse ponto, causando o comprometimento da operação de equipamentos e de dispositivos ligados ao mesmo ponto de conexão.

Além disso, a sobretensão pode ser ainda maior caso os bancos de capacitores permaneçam atuando e caso haja uma alta potência de painéis fotovoltaicos instalados no final do alimentador (Katiraei; Aguero, 2011).

Em Vieira *et al.* (2018), além dos efeitos no fluxo de potência comentados anteriormente, foram observados os efeitos no perfil de tensão com a introdução de painéis fotovoltaicos.

Apesar das mudanças significativas no fluxo de potência e no carregamento dos alimentadores, as variações de tensão observadas foram relativamente modestas. Isso sugere uma certa robustez do sistema em relação à regulação de tensão, mesmo em condições de alta penetração de geração distribuída fotovoltaica.

No cenário de domingo às 10h, com 3,87 MW de geração e apenas 0,80 MW de carga, as alterações nas tensões das barras foram mínimas. Na barra UFC 13,8, por exemplo, a tensão diminuiu de 13,8 kV para 13,7 kV, enquanto nas barras R4, R5 e R7, a tensão aumentou de 13,7 kV para 13,8 kV. Nas demais barras, as variações foram de no máximo 0,1 kV. Já no cenário extremo, com 11,6 MW de geração e 0,80 MW de carga, as variações de tensão foram ligeiramente mais pronunciadas, mas ainda dentro de limites aceitáveis. Nas barras R4, R5, R7 e R8, a tensão aumentou para 13,9 kV, enquanto nas barras próximas à GDFV 1, houve uma pequena redução para 13,7 kV.

Estes resultados revelam alguns pontos importantes sobre o comportamento do perfil

de tensão sob condições de fluxo reverso. Primeiramente, observa-se um comportamento não uniforme, onde o fluxo reverso causou tanto aumentos quanto diminuições de tensão, dependendo da localização da barra em relação aos pontos de conexão da GDFV. Além disso, nota-se um efeito localizado, com as maiores variações de tensão ocorrendo nas barras mais próximas aos pontos de conexão da GDFV.

A magnitude limitada das variações de tensão é outro aspecto relevante. Mesmo no cenário de máxima penetração, as variações não ultrapassaram 0,2 kV, sugerindo que o sistema possui uma boa capacidade de regulação de tensão. Em alguns casos, observou-se também uma leve assimetria entre fases, com variações de tensão diferentes para cada fase em uma mesma barra.

É importante ressaltar que, apesar do fluxo reverso significativo, o sistema manteve as tensões dentro dos limites regulatórios (12,83 kV a 14,49 kV para redes de 13,8 kV), demonstrando uma certa resiliência à alta penetração de GDFV. No entanto, esses resultados são específicos para o sistema estudado e podem não ser generalizáveis para todas as redes de distribuição. Fatores como a capacidade de curto-circuito do sistema, a presença de dispositivos de regulação de tensão e a topologia da rede podem influenciar significativamente a resposta do perfil de tensão ao fluxo reverso.

3.4 Desbalanço de tensão

O desbalanço de tensão torna-se relevante quando se trata da conexão de geradores distribuídos mono e bifásicos em sistemas de distribuição. Se houver muitos geradores fotovoltaicos mono e bifásicos no sistema elétrico, devido à natureza desbalanceada das cargas e da disposição assimétrica dos condutores em várias linhas de distribuição, os níveis de desbalanço podem ser altos, causando impactos, como: alta corrente no cabo do neutro; elevações de tensão no ponto de conexão; prejudicar o funcionamento de motores de indução, de dispositivos eletrônicos e de equipamentos de regulação de tensão e geração das componentes harmônicas (JOUANNE; BANERJEE, 2011).

Conforme destacado por Shahnia; Wolfs; Ghosh (2013), o desbalanço de tensão é mais pronunciado em redes de baixa tensão devido à desigualdade das cargas entre as fases, particularmente onde há grandes cargas monofásicas.

A configuração e o comprimento da rede também têm impacto no desbalanço de tensão. Em redes residenciais de baixa tensão, onde a maioria das residências possui alimentação monofásica, o desbalanço pode ser bastante elevado se as casas forem distribuídas de forma desigual entre as três fases (Shahnia; Wolfs; Ghosh, 2013).

O crescente número de geradores fotovoltaicos residenciais tende a agravar o problema de desbalanço. Dessa maneira, é provável que o número de sistemas fotovoltaicos conectados a cada fase seja desigual, afetando significativamente o desbalanço de tensão dependendo do nível

de penetração, potência e localização dos geradores ao longo do alimentador.

3.5 Perdas técnicas

A variação das perdas técnicas ocorre conforme o nível de carregamento no sistema de distribuição de energia elétrica, de forma diretamente proporcional. Introduzir geradores fotovoltaicos próximos às cargas pode provocar a redução dessas perdas, pois, com a menor demanda de potência ativa, a corrente vinda da subestação diminui, reduzindo as perdas totais no sistema.

Entretanto, a depender da quantidade de geradores instalados, o impacto nas perdas pode ser negativo, por conta do fluxo reverso, que pode acarretar em um maior fluxo de potência ativa na rede, aumentando as perdas.

Em Reinaldo; Dupczak; Neto (2020), foi realizado um estudo sobre a variação das perdas técnicas em uma rede de distribuição da Celesc conforme a inserção de GDFV.

Na pesquisa, foi observado que a introdução de GDFV próxima aos pontos de consumo tende inicialmente a reduzir as perdas técnicas do sistema. Isso ocorre devido à diminuição do fluxo de potência nos alimentadores, uma vez que parte da demanda passa a ser suprida localmente. No entanto, os autores identificaram que, a partir de um determinado nível de penetração, as perdas voltam a aumentar.

Este comportamento não-linear das perdas técnicas em função da penetração de GDFV foi verificado em quatro alimentadores reais da rede de distribuição da Celesc. Os resultados indicaram que cada alimentador possui um ponto ótimo de penetração de GDFV que minimiza as perdas, bem como um nível crítico a partir do qual as perdas superam aquelas do cenário base sem geração distribuída.

Por exemplo, para o alimentador BFA02 analisado no estudo, as perdas técnicas atingiram seu mínimo com 30% de penetração de GDFV, retornando ao valor do caso base (sem GDFV) quando a penetração alcançou 50%. Já o alimentador ISL02 apresentou perdas mínimas com 40% de penetração, igualando-se ao caso base em 70%.

É importante ressaltar que o perfil de carga do alimentador influencia significativamente este comportamento. Alimentadores com características predominantemente residenciais tendem a apresentar maiores benefícios com a inserção de GDFV em termos de redução de perdas, enquanto aqueles com perfil mais industrial podem experimentar aumento das perdas mesmo com baixos níveis de penetração.

Portanto, no contexto da expansão da GDFV, torna-se fundamental que as concessionárias de energia desenvolvam metodologias robustas para a avaliação das perdas técnicas, considerando os efeitos da GD. Isso é essencial não apenas para a operação eficiente da rede, mas também para subsidiar possíveis revisões nos critérios regulatórios de cálculo das perdas técnicas reconhecidas pelo órgão regulador.

4 SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS

Neste capítulo, são apresentadas a metodologia e a modelagem empregadas para a análise dos efeitos da penetração de geração distribuída fotovoltaica, passando, primeiramente, por uma breve introdução ao *software* utilizado nas simulações computacionais realizadas neste projeto, além da descrição da rede de distribuição de teste, premissas e alterações adotadas no estudo.

4.1 OpenDSS

Para a execução das simulações computacionais deste trabalho, foi escolhido o *software* OpenDSS (*Distribution Systems Simulator*), que é um programa livre (*open source*) elaborado pelo instituto estadunidense *Electric Power Research Institute* (EPRI) e ideal para a análise e o estudo de sistemas de distribuição de energia elétrica em regime permanente senoidal ((EPRI), 2024). Desenvolvido em 1997 e aberto dez anos mais tarde, o OpenDSS foi inicialmente idealizado para monitorar os impactos temporais e locacionais da instalação de geradores distribuídos e a integração de novas tecnologias no contexto das redes elétricas inteligentes (*smart grids*), como veículos elétricos e sistemas de armazenamento de energia (Sexauer, 2016).

Neste projeto, foi utilizada a versão 10.0.0.1 do programa, que além de executar os cálculos do fluxo de potência instantâneo pelo modo *Snapshot*, também disponibiliza modos de monitoramento de sistemas de distribuição complexos por períodos de tempo mais longos, como o *yearly* que supervisiona o sistema anualmente, e o modo *daily* que faz o acompanhamento diário ou horário dos circuitos. Ao longo dos anos, novas funcionalidades foram integradas ao *software*, de modo que atualmente também é possível realizar análises harmônicas, dinâmicas e efetuar estudos de curto-circuitos (Sexauer, 2016).

Para a execução dos cálculos, é necessário modelar o sistema de distribuição, representando individualmente os componentes físicos e as características da rede elétrica via código. O processo abrange a declaração das fontes de alimentação (subestação de energia), com a determinação de suas características de operação, como: tensão nominal, potência de curto-círcuito trifásica, reatâncias de sequências positiva, negativa e zero, e frequência.

Também é necessária a modelagem das linhas de transmissão e distribuição incluindo seus pontos de conexão e intersecção, bem como comprimento, impedância e configuração, que pode ser trifásica, bifásica e monofásica. Também possuem essas variações os elementos transformadores, que devem ser declarados com suas potências nominais, impedâncias e estruturas de conexão (delta ou estrela) e tensões de alimentação do primário e secundário.

Além da possibilidade de adicionar elementos conversores, reguladores, bancos de capacitores e dispositivos de proteção, para a modelagem dos sistemas de distribuição, ainda há elementos essenciais às análises objetivadas neste estudo. São estes: fontes de geração

fotovoltaicas distribuídas, cargas, e equipamentos de monitoramento.

4.1.1 Cargas

Os elementos de carga do sistema modelado são definidos pelo conjunto de potência aparente nominal (em kVA) e fator de potência, que pode ser substituído pelo equivalente de potências ativa (em kW) e reativa (em kVAr) nominais. Também são necessárias as declarações individuais das características de conexão das unidades, como a identificação dos barramentos, a tensão de alimentação, o número de fases, e a configuração (delta ou estrela).

O *software* disponibiliza, ainda, diferentes modelos de carga, tais como: corrente constante, impedância constante, potência constante, potência ativa linear e potência reativa quadrática, potência ativa constante e potência reativa fixada no valor nominal, além de um modelo que combina as características de todos os outros listados.

Além disso, a fim de reproduzir o comportamento real dos consumidores de energia ao longo de um período, é possível fornecer, individualmente, aos elementos de carga uma sequência de multiplicadores com módulos distintos, tipicamente entre zero e um, que serão aplicados à demanda base declarada. Para tal, é necessário declarar, junto da *array* de fatores, o número de pontos de que ela consiste, bem como o intervalo temporal entre eles (em horas, minutos ou segundos) (Dugan; Montenegro, 2020). Com isso, é possível mimetizar os diferentes perfis de consumo, como industrial, comercial e residencial.

4.1.2 Geradores fotovoltaicos

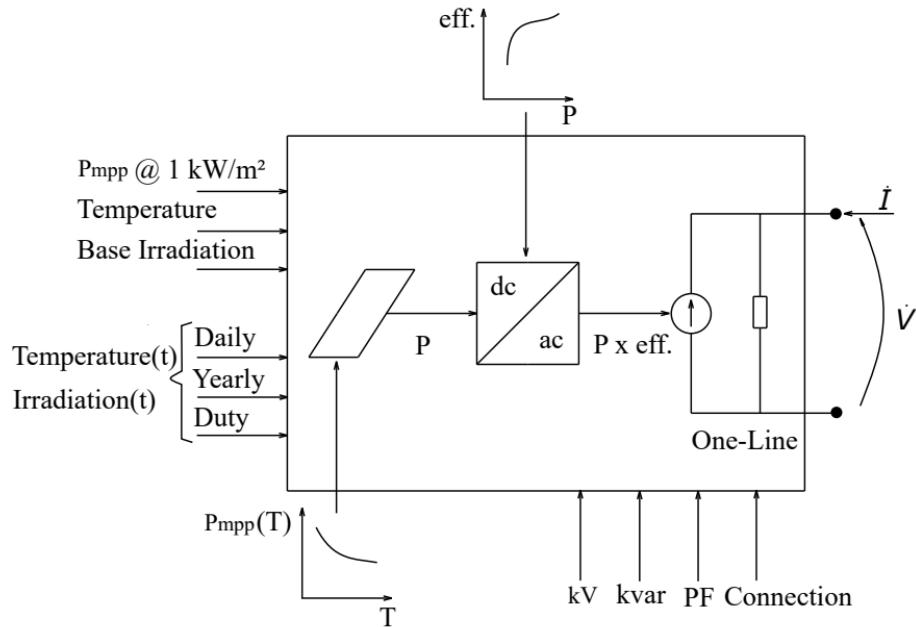
O modelo de sistema fotovoltaico do OpenDSS (Figura 18) recebe como entradas curvas de irradiação solar, eficiência e temperatura, além da combinação de características como o PMP, fator de potência, modo de conexão (monofásico, bifásico ou trifásico) e sistema de compensação de reativos, que pode ser declarado separadamente como elemento inversor (Radatz *et al.*, 2016). O modelo interage com o circuito como qualquer outro elemento conversor de potência, gerando ou consumindo energia de acordo com uma função (Smith; Dugan; Sunderman, 2011).

O dispositivo de geração simulado injeta potência ativa (P_{out}) na rede de acordo com a Equação 4.1, que relaciona, para cada instante de tempo t , a potência instantânea injetada pelo painel (P) com $eff(P(t))$, que se refere à eficiência do inversor no mesmo momento (Radatz *et al.*, 2016).

$$P_{out}(t) = P(t) \times eff(P(t)) \quad (4.1)$$

Sendo a potência instantânea do gerador (Equação 4.2) dada pelo produto do P_{mpp} nominal, definido para uma irradiância de $1\text{ kW}/\text{m}^2$ a uma temperatura selecionada (usualmente 25°C), ponderado pelo fator de correção do ponto de máxima potência para a temperatura instantânea $T(t)$, com a irradiação no mesmo momento, que por sua vez, é dada pela relação

Figura 18 – Modelo de sistema fotovoltaico para OpenDSS



Fonte: Radatz *et al.* (2016)

entre um valor de irradiação base ($irrad_{base}$) e um multiplicador do instante ($irrad(t)$) (Radatz *et al.*, 2016).

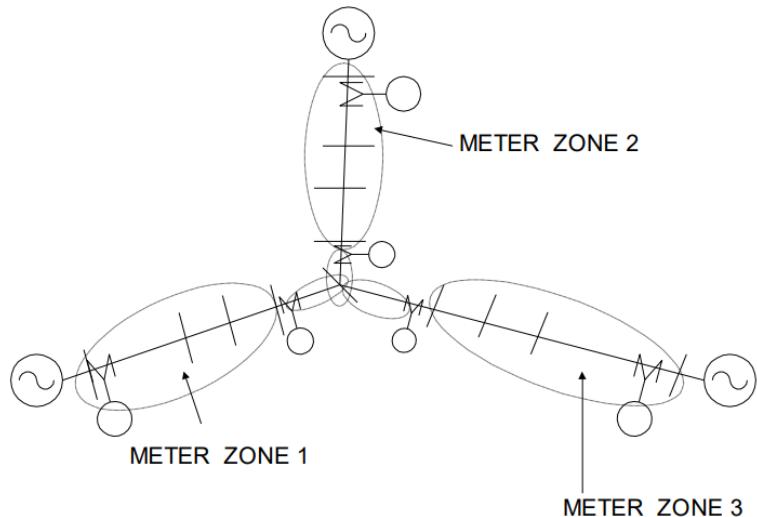
$$P(t) = P_{mpp} \times P_{mpp}(T(t)) \times irrad_{base} \times irrad(t) \quad (4.2)$$

Dessa forma, para executar um sistema FV no modelo de simulação do programa, além das características próprias do dispositivo, ainda devem ser fornecidas, com base no número de instantes de simulação pretendido, vetores com sequências de valores para temperatura e multiplicadores para o valor base irradiação. Como supracitado, também são necessários o perfil de relacionamento entre o P_{mpp} e a temperatura do painel, e a curva da eficiência do inversor em razão da potência injetada.

4.1.3 Dispositivos medidores

Os dispositivos de medição disponíveis no OpenDSS podem ser divididos em duas categorias: os medidores de energia (*energy meters*) e os monitores (*monitors*). Os primeiros podem ser conectados aos terminais de qualquer elemento do circuito, porém são capazes de acessar parâmetros de energia, potência, perdas e sobrecargas também em outros trechos do sistema. Para isso, esses elementos utilizam o conceito de zonas (Figura 19), que são áreas da rede sobre as quais os medidores de energia são responsáveis, de modo a computar os parâmetros listados para qualquer elemento gerador ou carga na redondeza (Dugan; Montenegro, 2020).

Figura 19 – Esquema de zoneamento dos medidores de energia do OpenDSS



Fonte: Dugan; Montenegro (2020)

De acordo com o manual de usuário do *software* (Dugan; Montenegro, 2020), o terminal de conexão do medidor determina o ponto inicial da zona e mapeia todos os elementos envolto até encontrar algum dos seguintes finalizadores: o final do circuito, outro elemento que possua medidor de energia atrelado ou que já esteja incluído na zona de outro medidor, um terminal aberto, ou um elemento desabilitado. Esses dispositivos de medição têm como característica a agregação dos dados, de modo que são utilizados para registrar parâmetros das execuções completas de simulações.

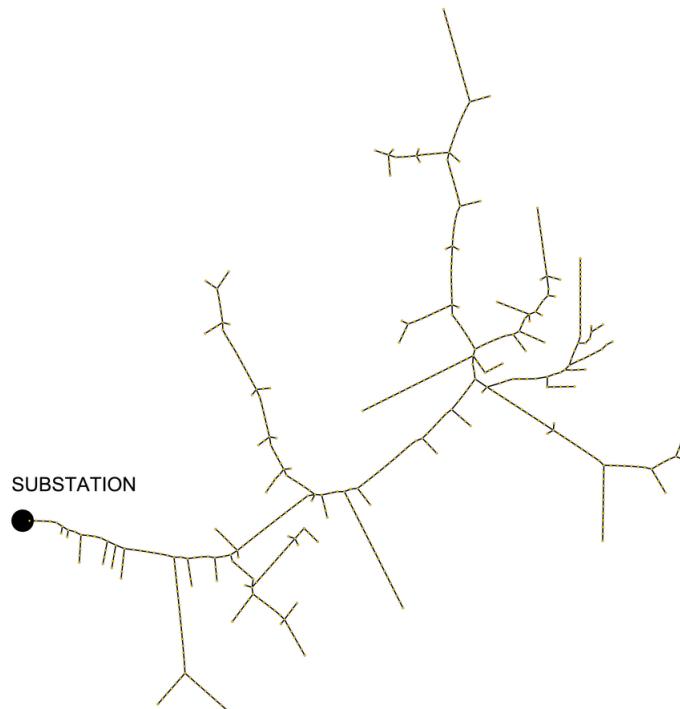
Por outro lado, os monitores armazenam dados (tensão, corrente, potências ativa e reativa, *taps* dos transformadores, ou variáveis de estado e disparos de capacitores) de forma discretizada, com registros distintos e independentes para cada instante da simulação. Assim como os medidores de energia, os monitores também são assinalados aos terminais de algum elemento do circuito, no entanto, registram apenas as informações desse, geralmente separadas por fase.

