



TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS
TÉCNICOS E FINANCEIROS DA INTEGRAÇÃO DA GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA COM SOLUÇÕES PARA
AUMENTO DA CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM**

FERNANDA MADEIRO DE CARVALHO

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

FACULDADE DE TECNOLOGIA

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

Universidade de Brasília
Faculdade de Tecnologia
Departamento de Engenharia Elétrica

**Metodologia para Avaliação dos Impactos Técnicos e Financeiros da
Integração da Geração Distribuída Fotovoltaica com Soluções para
Aumento da Capacidade de Hospedagem**

Fernanda Madeiro de Carvalho

**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO SUBMETIDA AO DEPARTAMENTO
DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA COMO
PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU
DE ENGENHEIRA ELETRICISTA.**

APROVADA POR:

**Prof. Dr. Anésio de Leles Ferreira Filho, ENE/UnB
(Orientador)**

**Prof. Dr. Elder Geraldo Domingues, IFG
(Co-orientador)**

**Profa. Dra. Priscilla Araújo Juá Stecanella, IF Goiano
(Examinador Externo)**

**Prof. Daniel Vieira, ANEEL
(Examinador Externo)**

Brasília/DF, 18 de setembro de 2024.

FICHA CATALOGRÁFICA

MADEIRO DE CARVALHO, FERNANDA	
Metodologia para Avaliação dos Impactos Técnicos e Financeiros da Integração da Geração Distribuída Fotovoltaica com Soluções para Aumento da Capacidade de Hospedagem. [Brasília/DF] 2024.	
100 p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Engenheira Eletricista, Trabalho de Conclusão de Curso, 2024).	
Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia, Departamento de Engenharia Elétrica.	
Departamento de Engenharia Elétrica	
1. Impactos técnicos e financeiros	2. Capacidade de hospedagem
3. Geração distribuída fotovoltaica	4. Método de Monte Carlo
I. ENE/FT/UnB	II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

MADEIRO DE CARVALHO, FERNANDA (2024). Metodologia para Avaliação dos Impactos Técnicos e Financeiros da Integração da Geração Distribuída Fotovoltaica com Soluções para Aumento da Capacidade de Hospedagem. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 100 p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Fernanda Madeiro de Carvalho
TÍTULO: Metodologia para Avaliação dos Impactos Técnicos e Financeiros da Integração da Geração Distribuída Fotovoltaica com Soluções para Aumento da Capacidade de Hospedagem.
GRAU: Engenheira Eletricista ANO: 2024

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias deste Trabalho de Conclusão de Curso e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte deste trabalho de conclusão de curso pode ser reproduzido sem autorização por escrito do autor.

Fernanda Madeiro de Carvalho
Universidade de Brasília (UnB)
Campus Darcy Ribeiro
Faculdade de Tecnologia - FT
Departamento de Engenharia Elétrica (ENE)
Brasília - DF CEP 70919-970

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a Deus por me capacitar e conceder a força necessária para alcançar os meus objetivos.

Aos meus pais, Juarez e Maria, e a toda a minha família, cujo apoio e incentivo foram fundamentais para minha jornada acadêmica e pessoal.

Ao meu namorado, Rodrigo, que esteve ao meu lado e me motivou durante a minha graduação.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Anésio de Leles Ferreira Filho, pela oportunidade, pelo suporte e pelo crescimento pessoal ao longo dos anos.

Ao meu coorientador, Prof. Dr. Elder Geraldo Domingues, pelas valiosas contribuições, pelo suporte e pelas discussões durante a elaboração deste trabalho.

Aos meus colegas do REILab da UnB, que contribuíram para o desenvolvimento do trabalho.

Aos membros da banca de avaliação da defesa deste trabalho de conclusão de curso, Profa. Dra. Priscilla Araújo Juá Stecanella e Prof. Daniel Vieira, pelo interesse, disponibilidade e colaboração.

À Universidade de Brasília e a seu corpo docente, que contribuíram para o meu desenvolvimento pessoal, acadêmico e profissional.