4.2 Sistema elétrico

Adotou-se, neste estudo, um sistema de distribuição teste baseado em uma rede brasileira real de 1675 barras, modelado por Brolin; Rolim; Trindade (2019), que conta com 47 redes de baixa tensão (BT), cujas potências nominais variam entre 15kVA e 112,5kVA. O sistema de 4,71km de comprimento é constituído de 1818 unidades consumidoras (UCs), sendo 1414 monofásicas, 388 bifásicas e 16 trifásicas. O diagrama unifilar do sistema primário está representado na Figura 20, e a Tabela 6 apresenta um resumo das principais informações sobre a rede.

Além disso, as potências aparentes nominais (S) das UCs citadas estão distribuídas entre as fases do sistema conforme apresentado na Tabela 7.

Figura 20 – Diagrama unifilar do sistema teste



Fonte: Brolin; Rolim; Trindade (2019)

Tabela 6 – Principais características do sistema teste

Características	Dados		
	Média Tensão	Baixa Tensão	
Tensão de Base [kV]	13,8	0,22	
Número de UCs	159	1659	
Carga Nominal [kVA]	3017,12	1532,12	
Fator de Potência (f_p)	0,96	0,83	

Tabela 7 – Distribuição das cargas entre as fases do sistema

Fases	Média Tensão		Baixa Tensão	
	S [kVA]	f_p	S [kVA]	f_p
A	956,4	0,96	473,2	0,83
B	1040,3	0,95	515,9	0,83
C	1020,5	0,95	543,0	0,83

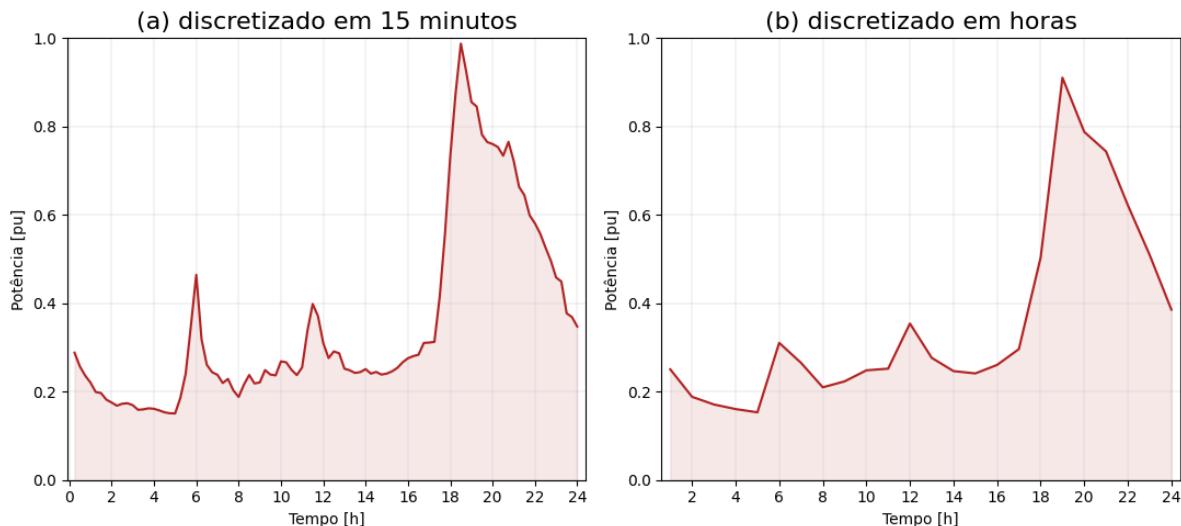
4.3 Metodologia e Premissas

Para investigar os impactos da instalação de GDFV nos sistemas de distribuição de eletricidade, estabeleceu-se um caso de operação base do sistema na ausência total de unidades de GDFV. A partir disso, foram selecionados pontos dispersos da rede de baixa tensão para a instalação dos painéis de geração, seguindo como critério a carga a ser atendida pela unidade

geradora. Então, foram executadas simulações da variação dos níveis de penetração da GDFV. Para isso, dada a ciclicidade da curva de irradiação solar, optou-se por fazer o monitoramento do sistema dentro de um intervalo de 24h com passo horário.

Anteriormente à simulação do caso base de operação do sistema, é necessário o estabelecimento da curva de consumo das unidades. Segundo a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR) (2024), atualmente, 79,2% dos sistemas de GDFV instalados no país pertencem à classe de consumo residencial. Portanto, dada a complexidade do sistema e a variabilidade dos objetos de análise, optou-se por submeter todos os consumidores de BT a um perfil de carga residencial, cuja curva de potência discretizada em 15 minutos foi extraída de Brolin; Rolim; Trindade (2019) e está apresentada na Figura 21(a).

Figura 21 – Perfil de carga das UCs



Fonte: elaborado pelas autoras (2024)

No entanto, uma vez que optou-se por efetuar as simulações do estudo com passo de uma hora, para que seja reproduzido corretamente o comportamento do sistema, foi necessária a adaptação da curva ao passo correspondente. Para isso, efetuou-se a média dos quatro multiplicadores da discretização original para cada hora, obtendo-se a curva da Figura 21(b).

Então, foi executado o fluxo de potência, conforme explicitado, para a configuração base do sistema teste, tendo-se instalado monitores de potência no primário, e monitores de tensão no primário e no secundário dos transformadores de cada uma das redes de baixa tensão. A partir das saídas horárias, calculou-se o carregamento de cada rede no horário de pico da curva de carga (19h) para determinar a demanda máxima dos subsistemas.

A partir disso, constataram-se ocorrências de elevação de tensão, com valores entre 1,050pu e 1,051pu, no secundário do transformador *XFM8001* em 20 das 24 iterações da simulação. Optou-se por não alterar essa condição, uma vez que a magnitude das elevações não é alarmante, além de não se propagar ao primário do transformador e não afetar a avaliação

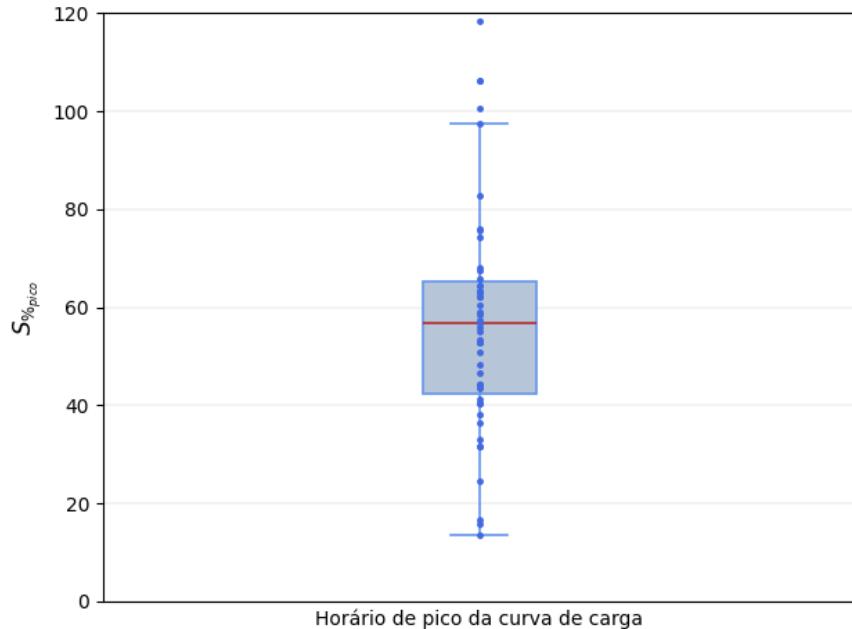
proposta no estudo.

Também foi detectado que quatro das 47 redes de BT apresentaram sobrecarga em seus transformadores no horário de pico, visto que foi superior a 100% o valor do carregamento percentual de pico $S_{\%pico}$, definido pela razão entre a potência aparente no horário de pico e a potência nominal do transformador (Equação 4.3). Desses casos, avaliou-se necessária a adaptação das unidades conectadas ao transformador *XFM6001*, que apresentou carregamento percentual superior a 130% no horário de pico. Para tal, foram reduzidas as cargas nominais das UCs *load6004a*, *load6004b* e *load6004c* até que fosse eliminada a sobrecarga no horário de pico mantendo-se o fator de potência e o balanceamento entre as fases originais da barra. Para as demais redes, foi mantida a configuração original, uma vez que os $S_{\%pico}$ estavam em torno de 100%.

$$S_{\%pico} = 100 \times \frac{S_{pico}}{S_{nom}} \quad (4.3)$$

Apesar disso, a maioria dos transformadores presentes nas redes de BT mostrou-se subutilizado no caso base da simulação, tendo sido a mediana de $S_{\%pico} = 56,7\%$, como é possível observar, juntamente com a dispersão dos carregamentos percentuais das redes de BT, na Figura 22, que apresenta o *boxplot* de $S_{\%pico}$ após a adequação das UCs de *XFM6001*.

Figura 22 – Dispersão do carregamento percentual das redes de BT no horário de pico da curva de carga para o caso base da simulação



Fonte: elaborado pelas autoras (2024)

Então, a fim de replicar uma instalação granular de GDFV em sistemas de distribuição, decidiu-se selecionar aleatoriamente metade das redes de BT do sistema teste (24 redes), sendo

mantida a distribuição dos carregamentos original do sistema, a fim de obter grupos de controle e teste semelhantes para a simulação objetivada. Das redes de BT desse grupo, foram catalogadas todas as UCs presentes por nó e selecionados os cinco nós com maiores cargas em cada uma, totalizando 120 pontos de instalação de GD para o ensaio de penetração. A Tabela 8 apresenta um resumo das principais informações das redes selecionadas para a simulação; já a Tabela 9 resume as características dos nós de conexão de GD elencados nessas redes.

Tabela 8 – Principais características das redes selecionadas para simulação

Característica	Fase			Total
	A	B	C	
Carga Nominal [kVA]	220,95	239,77	275,93	736,65
Fator de Potência	0,82	0,82	0,82	0,82

Tabela 9 – Principais características dos nós selecionados para simulação

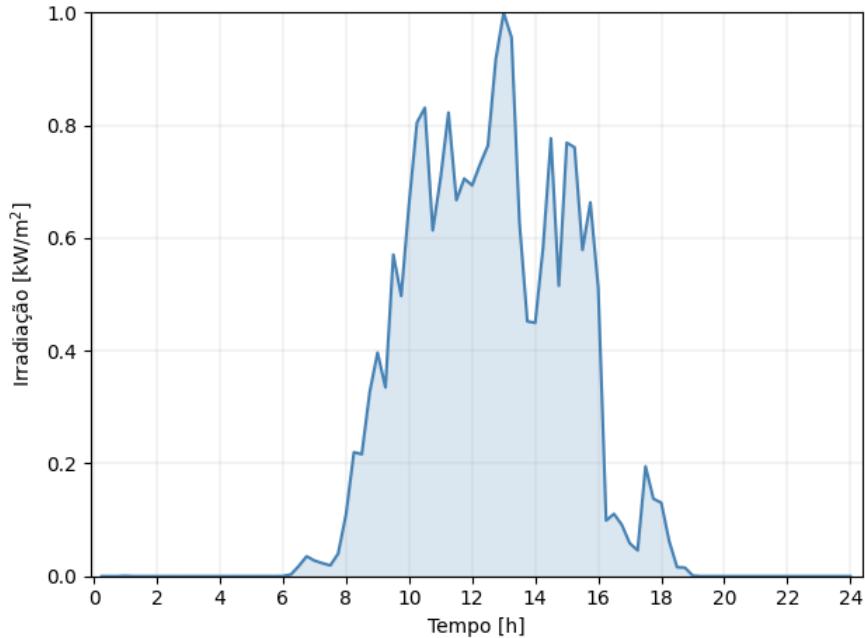
Característica	Fase			Total
	A	B	C	
Número de Nós	39	41	40	120
Carga Nominal [kVA]	102,58	104,44	138,65	345,65
Fator de Potência	0,82	0,84	0,83	0,83

Conforme explicitado na Seção 4.1.2, o elemento de simulação do gerador fotovoltaico distribuído no *software* OpenDSS recebe como parâmetros, entre outros, o perfil de irradiação solar e o ponto de máxima potência (P_{mpp}). O primeiro, extraído também de Brolin; Rolim; Trindade (2019), está apresentado na Figura 23 com a discretização original de 15 minutos; já o segundo, é a variável a partir da qual foram definidas as iterações do ensaio de penetração de GDFV. Variou-se a magnitude de P_{mpp} de 10% a 100% da potência ativa nominal (P_{nom}) da carga da UC a ser atendida pela unidade geradora com um passo de 10%, totalizando 10 iterações na simulação. Também foram instalados monitores de potência aos nós dos painéis para obtenção dos dados de geração do ensaio.

A opção pelo lastro em P_{nom} apoia-se no artigo 31 da Resolução Normativa nº 1000, de 7 de dezembro de 2021 (ANEEL, 2021), que estabelece que a potência instalada de MMGD é limitada à potência disponibilizada para a UC onde a geração será conectada, além da escolha por definir, para todos os geradores inseridos, fator de potência unitário. Essa premissa foi embasada na supracitada facultatividade de compensação de reativos por geradores distribuídos estabelecida pelo PRODIST. Além disso, visou-se, dessa forma, captar o efeito da penetração GDFV no o fator de potência da rede de forma mais direta.

A Tabela 10 compila as informações centrais relativas a P_{nom} dos nós selecionados para o ensaio de penetração; e, com isso, fundamenta-se a opção por aplicar a todas as unidades

Figura 23 – Perfil de irradiação solar com discretização de 15 minutos



Fonte: elaborado pelas autoras (2024)

geradoras a conexão do tipo monofásica, levando-se em consideração os limites de potência para conexão estabelecidos na Especificação Técnica nº 0005 da distribuidora ENEL (2024).

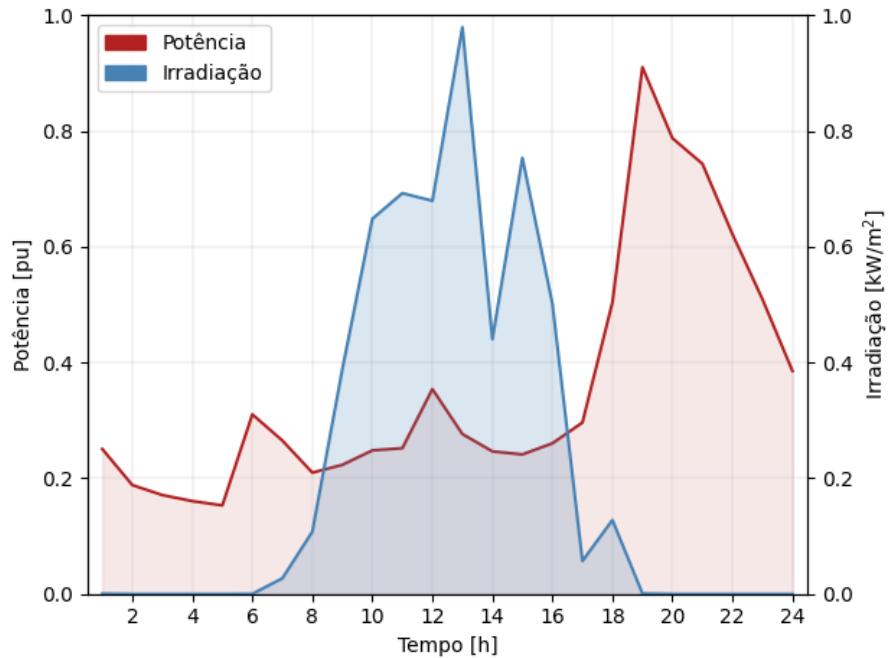
Tabela 10 – Resumo das informações de P_{nom} dos pontos de instalação de GDFV

P_{nom}	Fase		
	A	B	C
Total [kW]	84,27	87,22	115,43
Média [kW]	2,16	2,13	2,89
Máxima [kW]	6,84	7,62	13,73

A partir dos dados sumarizados na Tabela 10, observa-se que as UCs selecionadas para conexão da GDFV apresentam, em média, baixos módulos de carga nominal (menores que 3kW). Isso pode ser contrastado com o nó de maior potência nominal elencado para o ensaio, que apresenta carga nominal superior a 13kW, cerca quatro vezes superior a média dos painéis a serem instalados, o que demonstra a diversidade de cenários e perfis consumidores do sistema de baixa tensão como um todo. Além disso, os números dessa tabela refletem a característica de leve desbalanço na distribuição de cargas entre as fases da rede, tendo a fase C levemente mais carregada que as demais, o que pode ser verificado na Tabela 7.

Por fim, analogamente ao perfil de carga, a curva de irradiação solar foi calculada para uma discretização horária a partir da média dos multiplicadores de irradiação para cada hora do dia. A curva resultante, contrastada com o perfil de carga já apresentado, é ilustrada pela Figura 24.

Figura 24 – Perfis de carga das UCs e de irradiação solar com discretização horária



Fonte: elaborado pelas autoras (2024)

Notam-se, nos perfis de carga e irradiação, a discrepância horária entre os picos de demanda e geração elétricas, além de dois pontos de sombreamento na curva de irradiação, o primeiro às 12h e o segundo e mais expressivo às 14h.

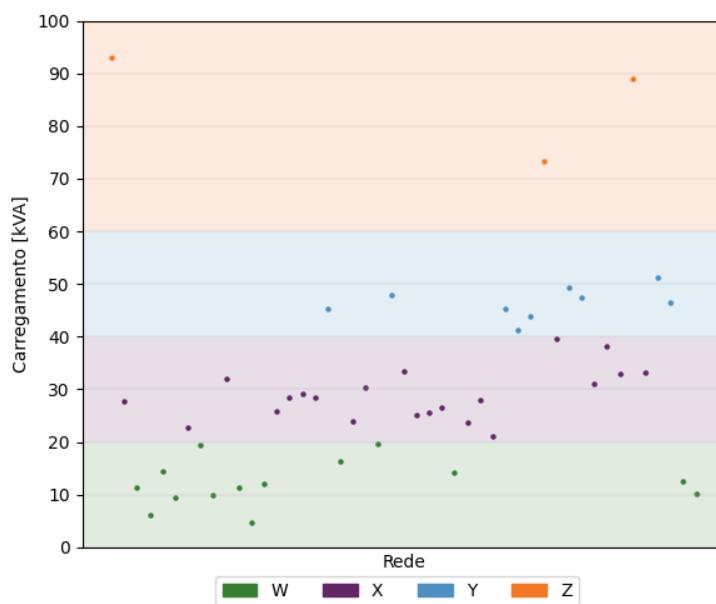
5 RESULTADOS

Uma vez efetuadas as simulações, foram compilados os dados extraídos dos monitores de potência e tensão instalados nos transformadores das redes de BT e nos GDFVs. Este capítulo detalha os resultados das simulações do ponto de vista da geração distribuída além das análises do impacto da penetração de geração distribuída fotovoltaica efetuadas sob os aspectos de fluxo de potência, níveis de tensão em regime permanente, desbalanço de tensão, fator de potência e perdas técnicas.

Para a investigação desses resultados, visto que o sistema de distribuição empregado nos testes é constituído por uma variedade de redes de BT muito distintas, a fim de enfatizar os impactos investigados, optou-se por categorizar os 47 transformadores existentes em diferentes *clusters* sob o critério de carregamento da rede no horário de pico.

Dessa forma, obtiveram-se os grupos de transformadores W, X, Y e Z com carregamentos definidos, respectivamente, entre os seguintes intervalos: de 0 a 20kVA, de 20kVA a 40kVA, de 40kVA a 60kVA, e de 60kVA a 100kVA. A distribuição das redes de BT entre esses *clusters* está ilustrada na Figura 25, e a Tabela 11 exibe um resumo do detalhamento desse agrupamento, distinguindo-se as redes de BT selecionadas para a instalação de UGs na simulação, referidas como "simuladas", do total de redes existentes no grupo.

Figura 25 – Agrupamento das redes de BT por carregamento em horário de pico



Fonte: elaborado pelas autoras (2024)

Conforme enunciado no capítulo anterior, em cada rede de BT selecionada para o ensaio, foram escolhidos os cinco nós com as maiores cargas nominais para que fossem instaladas as

Tabela 11 – Principais características dos grupos de redes de BT

Cluster	Número de Redes		Carga Nominal [kVA]		Fator de Potência	
	Total	Simuladas	Total	Simuladas	Total	Simuladas
W	14	9	184,63	110,06	0,82	0,81
X	21	10	643,05	331,57	0,83	0,84
Y	9	4	439,61	198,61	0,83	0,83
Z	3	1	264,87	97,08	0,83	0,76

unidades geradoras (UGs). A distribuição, discretizada por grupo de carregamento, desses pontos de instalação entre as fases do sistema está listada na Tabela 12. Enquanto isso, a Tabela 13 apresenta a relação, por fase, entre a média das P_{nom} das UCs selecionadas para a conexão de GD e a máxima P_{nom} a ser atendida por uma UG solar fotovoltaica em cada *cluster*.

Tabela 12 – Distribuição entre *clusters* do número de pontos de instalação de UGs por fase

Cluster	Fase		
	A	B	C
W	16	15	14
X	13	18	19
Y	8	7	5
Z	2	1	2
Total	39	41	40

Tabela 13 – Características de potência dos pontos de instalação das Unidades Geradoras por fase

Cluster	P_{nom} Total [kW]			P_{nom} Máxima [kW]		
	A	B	C	A	B	C
W	13,13	13,86	22,73	2,06	3,24	3,58
X	35,42	43,24	45,34	5,48	7,62	7,45
Y	25,48	23,28	26,57	6,71	6,07	13,73
Z	10,25	6,84	20,79	6,84	6,84	13,37

Os números da Tabela 13 evidenciam os pontos levantados no capítulo anterior referentes ao desbalanceamento de carga entre as fases do sistema. Essa característica da rede original foi capturada na seleção de pontos de instalação de GD e, nota-se, com base na observação dessa tabela que o desequilíbrio é mais pungente nas redes de baixa tensão selecionadas para os *clusters* W e Z.

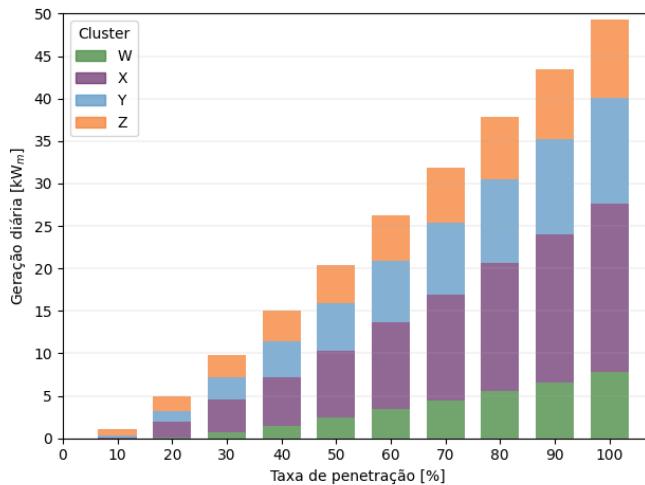
Vale ressaltar, por fim, que dado o objetivo de manter as características globais do sistema com a seleção de redes para o ensaio de penetração, e a baixa quantidade de redes de BT elegíveis à seleção para composição do grupo Z, este acabou constituído de apenas uma rede (Tabela 11), o que resulta em um espaço amostral de análise menor se comparado aos demais grupos. Essa informação deve ser levada em consideração na interpretação dos resultados expostos a seguir.

5.1 Geração

Conforme supracitado, foram instalados monitores de potência nos terminais das UGs conectadas. A partir desses, foram obtidos os valores de geração para cada painel, por iteração do ensaio, com discretização horária. Para calcular o total diário de potência injetada pela GD em cada simulação, foi calculada, de cada painel, a geração média total (E_m) registrada, que consiste da média dos valores de geração horária (E_h) registrados durante as 24 horas de monitoramento (Equação 5.1). Esses valores individuais foram somados por *cluster* em cada iteração, de modo a compor os resultados apresentados da Figura 26.

$$E_m = \frac{1}{24} \times \sum_{h=1}^{24} E_h \quad (5.1)$$

Figura 26 – Média diária de geração por *cluster* em razão da taxa de penetração da iteração



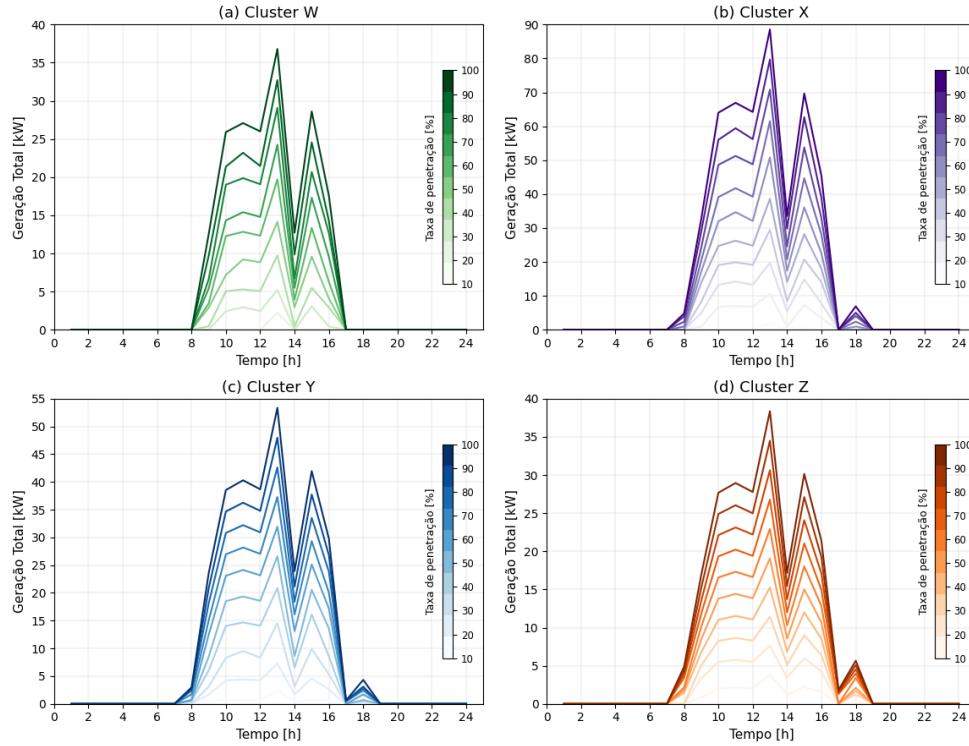
Fonte: elaborado pelas autoras (2024)

É possível observar, na Figura 26, que, ao final da simulação, quando o ponto de máxima potência das UGs equivale à potência ativa nominal das cargas atendidas por elas, a soma dos geradores distribuídos injetou em um dia 49,3kW médios, sendo 40% dessa energia gerada pelas unidades espalhadas pelas redes do *cluster* X. Esse resultado era esperado, uma vez que esse grupo concentra o maior número de painéis (50 UGs), os quais somam $P_{nom} = 124\text{kW}$ de potência instalada, que representam semelhante proporção do total (43%), conforme infere-se dos números da Tabela 13.

A disposição da geração dessas simulações entre as horas do dia está ilustrada pelas Figuras 27 e 28, que expõem, respectivamente, a soma de geração de todas as UGs por *cluster* em razão da taxa de penetração da simulação, e injeção de potência horária média¹ por UG registrada em cada iteração do teste.

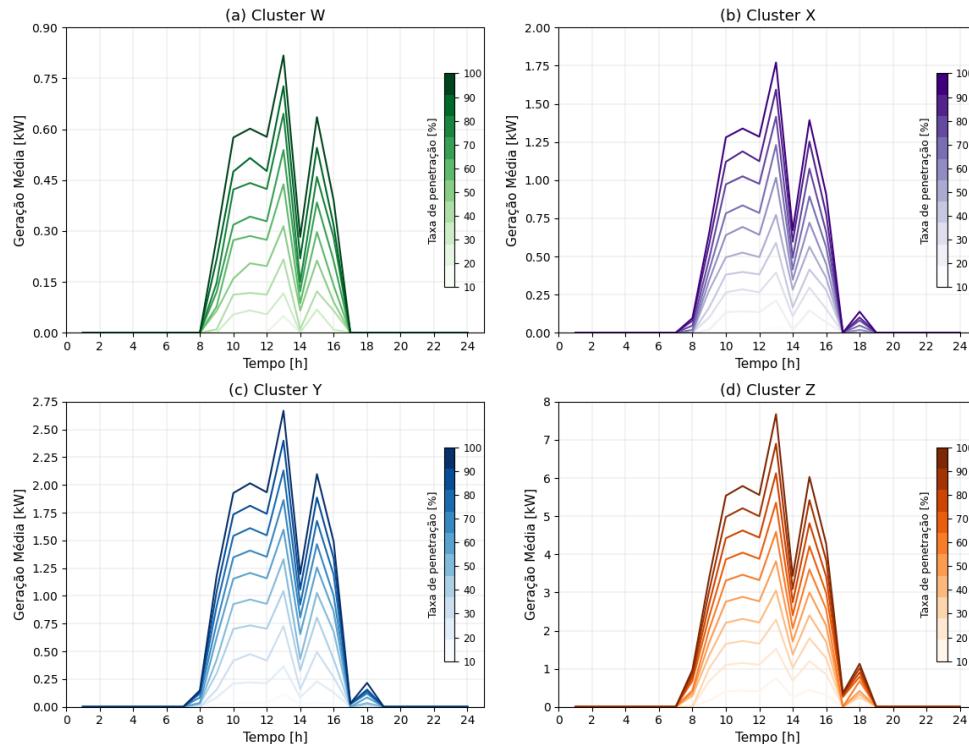
¹ Potência injetada total da soma dos painéis no grupo dividida pelo número de UGs em cada hora por iteração do ensaio

Figura 27 – Geração horária total por grupo de redes de BT em cada iteração do ensaio



Fonte: elaborado pelas autoras (2024)

Figura 28 – Geração horária média das UGs por *cluster* em razão da taxa de penetração da simulação

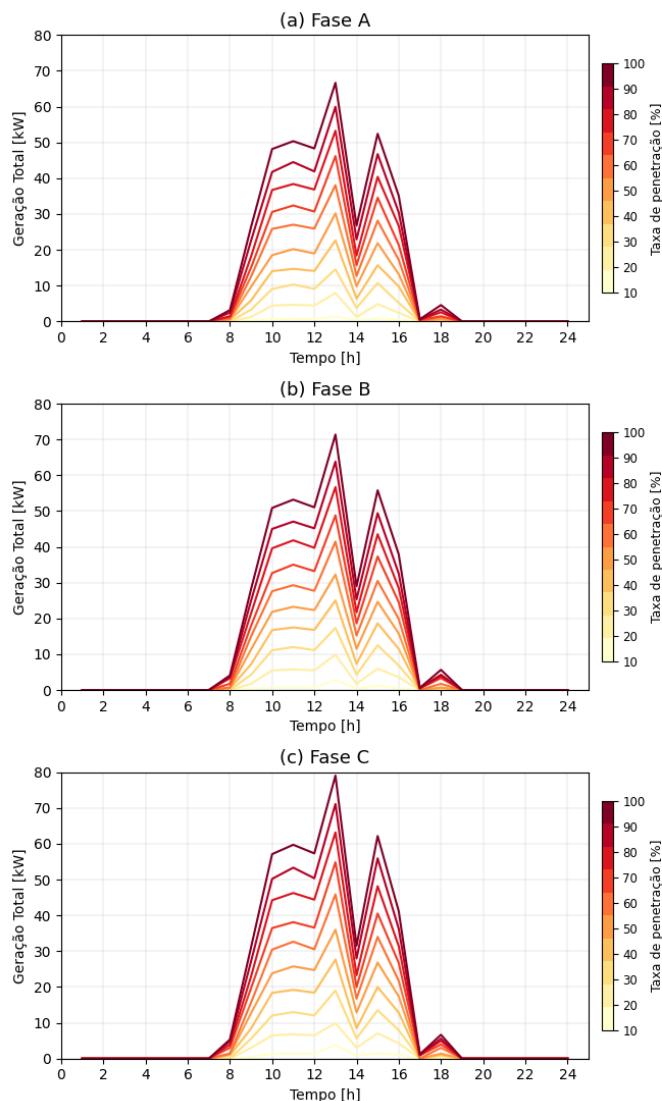


Fonte: elaborado pelas autoras (2024)

Nos gráficos dessas figuras, nota-se o aumento gradativo da potência injetada por cada painel fotovoltaico e sua composição para o total de geração horária em cada iteração do ensaio. Além disso, observa-se a relevância da curva de irradiação solar sobre o perfil diário de geração, registrando-se o valor máximo de geração por parte das UGs distribuídas às 13h, no pico de insolação. Nesse horário, foi verificada a soma de 217kW de potência ativa injetada no circuito à taxa de penetração de 100% da carga atrelada. Ainda, é possível identificar o impacto do sombreamento sobre a geração a partir da constatação dos vales sobre a curva de geração às 12h e mais expressivamente às 14h.

Então, haja vista o, já mencionado, desbalanceamento na distribuição das cargas entre as fases do sistema, verificou-se o resultado da simulação sob a ótica da geração em relação as fases do circuito. Para isso, segregando-se as fases, em cada iteração, foi somada a potência horária injetada por UG, conforme ilustrado na Figura 29.

Figura 29 – Geração horária total por fase do sistema em razão da taxa de penetração da simulação



Fonte: elaborado pelas autoras (2024)

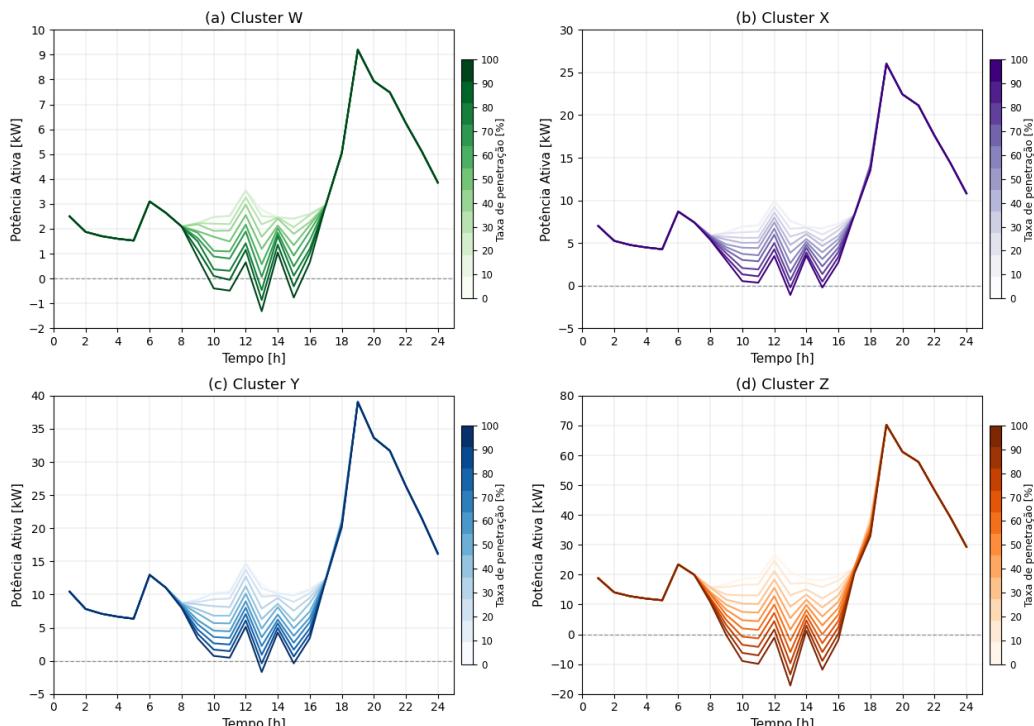
Conforme anunciado, apesar de a seleção numérica de nós para conexão dos painéis de GDFV ter se dado de forma equilibrada (Tabela 9), verificou-se uma concentração maior de potência ativa injetada sobre a fase C do sistema, a qual concentra as unidades consumidoras de maiores demandas. Ao final da simulação (taxa de penetração de 100%), verificou-se às 13h a injeção de 79,1kW de potência ativa nessa fase, aproximadamente 10kW acima das demais. A partir disso, infere-se um desequilíbrio também dos impactos analisados sobre o circuito.