RESUMO

No Brasil, a integração de fontes renováveis de energia como a solar registrou um aumento de 8 GW em 2022 e 11 GW em 2023. Apesar dos diversos benefícios associados à adoção dessa tecnologia, a integração de uma penetração de geração distribuída fotovoltaica (GDFV) que exceda a capacidade de hospedagem (CH) de um alimentador pode afetar os transformadores de distribuição, causar flutuações no fluxo de potência e influenciar a tensão de toda a rede. Por isso, há uma busca crescente por estratégias que permitam reforçar as redes de distribuição para que elas possam suportar adequadamente o aumento contínuo da GDFV. Neste contexto, surgiu a ideia de desenvolvimento deste trabalho que tem como objetivo apresentar uma metodologia técnico-econômica probabilística para avaliar o impacto da GDFV nas tensões, perdas técnicas e demanda de pico, considerando vários níveis de penetração e o emprego de duas soluções para o aumento da capacidade de hospedagem: o recondutoramento e o aumento da tensão de saída do alimentador. Essas soluções são implementadas quando há violações nos limites técnicos da rede, como níveis de tensão, desequilíbrio de tensão, sobrecarga dos transformadores e capacidade térmica dos condutores. Neste estudo, a rede é modelada com base nas informações da Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD) e nos parâmetros regulatórios estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para o cálculo das perdas técnicas. Neste trabalho, antes mesmo de se iniciar os cálculos dos impactos ora citados, adota-se um modelo elétrico da rede que gere resultados mais próximos ao que se observa em campo. Esse modelo é obtido por meio de uma metodologia que ajusta os taps dos transformadores de distribuição quando ocorre transgressão dos limites de violação de tensão. Visando-se testar a metodologia proposta, ela foi aplicada a um alimentador real por meio de simulações computacionais realizadas no OpenDSS, em conjunto com um código desenvolvido em MATLAB. O Método de Monte Carlo foi empregado para contemplar a estocasticidade dos posicionamentos da instalação de GDFV dentro da rede de distribuição, bem como dos dias do ano a serem simulados. Como os impactos nos níveis de tensão, nas perdas técnicas e na demanda de pico são expressos em unidades diferentes, eles foram convertidos para uma

mesma base monetária, com o intuito de identificar a solução que proporciona maiores benefícios financeiros para a distribuidora de energia ao aumentar a capacidade de hospedagem. Os resultados mostram que, para baixos níveis de penetração de GDFV, a adoção de soluções para o aumento da capacidade de hospedagem não gerou benefícios financeiros significativos para a distribuidora. Em níveis intermediários de penetração, o recondutoramento demonstrou ser a solução financeiramente mais vantajosa. No entanto, para níveis elevados de penetração, o aumento da tensão de saída do alimentador apresenta-se mais eficaz, minimizando os impactos técnicos e gerando menores prejuízos em comparação com os outros casos analisados. Assim, a metodologia técnico-econômica probabilística proposta permite: i) ajustar a modelagem para se obter perfis de tensão que reflitam com maior precisão as condições reais observadas em campo, ii) analisar de forma mais precisa os impactos técnicos e financeiros em parâmetros do sistema elétrico como níveis de tensão, perdas técnicas e demanda de pico decorrentes da penetração da GDFV, considerando-se a capacidade de hospedagem, e iii) propor soluções para aumentar a capacidade de hospedagem considerando as adaptações necessárias (recondutoramento e ajuste da tensão de saída do alimentador na subestação) para tolerar diferentes níveis de penetração. Dessa forma, o trabalho oferece uma abordagem inovadora e precisa para o planejamento e operação de redes elétricas, promovendo a integração eficiente de fontes renováveis, especialmente a GDFV, no contexto da transição energética.

Palavras-chave: Capacidade de hospedagem. Microgeração fotovoltaica. Impactos técnicos e financeiros. Método de Monte Carlo.

ABSTRACT

In Brazil, the integration of renewable energy sources such as solar recorded an increase of 8 GW in 2022 and 11 GW in 2023, respectively. Despite the various benefits associated with adopting this technology, integrating photovoltaic distributed generation (GDFV) that exceeds a feeder's hosting capacity can affect distribution transformers, cause fluctuations in power flow, and influence the voltage of the entire network. As a result, there is a growing demand for strategies that can reinforce distribution networks so that they can adequately support the continuous increase in GDFV. In this context, the idea emerged to develop this work, which aims to present a probabilistic technical-economic methodology to assess the impact of GDFV on voltage levels, technical losses, and peak demand, considering various penetration levels and the use of two solutions to increase hosting capacity: reconductoring and increasing the feeder's output voltage. These solutions are implemented when there are violations of the network's technical limits, such as voltage levels, voltage imbalance, transformer overload, and conductor thermal capacity. In this study, the network is modeled based on information from the Geographic Database of the Distribution Company (BDGD) and the regulatory parameters established by the National Electric Energy Agency (ANEEL) for calculating technical losses. In this work, even before calculating the mentioned impacts, an electrical network model is adopted that generates results closer to what is observed in the field. This model is obtained through a methodology that adjusts the taps of distribution transformers when there is a transgression of the voltage violation limits. To test the proposed methodology, it was applied to a real feeder through computational simulations carried out in OpenDSS, together with a code developed in MATLAB. The Monte Carlo Method was used to account for the stochasticity of GDFV installation locations within the distribution network, as well as the days of the year to be simulated. Since the impacts on voltage levels, technical losses, and peak demand are expressed in different units, they were converted to the same monetary base to identify the solution that provides the greatest financial benefits for the distribution utility when increasing hosting capacity. The results show that for low levels of GDFV penetration, adopting solutions