5.2 Fluxo de Potência

Primeiramente, foram levantados os resultados referentes aos efeitos da penetração da GDFV sobre o fluxo de potência do sistema. Conforme explicitado no capítulo anterior, além do caso base (na ausência total de UGs distribuídas), foram executados 10 fluxos de potência para o sistema teste, aumentando-se com eles a taxa de penetração fotovoltaica, dada com base no percentual da carga nominal da UC a ser atendida por cada painel.

Nessas iterações, as fases dos transformadores das redes de BT do sistema foram monitoradas individualmente, sob o aspecto de potência, tanto no lado primário quanto no lado secundário, ao longo das 24 horas. A partir desses dados, foi possível traçar o comportamento médio do fluxo de potência das redes de BT do sistema selecionadas para a simulação em seus respectivos grupos ao longo das horas e iterações da simulação. Esse resultado está ilustrado na Figura 30.

Figura 30 – Fluxo de potência ativa horária média das redes de BT simuladas por *cluster* em razão da penetração de geração distribuída

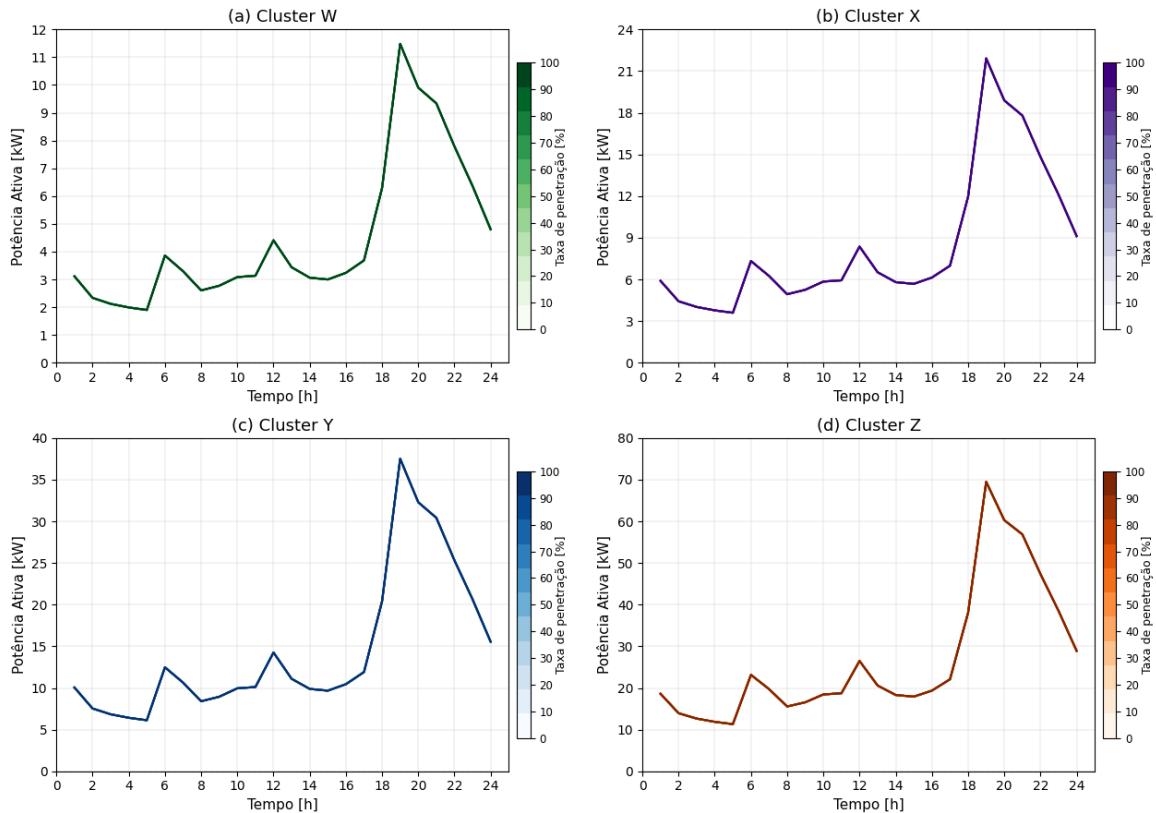


Fonte: elaborado pelas autoras (2024)

A partir dos gráficos da Figura 30, é possível verificar a diminuição do fluxo de potência ativa nas redes conforme aumenta-se o atendimento à carga via geração distribuída nos horários de insolação (entre as 8h e as 18h). É possível observar, também, por grupo de redes, os momentos do ensaio em que a geração horária ultrapassa a demanda de potência ativa das cargas, verificando-se leituras de potência ativa inferiores a zero no transformador das redes, em que se caracteriza a inversão do fluxo de potência.

A critério de comparação, foi desenhado na Figura 31 o comportamento do fluxo de potência para as redes do sistema em que não houve conexão de geradores distribuídos. Nota-se que o perfil de consumo manteve-se inalterado durante todo o ensaio, acompanhando a curva horária de carga implementada (Figura 21), não havendo nenhuma observação de fluxo reverso de potência sobre os transformadores dessas redes.

Figura 31 – Fluxo de potência ativa horária média das redes de BT não simuladas por *cluster* em razão da taxa de penetração de geração distribuída

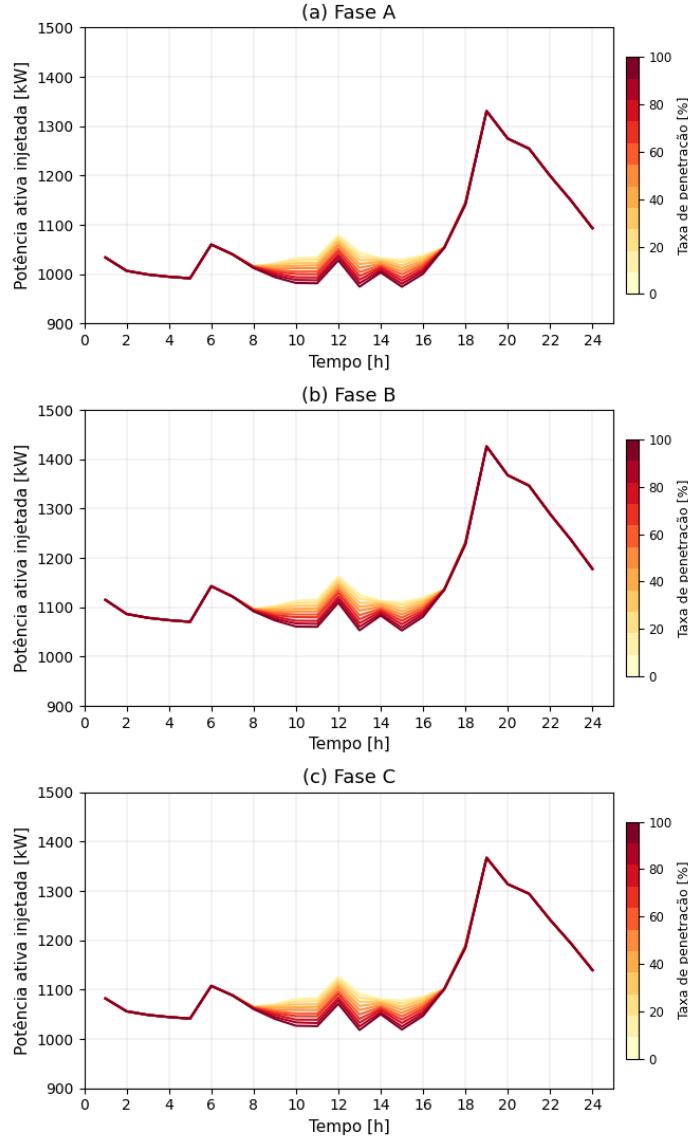


Fonte: elaborado pelas autoras (2024)

Além disso, a partir do monitor de potência instalado nos terminais do alimentador principal do sistema de distribuição, foi compilada a influência da penetração de GDFV sobre a rede completa, incluindo a média tensão. A Figura 32 ilustra a injeção de potência ativa horária por parte do alimentador principal ao longo das iterações em cada uma das fases do sistema de distribuição.

A partir da análise dos resultados expostos na Figura 32, infere-se a diminuição de

Figura 32 – Potência ativa injetada pelo alimentador principal do sistema



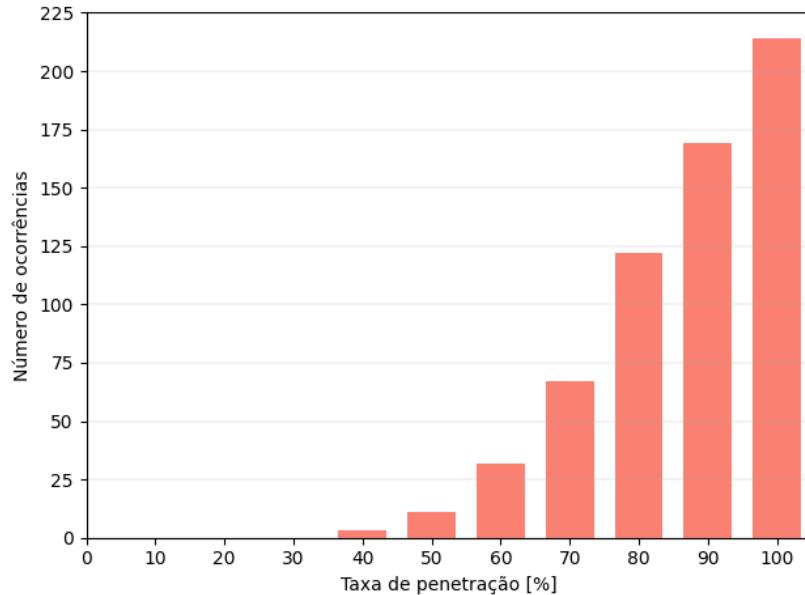
elaborado pelas autoras (2024)

demanda do alimentador durante o período do dia em que há insolação. Verificou-se que, durante a simulação final do ensaio, com a taxa de penetração a 100%, o alimentador principal do sistema de distribuição injetou um total de 1199,66kW a menos que o registrado no caso base da simulação. Além disso, sobre esse elemento, não foi registrada inversão no fluxo de potência durante a totalidade do estudo.

Enquanto isso, o gráfico da Figura 33 sumariza o total de ocorrências de inversão do fluxo de potência² da soma das redes de BT do sistema em toda a simulação em razão da taxa de penetração das UGs.

² Considera-se ocorrência de fluxo reverso de potência qualquer registro de inversão no sentido do fluxo de potência, independentemente do módulo, registrado em qualquer fase de qualquer transformador monitorado durante as 24 horas de simulação de cada iteração do ensaio.

Figura 33 – Ocorrências de inversão de fluxo de potência em razão da taxa de penetração de GDFV



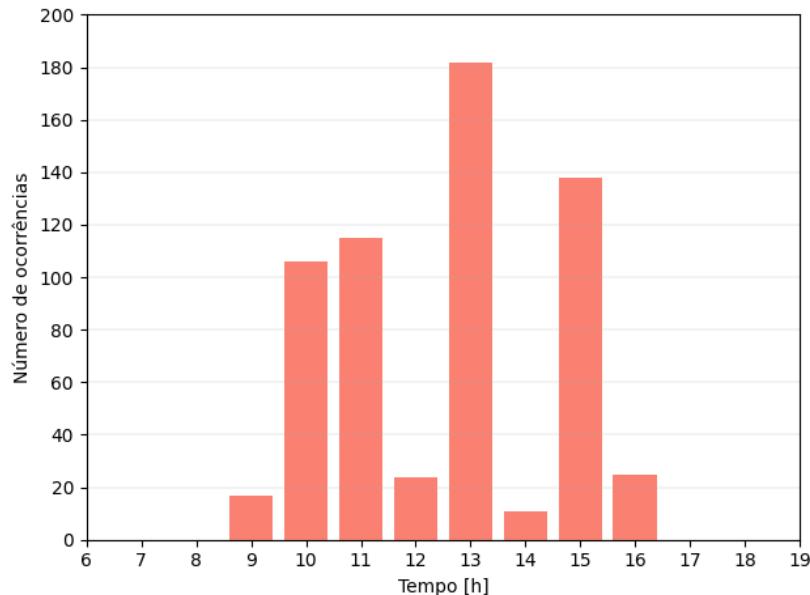
Fonte: elaborado pelas autoras (2024)

No total, houve 618 ocorrências de fluxo reverso de potência ao longo das iterações do ensaio, tendo sido observados, em sua totalidade, nos transformadores das redes selecionadas para inserção de GD somente. Além disso, no gráfico da Figura 33, observa-se que, com o incremento nos níveis de geração houve um aumento significativo de ocorrências de fluxo reverso, que se iniciaram quando a geração atingiu o ponto máximo de 40% das potências das cargas associadas. Isso demonstra o impacto direto da conexão dos painéis fotovoltaicos sobre a direção do fluxo de potência do sistema e a relação entre o agravamento desse efeito com o aumento da potência injetada.

Também foi ilustrada a distribuição horária do total de ocorrências de inversão de fluxo de potência (Figura 34), que, além de fortalecer a relação entre a energia gerada e a reversão de fluxo de potência, uma vez que o número dessas ocorrências acompanha o perfil da curva de irradiação solar (Figura 24), também ressalta os horários mais sensíveis aos impactos da penetração de GDFV. Ademais, é possível observar o efeito do sombreamento sobre a geração de energia, dada a diminuição expressiva dos impactos às 12h e 14h, quando ocorre a diminuição da insolação.

Então, foi verificado o efeito da penetração de geração distribuída sobre a direção do fluxo de potência entre as fases do circuito. A Tabela 14 lista o número de eventos de inversão ocorridos na simulação de máxima penetração de GDFV sobre o sistema, quando a taxa de penetração é de 100% da carga da UC atendida pelo gerador. Nota-se, com isso, além da relação entre o número de episódios e a P_{nom} Total (Tabela 13), uma concentração maior desses na fase C, a qual apresenta o maior desequilíbrio em relação as outras.

Figura 34 – Distribuição horária das ocorrências de inversão de fluxo de potência



Fonte: elaborado pelas autoras (2024)

Tabela 14 – Contagem de ocorrências de inversão de fluxo de potência por fase em simulação de máxima taxa de penetração

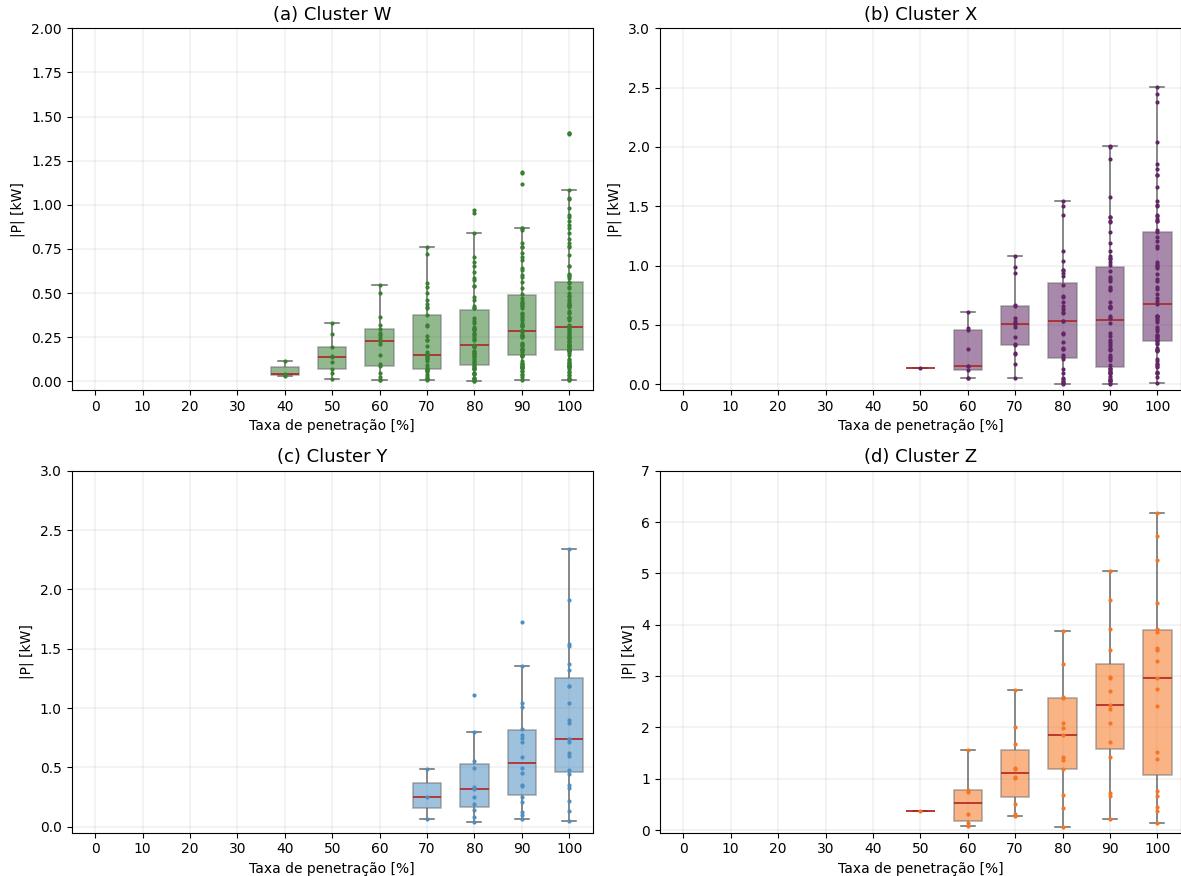
<i>Cluster</i>	Fases		
	A	B	C
W	31	27	41
X	22	24	27
Y	9	6	8
Z	8	4	7
Total	70	61	83

Então, para capturar a magnitude dos impactos dessas ocorrências de inversão de fluxo de potência sobre o sistema, construiu-se um gráfico da dispersão do módulo da potência ativa P em cada fase de cada transformador em todos os eventos de inversão de fluxo de potência da simulação.

A partir da visualização da Figura 35, infere-se que a severidade das inversões de fluxo de potência cresce ao passo com que se aumenta a taxa de penetração. Esses eventos também mostraram-se mais relevantes em razão da amplitude da geração, o que pode ser observado nos módulos dos eventos mais graves de reversão de fluxo de potência em cada grupo: o *cluster* W, que possui as UCs com menores cargas nominais atingiu um máximo de $P = -1,4\text{kW}$; já o *cluster* Z, com as UGs mais potentes teve episódios de inversão de fluxo de potência que superaram os $P = -5\text{kW}$. Isso demonstra a linearidade da relação entre a geração distribuída de energia e o módulo da potência inversa. Além disso, é possível observar que as ocorrências de

fluxo reverso de potência se concentraram, principalmente, nos grupos W e X, que se explica pela maior densidade de redes simuladas nesses *clusters*.

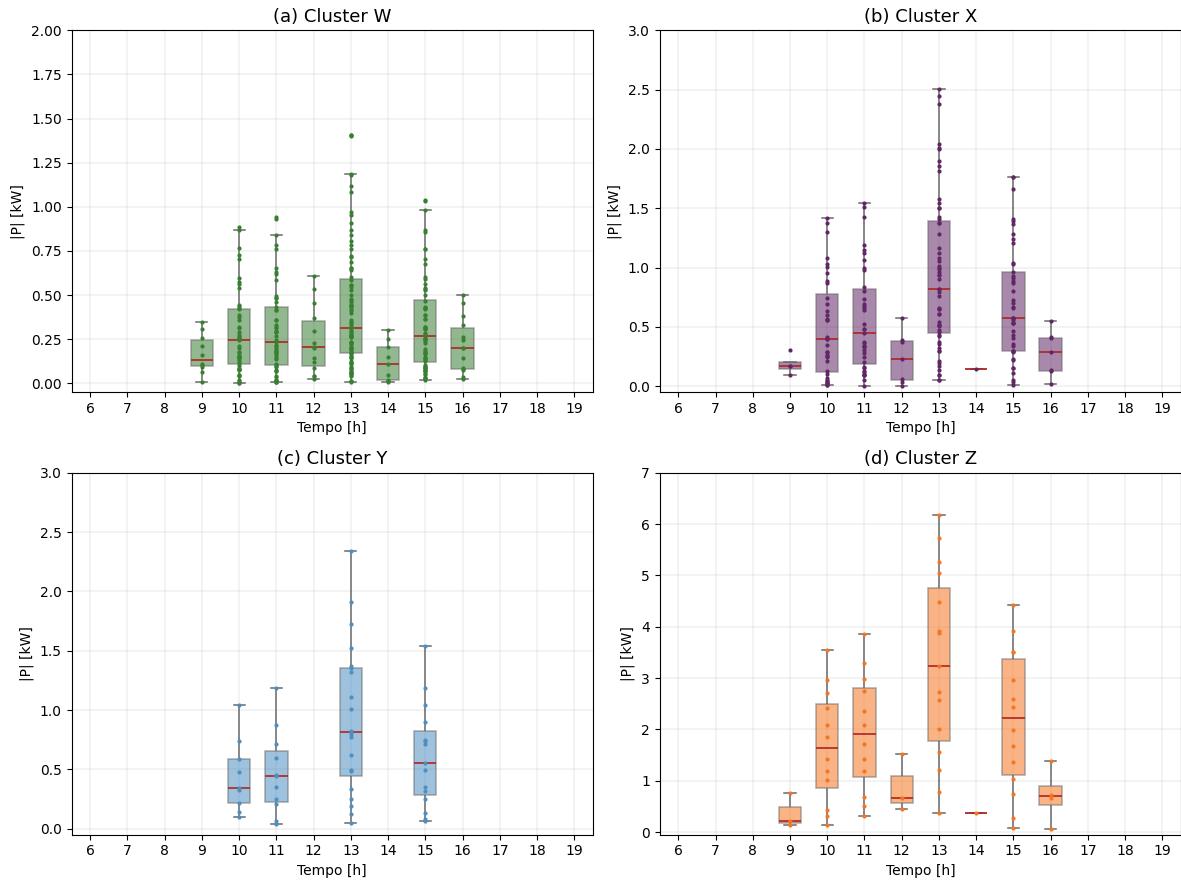
Figura 35 – Dispersão do módulo da potência ativa ($|P|$) dos eventos de reversão de fluxo de potência por *cluster* em razão da taxa de penetração das UGs



Fonte: elaborado pelas autoras (2024)

Por fim, analisando-se o *boxplot* das dimensões das ocorrências de inversão de fluxo de potência em razão do horário do episódio (Figura 36), evidencia-se a relação entre a curva horária de irradiação com o grau da potência inversa a partir da concentração dos eventos mais significativos às 13h. Neste horário, com a máxima penetração de GDFV simulada (taxa de penetração de 100%) a soma da potência inversa na rede é de, aproximadamente, $P = -62,8\text{ kW}$, o que corresponde a 28,9% de toda a geração dos painéis no mesmo horário.

Figura 36 – Dispersão do módulo da potência ativa ($|P|$) dos eventos de reversão de fluxo de potência por cluster em razão do horário da geração



Fonte: elaborado pelas autoras (2024)

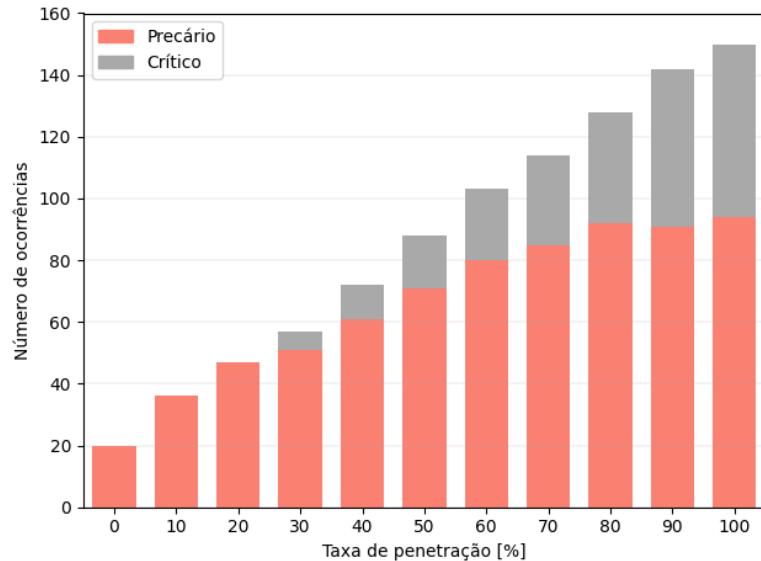
5.3 Nível de Tensão em Regime Permanente

Uma vez que a inversão no fluxo de potência do circuito impacta diretamente nos níveis de tensão, conforme explicitado na Sessão 3.3, também foram instalados, nos terminais dos transformadores das redes de baixa tensão do sistema teste, monitores de tensão, os quais, analogamente aos monitores de potência, coletaram as informações por fase em cada iteração do ensaio com discretização horária. A partir deles, foram contabilizados os eventos de elevação de tensão de toda a simulação, seguindo como critério a tolerância de $V = 1,05\text{p.u.}$ em regime permanente homologada no Módulo 8 do PRODIST.

O total desses eventos nas fases dos transformadores das redes de BT monitoradas pelos lados secundários nas diferentes horas da simulação foram categorizados com base na severidade, conforme já especificado na Tabela 3, e compõe o gráfico da Figura 37, que relaciona o número de ocorrências de elevação de tensão de $V \geq 1,05\text{p.u.}$ com a taxa de penetração por parte das UGs distribuídas pelo circuito.

Observa-se um incremento progressivo das elevações de tensão em regime permanente em razão da taxa de penetração, além do aumento da severidade desses eventos, atingindo níveis

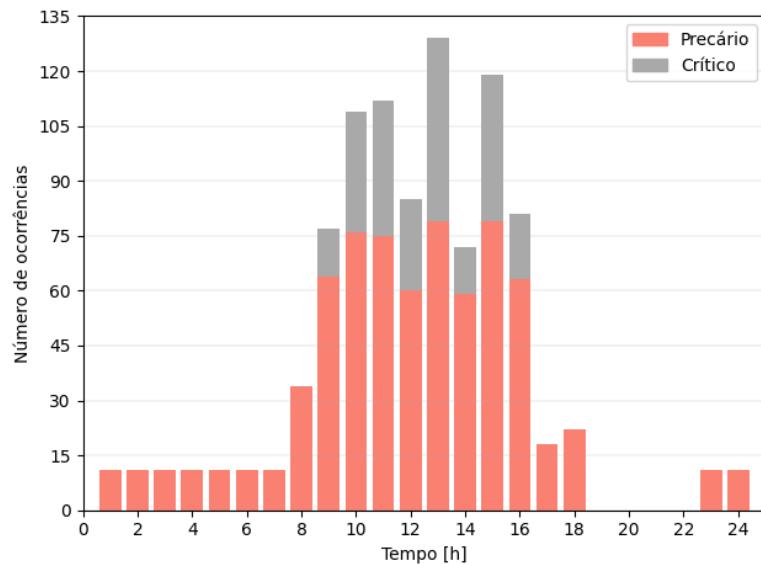
Figura 37 – Número de eventos de elevação de tensão em regime permanente por categoria em razão da taxa de penetração no lado das cargas



Fonte: elaborado pelas autoras (2024)

críticos (quando $V \geq 1,06\text{p.u.}$) já na simulação de 30% de penetração de GD. Esses eventos de elevação de caráter crítico representaram 37,3% do total de ocorrências na simulação à taxa de 100%, quando o P_{mpp} das UGs equivale à potência ativa nominal da carga. Ainda, nota-se, na Figura 38, que apresenta a distribuição horária desses eventos, o comportamento análogo ao observado na análise dos impactos da simulação sobre o fluxo de potência do circuito, em que o perfil do total de episódios detectados acompanha o desenho da curva de irradiação solar.

Figura 38 – Distribuição horária das ocorrências de elevação de tensão em regime permanente observadas nos secundários dos transformadores

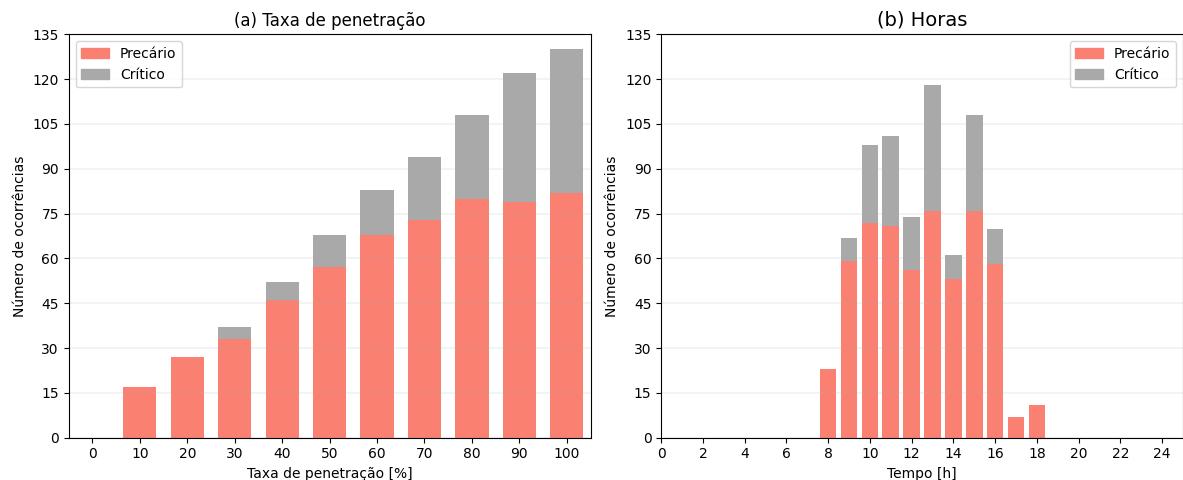


Fonte: elaborado pelas autoras (2024)

Também é importante evidenciar a supracitada observação de eventos de elevação de tensão no secundário do transformador *XFM8001* já nas condições iniciais do sistema, quando não há GDFV instalados na rede. Essa condição, na Figura 37, compõe a barra de episódios à taxa de penetração 0%, e se propaga nas demais iterações do ensaio, haja vista que a rede conectada a esse transformador foi uma das selecionadas para a simulação e a única a compor o *cluster Z*. Além disso, também são atribuídos ao comportamento anômalo nos terminais desse componente todas as ocorrências observadas fora do período entre as 8h e as 18h.

Tendo isso, a Figura 39 apresenta os resultados de ocorrências de elevação de tensão em regime permanente em razão da iteração simulada e do instante do episódio expurgando-se os casos relacionados ao transformador *XFM8001*. Com isso, ressalta-se a influência devida à conexão de GDFV.

Figura 39 – Número de episódios de elevação de tensão em regime permanente excluindo transformador anômalo



Fonte: elaborado pelas autoras (2024)

No total, houve 957 eventos de elevação de tensão em regime permanente durante todo o ensaio de penetração considerando-se os episódios do transformador *XFM8001*, sendo 76% caracterizadas como precárias e 24%, como críticas. Excluindo-se esse elemento, são 562 eventos precários e 176 eventos críticos, de forma a totalizar 219 episódios de elevação de tensão apenas na rede anômala. Além disso, não ocorreu qualquer evento de elevação de tensão detectado no lado primário dos transformadores de BT do sistema teste superior à tolerância de $V = 1,05\text{p.u.}$ estabelecida pelo PRODIST. A Tabela 15 apresenta a contagem do total de ocorrências de elevação de tensão por fase dos grupos analisados.

Verificou-se, portanto, a aglomeração de 88% dos episódios sobre a fase C do circuito trifásico, principalmente nos grupos W e Z, os quais apresentam também a maior concentração de P_{nom} total de UCs atreladas à geração distribuída na fase C se comparada às demais fases (Tabela 13). Esse resultado deu-se, além disso, uma vez que, diferentemente do observado na análise dos impactos da penetração de GDFV sobre o fluxo de potência do circuito, no caso das

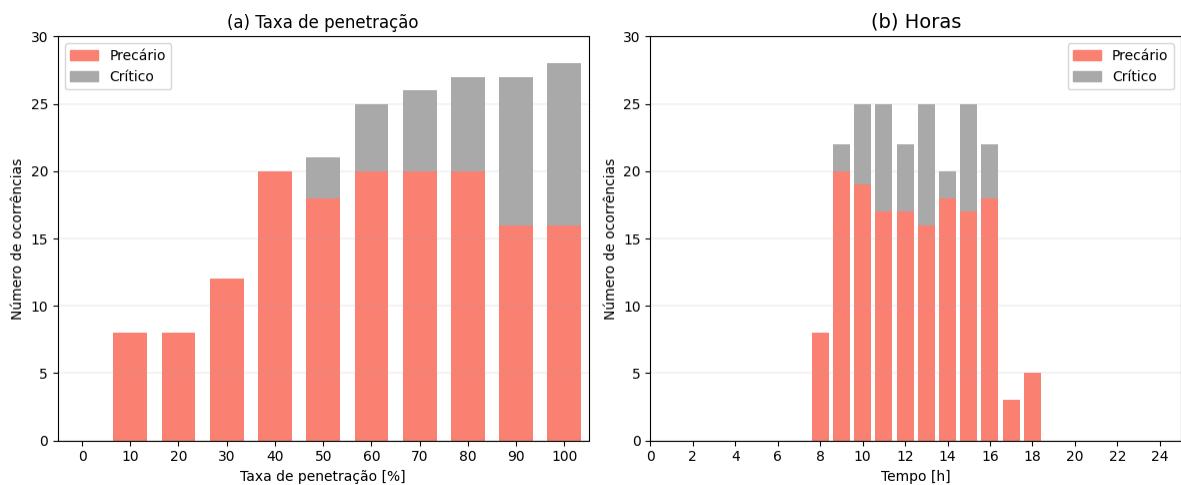
Tabela 15 – Distribuição dos eventos de elevação de tensão entre das fases do circuito

Cluster	Fase		
	A	B	C
W	0	3	319
X	1	41	77
Y	69	0	168
Z	0	0	279
Total	70	44	843

elevações de tensão em regime permanente, foram detectadas ocorrências também sobre redes não selecionadas para a conexão de UGs. Dos 738 eventos (excluindo-se o elemento *XFM8001*), 202 ocorreram em redes não simuladas e, em sua totalidade, na fase C do sistema.

A correlação dessas observações em redes não simuladas com a penetração de GDFV pode ser verificada nos gráficos da Figura 40. Essa figura expõe a relação entre o aumento do número de casos com o percentual de penetração da geração distribuída e o horário dos eventos, analogamente ao exposto na Figura 39, porém filtrando-se os episódios em redes não simuladas. Foi observado, além do aumento da gravidade dos episódios em razão da intensificação da penetração de geração, a ausência total de casos na simulação base (taxa de penetração 0%) e nos horários de geração nula (fora do período entre 8h e 18h), o que ressalta a causalidade supracitada.

Figura 40 – Número de elevações de tensão em regime permanente em redes de BT não simuladas

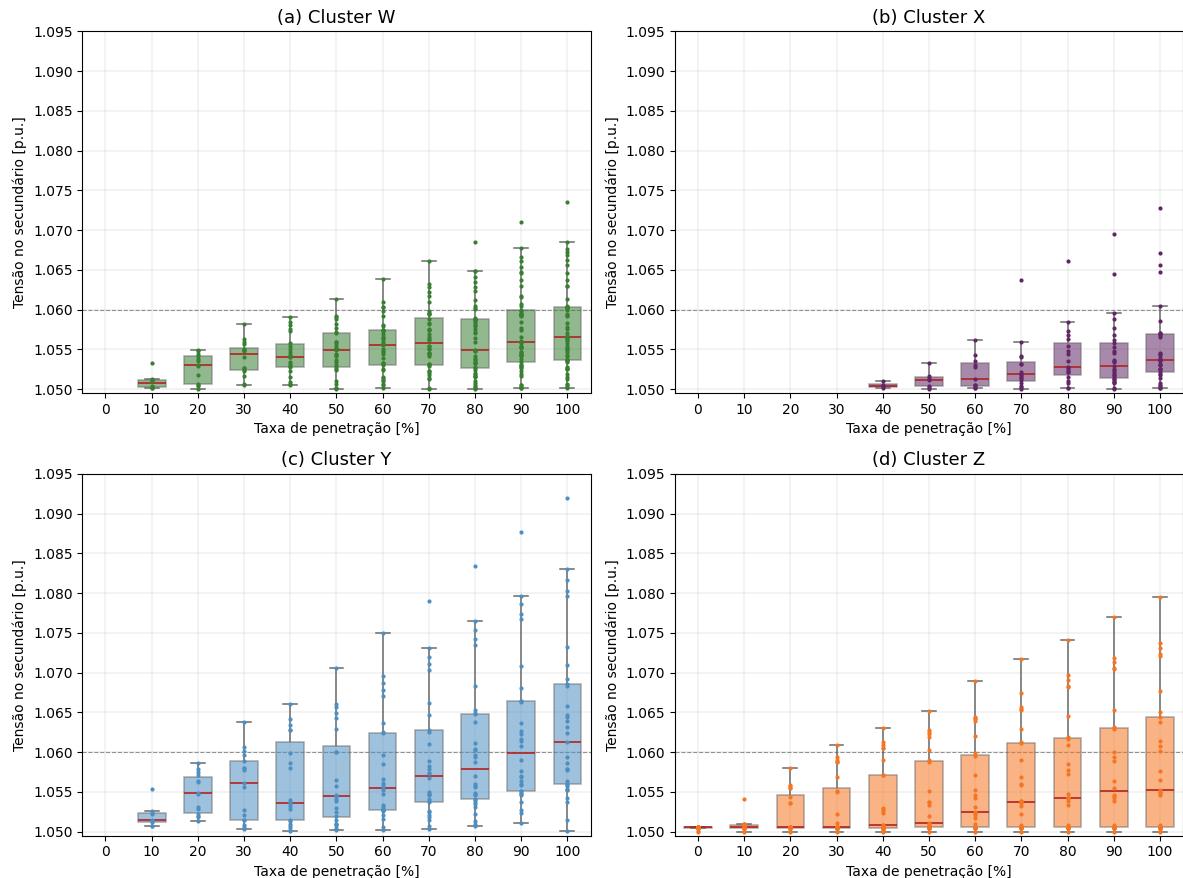


Fonte: elaborado pelas autoras (2024)

Então, para averiguar a evolução da magnitude desses impactos em razão da intensidade da penetração de GDFV, foram desenhados os gráficos da Figura 41. Nesta está apresentada a dispersão dos valores de tensão superiores à tolerância de $V = 1,05\text{p.u.}$ observados pelo lado da carga, por grupo de redes de BT. Bem como efetuado nas demais análises, esses dados

foram coletados em discretização horária e separados por fase do circuito em cada iteração da simulação. Ainda, foi destacado, nos gráficos da Figura 41, o patamar de $V = 1,06\text{p.u.}$, que caracteriza as elevações críticas dos níveis de tensão.

Figura 41 – Dispersão dos valores de tensão dos eventos de elevação no secundário dos transformadores em razão da taxa de penetração das UGs



Fonte: elaborado pelas autoras (2024)

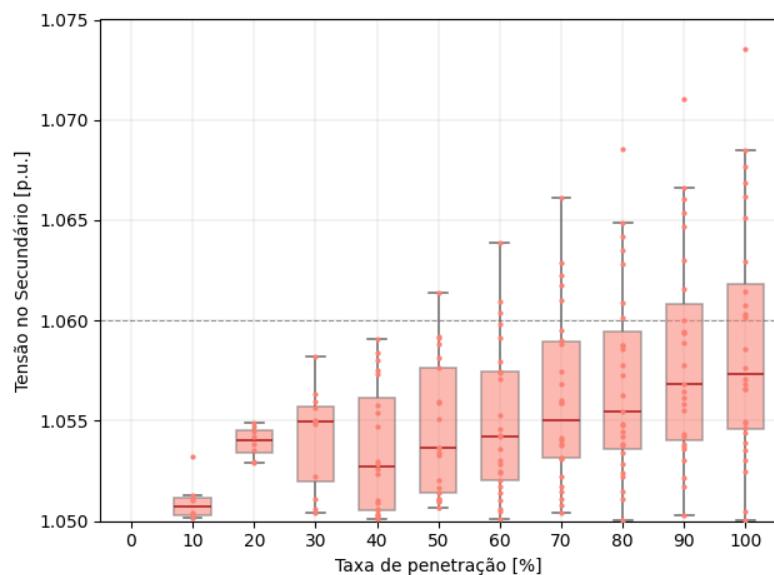
Com isso, é possível verificar o agravamento das condições de tensão em regime permanente ao longo das iterações do ensaio, além da sensibilidade dos níveis de tensão em regime permanente frente à instalação de fontes distribuídas, uma vez que houve elevações a patamares críticos antes mesmo de ser verificada a primeira inversão na direção do fluxo de potência. Esse é o caso verificado mais expressivamente nas redes do grupo Y, que apresentam fluxo reverso de potência ativa apenas à taxa de penetração de 70%, cinco iterações após o primeiro registro de elevação crítica de tensão.

Além disso, evidencia-se a evolução das elevações de tensão ocorridas na rede do cluster Z, associada ao transformador *XFM8001*. Percebe-se, nesta rede que já apresentava comportamento inadequado antes da conexão das UGs, uma deterioração da condição inicial conforme ocorre a penetração de GD, de modo a atingir níveis categorizados como críticos no ensaio, com valor máximo alcançado de $V = 1,08\text{p.u.}$. Isso fortalece a importância adequação

prévia das condições de operação do sistema devido ao potencial de degradação do estado da rede com a instalação de UGs distribuídas.

Por fim, foram filtrados os casos de elevação de tensão em regime permanente na redes não simuladas afetadas pela simulação. Foi verificado que, conforme observa-se nos gráficos da Figura 42, analogamente ao percebido nas redes com GD instalada, existe um incremento na magnitude das tensões em regime permanente. No entanto, nessas redes ausentes de UGs, de forma geral, o efeito é mais brando, tendo-se contabilizado o valor máximo de $V = 1,074\text{p.u.}$, enquanto nas redes simuladas verificou-se o valor de $V = 1,092\text{p.u.}$.

Figura 42 – Dispersão da magnitude das elevações de tensão em regime permanente em redes não simuladas por nível de penetração de GDFV



Fonte: elaborado pelas autoras (2024)

5.4 Nível de desbalanço de tensão

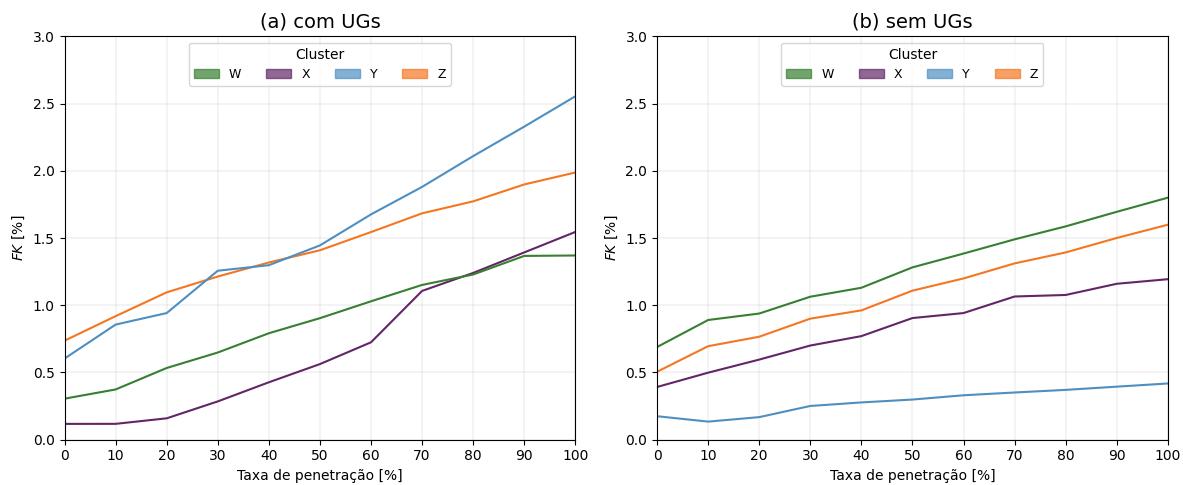
Dada a distribuição não uniforme da UCs e a conexão das unidades de GDFV em configuração monofásica, conforme mencionado na Sessão 4.3, optou-se por conectar todas as UGs em configuração monofásica, e dada a distribuição não uniforme das UCs da rede entre as fases do sistema, faz-se necessária a análise dos impactos da penetração da GDFV sobre os níveis de balanceamento de tensão nas fases do circuito. Para tal, foi calculado o fator de desequilíbrio FK , utilizando o Método IEEE, já apresentado na Sessão 2.3.3, a partir das saídas dos monitores de tensão instalados aos transformadores das redes de BT do sistema teste.

Considerado-se o limite de 3% estabelecido para sistemas com tensão nominal inferior a $V = 2,3\text{kV}$, não foi verificado nenhum evento de violação da norma durante toda a simulação. Observou-se, porém, ao final do ensaio, quando a taxa de penetração atinge 100%, que 54,2% das redes com painéis conectados apresentaram máximo FK do dia às 13h, horário de maior

geração, em contraste com o caso base (taxa de penetração de 0%), quando todas as redes apresentavam o maior desbalanço às 19h, coincidindo com o pico da curva de carga.

Para ilustrar a evolução dos módulos de FK ao longo do ensaio, foi selecionada, para cada *cluster*, a rede de BT que apresentou maior FD às 13h da simulação final entre aquelas que tiveram UGs conectadas a suas cargas. Também foi filtrada, sob o mesmo critério, uma rede de cada grupo entre as não simuladas do circuito. Para essas redes, foram desenhadas as curvas de FK em razão das iterações (Figura 43).

Figura 43 – Fator de desequilíbrio de tensão no horário de máxima geração em razão da penetração de GDFV



Fonte: elaborado pelas autoras (2024)

Na Tabela 16, são listadas as distribuições, entre as fases, das cargas das UCs atreladas a geradores distribuídos cujas curvas de FK no horário de pico da geração foram apresentadas na Figura 43. Fica evidente, observado-se esses dados, o desequilíbrio entre as potências injetadas na distribuição das fases, principalmente na rede do *cluster* Y, que apresenta um desvio padrão de $\sigma = 5$, 4kW na potência instalada entre suas fases.

Tabela 16 – Carga nominal em kW por fase das UCs atreladas a UGs que apresentaram maior FK no horário de pico da geração

Cluster	Fase		
	A	B	C
W	0,55	1,73	3,27
X	0	4,89	1,89
Y	4,80	1,90	13,73
Z	20,51	13,68	20,79

Com isso, nota-se a influência da penetração de GDFV sobre os níveis de desequilíbrio da tensão entre as fases das redes, intensificado pela, já mencionada, falta de uniformidade na distribuição das UGs pelo sistema. Ainda, verifica-se que o impacto da injeção de energia

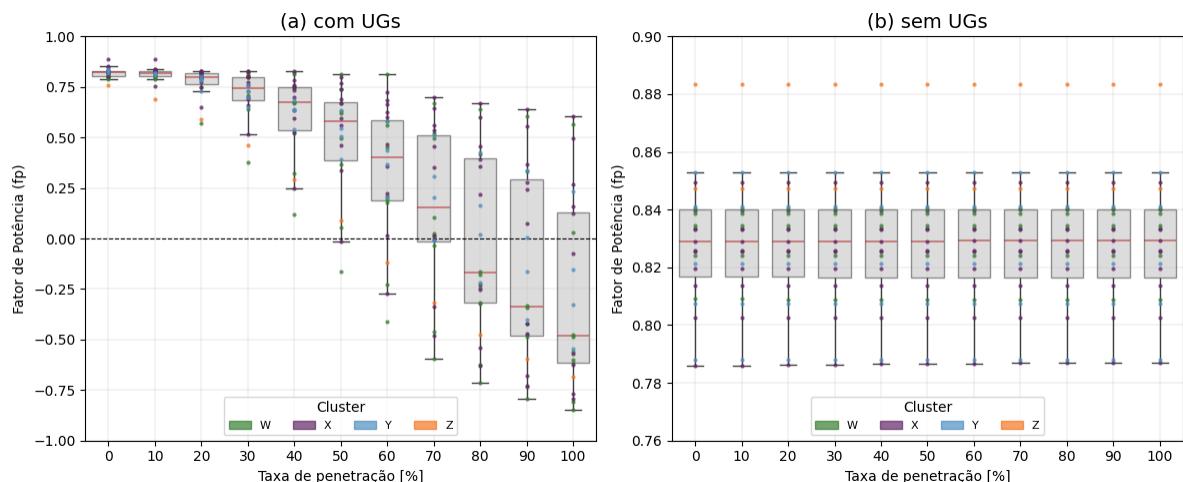
distribuída desbalanceada se propaga à rede, atingindo também os trechos do circuito sem conexão de GDFV. Contudo, observa-se um maior impacto sobre as redes com UGs instaladas, tendo-se atingido um desbalanço máximo no horário de pico de geração de $FK = 2,55\%$, em comparação com $FK = 1,80\%$ entre as redes isentas de geradores distribuídos.

5.5 Fator de Potência

Também foram analisados os efeitos da injeção de GDFV sobre o fator de potência (fp) das redes de BT do circuito teste. Para tal, com base nas saídas dos monitores de potência instalados nos primários dos transformadores do circuito, o fp de cada rede foi calculado para as 13h, dado que é neste horário que ocorre o pico da geração distribuída (Figura 27). Pôde-se verificar, nas redes nas quais houve conexão de GDFV, a diminuição do fator de potência dos transformadores, com o aumento da taxa de penetração; já, nas redes sem UGs, os valores de fp mantiveram-se estáveis durante todo o ensaio.

A Figura 44 ilustra esse comportamento, tendo sido diferenciadas por cor as observações do conjunto das redes de cada *cluster*. Nota-se que, a partir da taxa de penetração de 30%, já são verificadas redes cujos fatores de potência no horário de máxima injeção de energia por parte das UGs distribuídas inferiores a $fp = 0,5$. Enquanto que para as redes sem UGs, não há um impacto significativo no fp . Esse resultado enfatiza a importância da compensação de reativos, seja via inversor instalado junto à UG, seja pela implantação de bancos de capacitores no sistema de distribuição.

Figura 44 – Fator de potência no horário de máxima geração em razão da penetração de GDFV para as redes de BT do sistema



Fonte: elaborado pelas autoras (2024)

Contudo, é importante ressaltar que algumas redes já apresentavam problemas de sobretensão em regime permanente antes mesmo da inserção da GDFV, condição que foi significativamente agravada com a conexão dos geradores distribuídos. A implementação de bancos

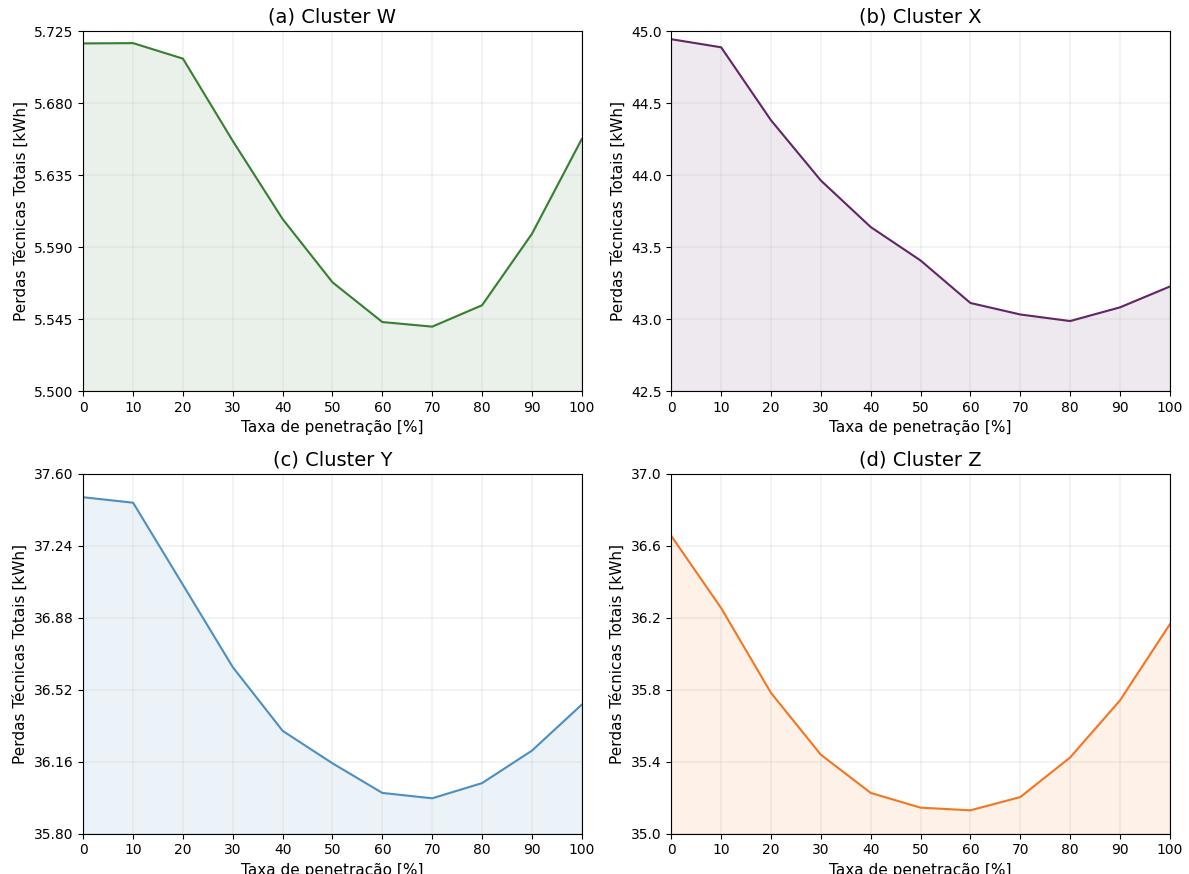
de capacitores para correção do fator de potência, se não criteriosamente dimensionada, pode intensificar ainda mais esse problema. Portanto, evidencia-se a necessidade de um planejamento abrangente anterior à conexão de geradores fotovoltaicos distribuídos, que deve incluir não apenas a análise do fator de potência, mas também uma avaliação detalhada dos níveis de tensão preexistentes, para que as medidas corretivas adotadas não comprometam ainda mais as condições de qualidade de energia do sistema.

Vale salientar que, uma vez que o cálculo do f_p deu-se pela razão entre o valor da potência ativa (P) e o módulo da potência aparente (S), no gráfico da Figura 44, a inversão do sinal das observações indica a inversão do fluxo de potência ativa, e não reflete as características da carga quanto a ser capacitativa ou indutiva.

5.6 Perdas técnicas

Por fim, foi avaliada a evolução das perdas técnicas totais das redes de BT do sistema teste para cada uma das iterações da simulação. Para isso, foram utilizadas as saídas dos medidores de energia da rede, os quais contabilizam os valores totais diárias em cada iteração da simulação.

Figura 45 – Perdas técnicas totais por *cluster* em razão da penetração de GDFV



Fonte: elaborado pelas autoras (2024)

Os gráficos da Figura 45 compilam as somas das perdas técnicas totais (L), contabilizadas,

por *cluster*, pela somatória das perdas técnicas de cada uma das redes de BT com UGs instaladas. Enquanto isso, a Tabela 17 lista os valores mínimos e máximos dessas perdas entre as redes em cada grupo por iteração da simulação. Vale salientar que o *cluster Z* teve apenas uma rede com UGs instaladas, portanto tem valores iguais de perdas máxima e mínima.

Tabela 17 – Perdas técnicas totais mínimas e máximas em kWh por *cluster* por iteração

Taxa [%]	Cluster W		Cluster X		Cluster Y		Cluster Z	
	<i>L_{min}</i>	<i>L_{max}</i>	<i>L_{min}</i>	<i>L_{max}</i>	<i>L_{min}</i>	<i>L_{max}</i>	<i>L_{min}</i>	<i>L_{max}</i>
0	0,1835	1,2739	1,5213	10,9945	6,6784	11,2857	36,6547	36,6547
10	0,1835	1,2739	1,5181	10,9413	6,7027	11,2536	36,2542	36,2542
20	0,1834	1,2695	1,4954	10,5542	6,7414	11,1870	35,7826	35,7826
30	0,1832	1,2429	1,4806	10,3863	6,7756	11,0107	35,4391	35,4391
40	0,1823	1,2069	1,4738	10,2666	6,7982	10,8409	35,2268	35,2268
50	0,1798	1,1914	1,4705	10,1946	6,8172	10,7701	35,1449	35,1449
60	0,1790	1,1835	1,4706	10,1035	6,8280	10,7407	35,1301	35,1301
70	0,1782	1,1778	1,4666	10,0984	6,8711	10,7196	35,2037	35,2037
80	0,1782	1,1849	1,4688	10,1599	6,9065	10,7596	35,4238	35,4238
90	0,1775	1,1975	1,4729	10,2413	6,9459	10,8426	35,7410	35,7410
100	0,1779	1,2150	1,4848	10,4072	6,9939	10,9579	36,1640	36,1640

Em geral, nota-se uma diminuição das perdas, conforme aumenta-se a porção da carga atendida pela geração distribuída. No entanto, com o incremento da potência em fluxo reverso, a maiores taxas de geração, o percentual de perdas volta a subir. Esse comportamento pode ser observado nos perfis dos grupos pela Figura 45, nos quais verificou-se a queda consistente do total de perdas técnicas até o momento da simulação com taxas de geração entre 60% e 80%, a partir das quais voltam a crescer os percentuais de perdas.

Com isso, infere-se o potencial de atuação da integração de GDFV na redução das perdas técnicas nos circuitos de baixa tensão, contudo é importante ressaltar que, para o ensaio realizado neste trabalho, em cada rede selecionada, foram elencados apenas cinco das UCs para conectarem-se a UGs, portanto alerta-se para a tendência de, com a intensificação da conexão de elementos de GD e/ou com o aumento da potência injetada por esses, o total de perdas técnicas superar os verificados nas condições iniciais do sistema.

5.7 Conclusões Parciais

Em suma, infere-se dos resultados apresentados, que a penetração de GDFV no circuito teste ocasionou mudanças significativas nas configurações operacionais do sistema. Ainda que, dentro dos parâmetros homologados de modo de conexão e limites de potência instalada, as instalações levantaram alertas sobre a qualidade de energia e a segurança da rede. Dentre esses, as ocorrências de inversão no fluxo de potência, verificadas já nas primeiras iterações da simulação, mostraram-se consequência direta da elevação de injeção de energia pelos painéis conectados, especialmente durante os períodos de baixa demanda e de alta insolação. Ao final dos ensaios,

verificou-se a potência ativa em sentido contrário correspondente a aproximadamente 30% de toda a potência fornecida pelas unidades distribuídas.

Como consequência desse fenômeno, os episódios de elevações de tensão nodais em regime permanente mostraram-se outro impacto relevante, chegando a afetar também os trechos do sistema que eram isentos das conexões de GD. Nas simulações, atingiu-se o pico de $V = 1,092\text{p.u.}$, valor bem superior ao limite operacional de $1,05\text{p.u.}$ estabelecido no PRODIST. Esses eventos demonstram riscos à integridade do sistema e seus elementos de modo a reduzir a vida útil dos equipamentos conectados, como transformadores e máquinas.

Além disso, haja vista que todas as UGs conectadas nesta simulação tinham como características o fator de potência unitário e o modo de conexão monofásico, foram registradas amplas alterações nos padrões de funcionamento do circuito. Sobre os fatores de desequilíbrio de tensão entre as fases das redes, foram observadas elevações gerais tanto nos trechos simulados, como nas redes de controle, influenciadas também pelo desbalanceamento na distribuição das cargas entre as fases do sistema. Ainda, notou-se a diminuição significativa do fator de potência das redes atreladas aos painéis em proporção direta com o aumento da injeção de potência de pelos geradores fotovoltaicos.

Por fim, foi possível verificar a tendência de diminuição das perdas técnicas totais em razão da redução dos módulos de corrente em circulação nas linhas de transmissão nas iterações iniciais da simulação. No entanto, ao passo com que a penetração da GDFV foi incrementada, em decorrência da inversão do fluxo de potência das redes, os percentuais das perdas voltaram a aumentar. Com isso, evidencia-se a existência de um ponto ótimo da penetração de GD a fim de otimizar a redução de perdas.

Esses resultados reforçam a necessidade de planejamento criterioso anterior à integração de unidades de geração distribuídas a fim de preservar a confiabilidade do sistema, os níveis de qualidade de energia e a segurança dos equipamentos e usuários. Além disso, verificou-se a importância do equilíbrio da distribuição das fontes entre as fases do sistema e a possibilidade de essas serem utilizadas como ferramentas na redução das perdas técnicas e no balanceamento das tensões nodais.

6 REDUÇÃO DE IMPACTOS AMBIENTAIS

Este capítulo visa quantificar a redução de emissões de CO₂ proporcionada pela implementação de sistemas fotovoltaicos em redes de distribuição de energia elétrica, dado que a geração distribuída fotovoltaica apresenta-se como uma importante estratégia para mitigar as emissões de gases de efeito estufa no setor energético.

Dessa forma, será apresentada uma metodologia adaptada ao contexto brasileiro para estimar essa redução, baseada em protocolos internacionais. Esta análise busca fornecer uma avaliação quantitativa dos benefícios ambientais da implementação GDFV estudada neste trabalho, contribuindo para uma compreensão mais abrangente de seus impactos positivos no sistema elétrico.

6.1 Introdução

O setor energético desempenha um papel significativo nas emissões de gases de efeito estufa no Brasil, representando a segunda maior fonte de emissões de dióxido de carbono (CO₂), ficando atrás apenas do setor agropecuário. De acordo com dados do Sistema de Registro Nacional de Emissões (Sirene), até 2010, as emissões de CO₂ provenientes do setor energético totalizaram 371.095,80 toneladas, correspondendo a 29,2% das emissões totais do país (Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações, 2019).

Estudos mais recentes revelam uma tendência preocupante. Em 2017, as emissões de CO₂ relacionadas à produção de energia elétrica no Brasil atingiram 43,14 mil toneladas, sendo majoritariamente atribuídas ao uso de combustíveis fósseis como diesel, óleo combustível, gás natural e carvão (Empresa de Pesquisa Energética, 2018). Esses dados evidenciam a necessidade de buscar alternativas mais limpas e sustentáveis para a geração de energia elétrica.

Neste contexto, a GDFV emerge como uma solução promissora para mitigar os impactos ambientais associados à produção de energia elétrica. A implementação de sistemas fotovoltaicos em larga escala tem o potencial de reduzir significativamente as emissões de CO₂, contribuindo para os esforços de descarbonização da matriz energética brasileira.

Portanto, faz-se necessário analisar os potenciais benefícios ambientais associados à difusão da geração distribuída solar fotovoltaica. Assim, o presente trabalho visa aprofundar a análise da redução de emissão de carbono proporcionada pela inserção de painéis fotovoltaicos nas redes analisadas anteriormente.

6.2 Metodologia

Esta seção apresenta a metodologia para estimar a redução de emissões de gases de efeito estufa (GEE) proporcionada por sistemas de microgeração fotovoltaica conectados à rede elétrica

no Brasil. A metodologia se baseia nas metodologias AMS-I.D (United Nations Framework Convention on Climate Change, 2015a), AMS-I.F (United Nations Framework Convention on Climate Change, 2015b) do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) do Protocolo de Quioto e , adaptadas para o contexto da microgeração distribuída fotovoltaica, conforme proposto por Buiatti *et al.* (2016).

A metodologia proposta considera as seguintes premissas e limitações: Aplicável a sistemas fotovoltaicos com potência instalada de até 15 MW, caracterizando projetos de pequena escala no âmbito do MDL; Toda a energia gerada é injetada na rede de distribuição, sendo considerada parte do Sistema Interligado Nacional (SIN); Não se aplica a sistemas de cogeração ou sistemas isolados; O objetivo é estimar a redução de emissões, não visando a certificação ou comercialização de créditos de carbono.

6.2.1 Cálculo da Redução de Emissões

Seguindo a abordagem de Buiatti *et al.* (Buiatti *et al.*, 2016), a redução de emissões é calculada pela seguinte equação:

$$\text{Emissões evitadas} = \frac{\text{Eletricidade Renovável Gerada pela UFV} \times \text{Fator de Emissão da linha de base do SIN}}{(6.1)}$$

Na qual: Eletricidade Renovável Gerada pela UFV é a energia total gerada pelo sistema fotovoltaico no período analisado (MWh) e Fator de Emissão da linha de base do SIN é o fator de emissão do Sistema Interligado Nacional (tCO₂/MWh).

O fator de emissão da linha de base do SIN é calculado utilizando a ferramenta metodológica "*Tool to calculate the emission factor for an electricity system*" aprovada pelo Conselho Executivo do MDL (United Nations Framework Convention on Climate Change, 2018). Este fator é composto pela combinação de dois componentes: o Fator de Emissão da Margem de Operação e o Fator de Emissão da Margem de Construção.

O Fator de Emissão da Margem de Operação representa a intensidade das emissões de CO₂ da energia despachada na margem. É calculado pelo método OM Simples(Buiatti *et al.*, 2016):

$$FE_{OM} = \frac{\sum (EG_{m,y} \times FE_{EL,m,y})}{\sum EG_{m,y}} \quad (6.2)$$

Em que: EG_{m,y} é a energia gerada pela unidade m no ano y (MWh) e FE_{EL,m,y} é o fator de emissão da unidade geradora m no ano y (tCO₂/MWh).

Já o Fator de Emissão da Margem de Construção representa a intensidade das emissões de CO₂ das últimas usinas construídas. É calculado considerando as usinas mais recentemente

adicionadas ao sistema, que correspondam a 20% da geração do sistema ou às cinco usinas mais recentes, o que for maior.

Dessa maneira, o Fator de Emissão da Margem Combinada é calculado como a média ponderada entre FE_{OM} e FE_{BM} (Buiatti *et al.*, 2016):

$$FE_{MC} = \frac{W_{OM} \times FE_{OM} + W_{BM} \times FE_{BM}}{2} \quad (6.3)$$

Onde: W_{OM} é o peso do fator de emissão da margem de operação (50%) e W_{BM} é o peso do fator de emissão da margem de construção (50%).

Em seguida, para a aplicação da metodologia, deve-se aplicar os seguintes passos: 1) Obtenção dos dados de geração do sistema fotovoltaico; 2) Consulta dos fatores de emissão FE_{OM} e FE_{BM} disponibilizados pelo Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI); 3) Cálculo do FE_{MC} utilizando a equação 6.3; 4) Cálculo das emissões evitadas mensais utilizando a equação 6.1; e 5) Totalização das emissões evitadas no período analisado.

Para a aplicação da metodologia, é necessário coletar os seguintes dados: dados de geração do sistema fotovoltaico e fatores de emissão do SIN - disponibilizados pelo MCTI.

Os dados de geração devem ser coletados em intervalos regulares, preferencialmente horários ou diários, e agregados para o cálculo das emissões evitadas.

Por fim, essa metodologia apresenta algumas limitações. As principais limitações identificadas são: Dependência da disponibilização dos fatores de emissão pelo MCTI; Impossibilidade de estimar com precisão as emissões evitadas para períodos futuros; Não considera particularidades locais da rede de distribuição; Assume que toda a energia gerada é injetada na rede, não considerando o autoconsumo; E não leva em conta as perdas na transmissão e distribuição de energia.

Dessa maneira, a metodologia fornece uma base sólida para estimar as emissões de GEE evitadas por sistemas fotovoltaicos de microgeração distribuída no Brasil, utilizando referências e procedimentos reconhecidos internacionalmente, adaptados ao contexto nacional. No entanto, é importante ressaltar que os resultados obtidos são estimativas e devem ser interpretados considerando as limitações discutidas.

6.3 Impactos Ambientais da Produção e Descarte

Um ponto extremamente importante de se destacar são os impactos ambientais dos painéis fotovoltaicos, que manifestam-se significativamente nas fases de produção e descarte. Tais impactos não são considerados na metodologia apresentada, dessa forma serão apresentados teoricamente neste tópico.

A fabricação de painéis fotovoltaicos requer matérias-primas como silício de alta pureza, cobre, prata e alumínio, cuja extração e processamento causam degradação ambiental significativa

(Santos, 2024).

O processo Siemens, utilizado na purificação do silício, demanda alto consumo energético e envolve produtos químicos tóxicos (Martins, 2022). A mineração dos metais necessários - como cobre, prata e alumínio - resulta em desmatamento, contaminação de águas e emissão de gases de efeito estufa. O alumínio, por exemplo, requer cerca de 14.000-16.000 kWh por tonelada produzida (Yang *et al.*, 2020).

Ao final de sua vida útil (20-30 anos), os painéis descartados podem liberar substâncias tóxicas como chumbo, cádmio e arsênio se não forem adequadamente tratados (Silva; Oliveira, 2021). A reciclagem, embora promissora para recuperar materiais valiosos, ainda enfrenta desafios tecnológicos e econômicos (Cunha; Almeida, 2022).

Para mitigar esses impactos, são necessárias:

- Otimização dos processos produtivos para maior eficiência energética (Barros; Lima; Santana, 2022)
- Utilização de fontes renováveis na fabricação (Wang *et al.*, 2023)
- Desenvolvimento de tecnologias mais limpas e materiais alternativos (Santos *et al.*, 2021)
- Implementação de sistemas efetivos de reciclagem (Melo; Silva; Pereira, 2022)
- Regulamentação adequada para gestão do ciclo de vida completo dos painéis (Zende *et al.*, 2023)

Esses aspectos devem ser considerados ao avaliar o impacto ambiental total dos sistemas fotovoltaicos, buscando maximizar seus benefícios na geração de energia limpa enquanto se minimizam os danos ambientais em todas as etapas (Alves; Farias; Cardoso, 2023).

6.4 Resultados

As atividades analisadas neste trabalho utilizam energia solar fotovoltaica para a geração de eletricidade, enquadrando-se na categoria das tecnologias de energia renovável. Como a capacidade instalada dos sistemas fotovoltaicos estudados não excede o limite de 15 MW, as atividades são consideradas como projetos de pequena escala, onde a energia gerada é injetada na rede de distribuição. Portanto, de acordo com as modalidades de pequena escala, as atividades se encaixam no Tipo-I Projetos de Energia Renovável e Categoria I.D. geração de eletricidade renovável conectada à rede. Os sistemas fotovoltaicos analisados não consistem em sistemas conjugados de calor e energia (co-geração). Assim, pode-se aplicar a metodologia descrita na seção 6.2 para a estimativa da redução de emissões de CO₂.

A metodologia será aplicada considerando a operação dos sistemas fotovoltaicos utilizados no trabalho ao longo do ano de 2023 completo. Ademais, serão analisados os 10 casos

estudados, com a variação da penetração de GD de 10 à 100% nas cargas estipuladas. Dessa forma, foram obtidos os seguintes resultados:

6.4.1 Cálculo dos fatores de emissão

Foram utilizados os fatores de emissão da margem de operação (FE_{OM}) e da margem de construção (FE_{BM}) disponibilizados pelo Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovações para o ano de 2023. Os valores médios obtidos foram:

$$FE_{OM} = 0,3785 \text{ tCO}_2/\text{MWh} \quad (6.4)$$

$$FE_{BM} = 0,2842 \text{ tCO}_2/\text{MWh} \quad (6.5)$$

O fator de emissão da margem combinada (FE_{MC}) foi então calculado pela equação:

$$FE_{MC} = \frac{W_{OM} \cdot FE_{OM} + W_{BM} \cdot FE_{BM}}{2} \quad (6.6)$$

Onde $W_{OM} = W_{BM} = 1$, dado que possuem o mesmo peso, resultando em:

$$FE_{MC} = 0,33135 \text{ tCO}_2/\text{MWh} \quad (6.7)$$

6.4.2 Geração de energia e emissões evitadas

Para geração de energia, considerando os cenários da variação da penetração de geração distribuída fotovoltaica de 10 à 100% nos 120 painéis aplicados nas redes, a energia total gerada pelos sistemas fotovoltaicos no período analisado pode ser visualizada na Tabela 18.

Tabela 18 – Geração anual dos painéis fotovoltaicos por penetração

Penetração GD	Geração de energia fotovoltaica (MWh)
10%	9,04
20%	43,08
30%	86,15
40%	131,90
50%	179,09
60%	230,18
70%	278,87
80%	331,25
90%	380,61
100%	431,64

Aplicando a equação 6.8, obteve-se o total de tCO₂ de emissões evitadas no período mostrado na Tabela 19.

$$\text{Emissões evitadas} = \text{Energia gerada} \cdot FE_{MC} \quad (6.8)$$

Tabela 19 – tCO₂ evitados anualmente pela implantação dos painéis fotovoltaicos por penetração

Penetração GD	CO₂ evitados (t)
10%	3,00
20%	14,27
30%	28,55
40%	43,71
50%	59,34
60%	76,27
70%	92,41
80%	109,76
90%	126,11
100%	143,02

De forma a mensurar a quantidade de tCO₂ evitadas pela implantação dos painéis, serão feitas algumas comparações. No cenário de menor penetração (10%), a economia de 3,00 toneladas de CO₂ equivale aproximadamente ao sequestro anual de carbono realizado por 45 árvores maduras ou à emissão evitada por não dirigir um carro de passageiros por cerca de 11.500 km.

Analizando o cenário intermediário, com 50% de penetração, observamos uma redução de 59,34 toneladas de CO₂, equivalente ao sequestro de carbono de aproximadamente 890 árvores maduras. Este patamar de penetração mostra-se particularmente interessante pois, conforme observado nas análises técnicas, representa um ponto de equilíbrio onde os impactos na qualidade da energia ainda são administráveis, com perdas técnicas minimizadas e níveis aceitáveis de elevação de tensão. Assim, este cenário emerge como uma solução que equilibra benefícios ambientais significativos com a preservação da estabilidade operacional da rede.

Já no cenário de máxima penetração (100%), a economia de 143,0232 toneladas de CO₂ é comparável ao efeito de plantar mais de 2.100 árvores ou evitar uma viagem de carro de aproximadamente 550.000 km. Esta última quantidade também equivale às emissões anuais de CO₂ de cerca de 31 residências médias brasileiras. Entretanto, apesar dos expressivos benefícios ambientais, este nível de penetração apresentou diversos impactos técnicos negativos, como elevações críticas de tensão, degradação do fator de potência e aumento das perdas técnicas. Isso evidencia a necessidade de se encontrar um ponto ótimo entre a maximização dos benefícios ambientais e a manutenção da qualidade e estabilidade do sistema elétrico, reforçando a atratividade do cenário intermediário de 50% de penetração como uma solução mais equilibrada.

Essas comparações ilustram o impacto significativo que a GD fotovoltaica pode ter na redução das emissões de gases de efeito estufa, mesmo em escalas relativamente pequenas de implementação, desde que adequadamente dimensionada e planejada.

6.4.3 Conclusões Parciais

A partir da análise quantitativa da redução de emissões de CO₂ proporcionada pela implementação de sistemas fotovoltaicos em redes de distribuição de energia elétrica, este capítulo apresentou resultados palpáveis sobre o potencial significativo que a GDFV tem para mitigar as emissões de gases de efeito estufa no setor energético brasileiro.

A metodologia proposta, adaptada ao contexto brasileiro e baseada em protocolos internacionais, mostrou-se eficaz para estimar os benefícios ambientais da geração distribuída fotovoltaica (GDFV).

É importante ressaltar que, embora os benefícios ambientais sejam substanciais, a implementação em larga escala de sistemas fotovoltaicos deve ser cuidadosamente planejada para garantir a estabilidade e eficiência do sistema elétrico, conforme discutido nos capítulos anteriores.

7 CONCLUSÃO

A geração de energia a partir da fonte fotovoltaica se mostra uma opção relevante no contexto da transição energética e da modernização do Mercado de Energia. Ainda, no cenário brasileiro, a geração FV vem realizando participação significativa e crescente na diversificação da matriz elétrica, e quase absoluta na modalidade da micro e minigeração distribuída. Contudo, tendo em vista a exponencialidade dessa expansão, evidencia-se a necessidade da avaliação dos reais benefícios ambientais e das dimensões dos impactos dela nas características operativas dos sistemas de distribuição.

Neste trabalho, foi realizada uma simulação simples de aumento da penetração de geração de energia fotovoltaica descentralizada sobre um sistema de distribuição brasileiro típico. A partir dessa, do ponto de vista técnico, verificou-se que as configurações do circuito foram afetadas significativamente se comparadas ao caso base, mesmo tendo adicionado UGs em número reduzido e dimensionado-as de acordo com o valor da potência nominal das cargas atreladas, conforme homologado pelas entidades regulamentadoras.

Durante o estudo, foram monitorados os padrões de fluxo de potência, níveis e balanceamento das tensões nodais em regime permanente, fator de potência das redes de baixa tensão, e perdas técnicas totais. Em todos esses parâmetros foram observados impactos consistentes diretamente relacionados com o incremento da injeção de potência de GDFV. Por conta da incompatibilidade entre o perfil de consumo residencial e a curva característica da geração solar, foi verificado excesso de geração em relação à demanda, o que acarretou o agravamento das alterações fiscalizadas.

Sobre a direção do fluxo de potência do sistema, foram mapeados eventos de inversão relevantes já nas primeiras iterações do ensaio, concentrados principalmente nos instantes de maior descompasso entre a geração e a demanda. Consequentemente, houve violações dos limites normativos do perfil de tensão nodal das redes do sistema, propagadas inclusive aos trechos isentos de GD. Ainda, dada a opção pelo modo de conexão monofásico das UGs ao circuito da rede, foi possível observar a influência da integração de painéis FV a sistemas com distribuição de carga desbalanceada entre fases sobre o desequilíbrio das tensões nodais das redes de BT.

Além disso, foi constatada a diminuição substancial do fator de potência das redes de baixa tensão, intensificado pela ausência de compensação da demanda por potência reativa. Também foi apurado o potencial da conexão de UGs distribuídas na redução das perdas técnicas em distribuição, em razão da proximidade entre geração e carga. Contudo, mostrou-se também a sensibilidade dessa característica à intensificação da injeção de energia descentralizada, em razão da inversão no fluxo de potência das redes. Pois, mesmo colocando GD apenas em algumas barras e dimensionando a GD até o valor da potência nominal das cargas, há excesso de geração

em períodos em que o pico da geração não coincide com pico da carga, o que resultou em violações dos limites normativos.

O conjunto dessas interferências, quando não gerido adequadamente, além de prejudicar a atuação dos dispositivos de proteção e regulação do sistema, afeta a estabilidade e confiabilidade do fornecimento de energia de forma a reduzir a vida útil dos equipamentos conectados e comprometer a operação dos usuários. Com isso, evidenciou-se a necessidade do critério e da minúcia no estudo prévio dos sistemas de distribuição e no planejamento das instalações de sistemas de GDFV sobre esses, e da associação da integração desses dispositivos a mecanismos de balanceamento dos impactos, como reguladores de tensão, compensadores de reativos, e até baterias.

Do ponto de vista ambiental, a análise quantitativa da redução de emissões de CO₂ proporcionada pela implementação de painéis solares demonstrou o potencial significativo que a geração distribuída fotovoltaica tem para mitigar as emissões de gases de efeito estufa no setor energético brasileiro.

Os resultados obtidos indicam que mesmo em escalas relativamente pequenas de implementação, a GDFV pode proporcionar reduções substanciais nas emissões de CO₂. No cenário de máxima penetração simulado, a economia anual de 143,02 toneladas de CO₂ é equivalente ao sequestro de carbono realizado por mais de 2.100 árvores maduras ou à emissão evitada por não dirigir um carro de passageiros por aproximadamente 550.000 km. Estes números ressaltam a importância da expansão da GDFV como estratégia para a descarbonização do setor elétrico.

Infere-se, portanto, que a integração da fonte fotovoltaica à matriz elétrica brasileira tem o potencial de aliar o benefício ambiental da descarbonização aos interesses operacionais pela atenuação da dependência hídrica, podendo-se, ainda, beneficiar com a redução de perdas em transmissão e distribuição, principalmente frente aos impactos causados pelo agravamento das mudanças climáticas e a dimensão do sistema elétrico nacional. Contudo, destacou-se, neste estudo, que é imprescindível a programação prévia das conexões, haja vista a relevância dos impactos causados pelo mau dimensionamento dessas unidades geradoras sobre a segurança e a estabilidade do fornecimento de energia elétrica. Além disso, destaca-se a importância consideração dos impactos ambientais da produção e descarte de painéis fotovoltaicos, de forma a buscar minimizá-los, para se obter a menor emissão de GEES possível.

Portanto, a continuidade das pesquisas nesse âmbito é fundamental ao acompanhamento da expansão da geração distribuída, e à garantia da integração correta dessa fonte ao Sistema Interligado Nacional, de forma a valorizar os benefícios ambientais e controlar as implicações técnicas. Dessa maneira, sugere-se pesquisas futuras, com o intuito de investigar estratégias para a mitigação dos impactos negativos identificados nesse trabalho:

- Avaliação de inserção de soluções como reguladores de tensão, baterias e outros dispositivos de armazenamento para gerenciar os efeitos da inversão de fluxo de potência e

regulação de tensão na rede.

- Simulações utilizando diferentes curvas de carga, além do perfil residencial, que apresenta grande descompasso com a geração solar, a fim de avaliar o impacto da integração de GDFV em outros tipos de consumidores.
- Estudos sobre o efeito da compensação de reativos para melhorar o fator de potência e o perfil de tensão das redes de baixa tensão com alta penetração de GDFV.
- Investigação do ponto ótimo de penetração de GDFV que maximize os benefícios ambientais mantendo a estabilidade do sistema elétrico

Essas investigações adicionais contribuirão para o desenvolvimento de estratégias mais robustas de planejamento e integração da geração distribuída fotovoltaica, de modo a aproveitar seus benefícios ambientais preservando a segurança e a estabilidade do sistema elétrico.

REFERÊNCIAS

- ALVES, R. M.; FARIAS, A. J.; CARDOSO, L. M. O potencial do silício reciclado na indústria fotovoltaica brasileira. **Revista Brasileira de Energia**, 2023.
- ANEEL. **Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004**. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2004.
- ANEEL. **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2012.
- ANEEL. **Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015**. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2015.
- ANEEL. **Resolução Normativa RN Nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021**. 2021. <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.html>. Acessado em: 13 ago. 2024.
- ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**. [S.I.], 2022.
- Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR). **Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil**. 2024. Acesso em: 16 set. 2024. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>.
- BARROS, M. T.; LIMA, F. Q.; SANTANA, C. R. Eficiência energética na produção de painéis solares: Um estudo de caso. **Revista de Sustentabilidade e Meio Ambiente**, 2022.
- BENEDITO, R. da S. **Caracterização da geração distribuída de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no Brasil, sob os aspectos técnico, econômico e regulatório**. 2009. Dissertação (Dissertação de Mestrado), São Paulo, 2009. Acesso em: 12 set. 2024. Disponível em: <https://doi.org/10.11606/D.86.2009.tde-12082010-142848>.
- BRASIL. **Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022**. Brasília: Presidência da República, 2022.
- BROLIN, L. C.; ROLIM, F. B.; TRINDADE, F. C. Fast screening approach to estimate the hosting capacity of rooftop pv generators in electric power distribution systems. **International Transactions on Electrical Energy Systems**, Wiley Online Library, v. 29, n. 3, p. e2740, 2019.
- BUIATTI, G. M. *et al.* Metodologia para estimativa de redução de emissões de co2 aplicada a sistemas de microgeração fotovoltaica. In: **VI Congresso Brasileiro de Energia Solar**. Belo Horizonte: [S.I.: s.n.], 2016.
- Canal Solar. **Complexo solar de Janaúba é inaugurado com investimentos de R\$ 4 bi**. 2023. Acesso em: 24 jul. 2024. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/complexo-solar-de-janauba-e-e-inaugurado-com-investimentos-de-r-4-bi/>.
- CARDOSO JÚNIOR, R. A. F. *et al.* A geração distribuída e a redução de carbono na matriz elétrica brasileira. **Revista Internacional de Ciências**, Universidade Federal Fluminense, v. 11, n. 01, p. 42–60, 2021. Disponível em: <http://www.e-publicacoes.uerj.br/ojs/index.php/ric>.
- CEMIG. **Requisitos para a Conexão de Acessantes ao Sistema de Distribuição Cemig D – Conexão em Baixa Tensão**. Belo Horizonte, Brasil, 2024. Manual de distribuição.

- CUNHA, J. P.; ALMEIDA, R. R. Impactos ambientais da indústria fotovoltaica: Uma análise crítica. **Revista de Energias Renováveis**, 2022.
- CUNNINGHAM, J. J.; PASERBA, J. Distributed generation in 1900?: How the edison co. of new york met short-term needs [history]. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 20, n. 6, p. 82–89, 2022.
- DUGAN, R. C.; MONTENEGRO, D. Reference guide. In: **The Open Distribution System Simulator (OpenDSS) Manual**. [S.l.: s.n.], 2020.
- Empresa de Pesquisa Energética. **Balanço Energético Nacional 2018: Ano base 2017**. [S.l.], 2018.
- Empresa de Pesquisa Energética. **Relatório Síntese do Balanço Energético Nacional**. [S.l.], 2024.
- Enel Grids Brasil. **Especificação Técnica No. 0005 Cod.: GRI-EDBR-CNC-GRI-0005**. [S.l.], 2024. Assunto: Conexão de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema Elétrico da Enel Grids Brasil.
- (EPRI), E. P. R. I. **OpenDSS**. 2024. <https://www.epri.com/pages/sa/opendss>. Acessado em: 16 out. 2024.
- ESRAM, T.; CHAPMAN, P. L. Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, IEEE, v. 22, n. 2, p. 439–449, 2007.
- ESSLINGER, P.; WITZMANN, R. Increasing grid transmission capacity and power quality by a new solar inverter concept and inbuilt data communication. In: IEEE. **2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe)**. [S.l.: s.n.], 2010.
- GASPARIN, F. P. **Desenvolvimento de um traçador de curvas características de módulos fotovoltaicos**. Março 2009. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, Março 2009. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, PROMEC.
- Hospital de Base. **Hospital de Base e CPFL inauguram sistema de energia solar pelo Programa de Eficiência Energética**. 2022. Acesso em: 24 jul. 2024. Disponível em: <https://www.hospitaldebase.com.br/blog/hospital-de-base-e-cpfl-inauguram-sistema-de-energia-solar-pelo-programa-de-eficiencia-energetica>.
- JOUANNE, A. V.; BANERJEE, B. Assessment of voltage unbalance. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 16, p. 782–790, October 2011.
- JÄGER-WALDAU, A. et al. How photovoltaics can contribute to ghg emission reductions of **55Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 126, p. 109836, 2020. ISSN 1364-0321. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032120301301>.
- KATIRAEI, F.; AGUERO, J. R. Solar pv integration challenges. **IEEE Power & Energy Magazine**, v. 9, n. 3, p. 62–71, Apr 2011.
- LUIZ, C. et al. Avaliação do impacto da inserção da geração distribuída no sistema elétrico da cemig distribuição. In: **XXV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE)**. [S.l.: s.n.], 2019.

- MARTINS, A. Eficácia da destilação fracionada no processo siemens. **Química e Tecnologia**, v. 40, n. 3, p. 123–135, 2022.
- MELO, L. S.; SILVA, A. F.; PEREIRA, R. L. Políticas públicas para a gestão de resíduos de painéis fotovoltaicos no brasil. **Revista de Políticas Ambientais**, 2022.
- Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações. **Sistema de Registro Nacional de Emissões**. [S.l.], 2019.
- PATEL, M. R. **Wind and Solar Power Systems**. 1. ed. New York: CRC Press, 1999. ISBN 9780849316098.
- RADATZ, P. *et al.* Assessing maximum dg penetration levels in a real distribution feeder by using opendss. In: **2016 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)**. [S.l.: s.n.], 2016. p. 71–76.
- REINALDO, P. M.; DUPCZAK, B. S.; NETO, E. A. C. A. Análise do impacto da geração distribuída fotovoltaica na rede de baixa tensão da celesc. **Eletrôn. Potê.**, Fortaleza, v. 25, n. 3, p. 316–325, 2020.
- RENOVÁVEIS, E. **Janaúba**. 2023. Acessado em: 29 jul. 2024. Disponível em: <https://www.elera.com/nossos-ativos/janauba/>.
- RODRIGUES, J. A. L. **Análise do fator de potência de unidades consumidoras com a inserção de sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. 2023. 56 p. Trabalho de Conclusão de Curso — Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2023. Graduação em Engenharia Elétrica.
- SANTOS, R. *et al.* Alternative materials for solar cells. **Advanced Energy Materials**, 2021.
- SANTOS, T. d. A. Impactos ambientais qualitativos gerados por painéis fotovoltaicos: da manufatura ao descarte. **Trabalho de Conclusão de Curso - UFCG**, 2024.
- SEXAUER, J. Introdução ao opendss. **Tradução de: Paulo Radaz e Celso Rocha. USA: Electric Power Research Institute—EPRI**, 2016.
- SHAHNIA, F.; WOLFS, P.; GHOSH, A. Voltage unbalance reduction in low voltage feeders by dynamic switching of residential customers among three phases. In: **2013 IEEE Power Energy Society General Meeting**. [S.l.: s.n.], 2013. p. 1–5.
- SIDDIK, M. *et al.* Current status and correlation of fossil fuels consumption and greenhouse gas emissions. **Int. J. Energy Environ. Econ.**, v. 28, p. 103–119, 2021.
- SILVA, M.; OLIVEIRA, P. Environmental impacts of end-of-life photovoltaic panels. **Sustainable Energy Reviews**, 2021.
- SMITH, J. W.; DUGAN, R.; SUNDERMAN, W. Distribution modeling and analysis of high penetration pv. In: **2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting**. [S.l.: s.n.], 2011. p. 1–7.
- SMITH, K. C.; SEDRA, A. S. **Microeletrônica**. 4. ed. [S.l.: s.n.]: Makron Books, 2004.
- SOUSA, G. L. **Impacto da regulamentação da geração distribuída de energia elétrica no estado do Maranhão**. 2023. Trabalho de Conclusão de Curso — Universidade Federal do Maranhão, 2023.

- SOUZA, E. de. **HBB recebe placa de eficiência energética nesta terça, 29.** 2022. Acessado em: 29 jul. 2024. Disponível em: <https://hbb.famesp.org.br/imprensa.php?mnu=16&id=1927>.
- TAWALBEH, M. *et al.* Environmental impacts of solar photovoltaic systems: A critical review of recent progress and future outlook. **Science of The Total Environment**, Elsevier, v. 759, p. 143528, 2021.
- Token Engenharia. **Energia Solar Residencial**. 2024. Acesso em: 24 jul. 2024. Disponível em: <https://tokenengenharia.com.br/energia-solar-fotovoltaica/energia-solar-residencial-2/>.
- TORREZAN, G. F. *et al.* Estudo do desequilíbrio de tensão em um sistema de distribuição. São Carlos, SP, 2024.
- United Nations Framework Convention on Climate Change. **AMS-I.D.: Grid connected renewable electricity generation - Version 18.0.** [S.I.], 2015. Disponível em: <https://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/W3TINZ7KKWCK7L8WTXFQQFQQH4SBK>.
- United Nations Framework Convention on Climate Change. **AMS-I.F.: Renewable electricity generation for captive use and mini-grid - Version 3.0.** [S.I.], 2015. Disponível em: <https://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/9KJWQ1G0WEG6LKHX21MLPS8BQR7242>.
- United Nations Framework Convention on Climate Change. **Tool to calculate the emission factor for an electricity system - Version 07.0.** [S.I.], 2018. Disponível em: <https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-07-v7.0.pdf>.
- VIEIRA, C. R. *et al.* Análise do fluxo de potência e do fator de potência no sistema elétrico de distribuição de um campus universitário com a inserção da geração solar fotovoltaica. In: **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar**. Gramado: [S.I.: s.n.], 2018.
- VILLALVA, M. G. **Conversor eletrônico de potência trifásico para sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica**. 2010. 268 p. Tese (Doutorado) — Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, UNICAMP, Campinas, 2010.
- WANG, L. *et al.* Renewable energy in photovoltaic manufacturing. **Solar Energy Materials**, 2023.
- YANG, L. *et al.* Energy consumption in aluminum production. **Renewable Energy**, 2020.
- ZENDE, P. R. *et al.* Estudos sobre reciclagem de resíduos fotovoltaicos: uma análise crítica. **Revista de Resíduos e Reciclagem**, 2023.