to increase hosting capacity did not generate significant financial benefits for the utility. At intermediate penetration levels, reconductoring proved to be the most financially advantageous solution. However, for high penetration levels, increasing the feeder's output voltage proved to be more effective, minimizing technical impacts and generating smaller losses compared to other analyzed cases. Thus, the proposed probabilistic technical-economic methodology allows: i) adjusting the modeling to obtain voltage profiles that more accurately reflect real field conditions, ii) more accurately analyzing the technical and financial impacts on electrical system parameters such as voltage levels, technical losses, and peak demand resulting from GDFV penetration, considering hosting capacity, and iii) proposing solutions to increase hosting capacity by considering necessary adaptations (reconductoring and adjustment of the feeder's output voltage at the substation) to tolerate different penetration levels. In this way, the work offers an innovative and precise approach to the planning and operation of electrical networks, promoting the efficient integration of renewable sources, especially GDFV, in the context of the energy transition.

Keywords: Hosting capacity. Photovoltaic microgeneration. Technical and financial impacts. Monte Carlo Method.

SUMÁRIO

Capítulo 1 – Introdução	1
1.1 Contextualização	1
1.2 Estado da Arte	2
1.3 Objetivos e Contribuição	5
1.4 Organização do Manuscrito	6
Capítulo 2 – Fundamentação Teórica	7
2.1 Considerações Iniciais	7
2.2 Sistemas Fotovoltaicos	7
2.2.1 Dimensionamento da Potência Instalada de GDFV	8
2.2.2 Modelagem dos Sistemas Fotovoltaicos	9
2.3 Conceitos Básicos Utilizados na Metodologia Proposta	12
2.3.1 Níveis de penetração	12
2.3.2 Método de Monte Carlo	13
2.4 Parâmetros da Rede	13
2.4.1 Níveis de Tensão	13
2.4.2 Perdas Técnicas	17
2.4.3 Demanda de Pico	19
2.5 Capacidade de Hospedagem	20
2.5.1 Níveis de Tensão	21
2.5.2 Sobrecarga do Transformador e Capacidade Térmica do Condutor	22
2.5.3 Desequilíbrio de tensão	22
2.6 Considerações Finais	24
Capítulo 3 – Metodologia	25
3.1 Considerações Iniciais	25
3.2 Visão Geral	25
3.3 Materiais Empregados	27
3.3.1 Curva de Carga	29
3.3.2 Irradiação solar e Temperatura	30
3.3.3 Posicionamento dos Sistemas Fotovoltaicos	31

3.3.4	Ambiente Computacional	31
3.4	Adequação dos Níveis de Tensão às Normas Regulatórias	32
3.4.1	Modelo do Transformador de Distribuição	32
3.4.2	Algoritmo de Adequação do Modelo da Rede às Normas Regulatórias	33
3.5	Capacidade de Hospedagem	34
3.5.1	Violação no Nível de Tensão	35
3.5.2	Desequilíbrio de Tensão	35
3.5.3	Violação da Capacidade Térmica do Condutor	36
3.5.4	Sobrecarga no Transformador	36
3.5.5	Algoritmo para Determinação da Capacidade de Hospedagem	36
3.6	Cálculo dos Impactos Técnicos	39
3.6.1	Níveis de Tensão	39
3.6.2	Demanda de Pico	41
3.6.3	Perdas Técnicas	42
3.6.4	Método de Monte Carlo	44
3.6.5	Soluções Empregadas para Aumento da Capacidade de Hospedagem	45
3.6.5.1	Caso 2: Recondutoramento	45
3.6.5.2	Caso 3: Ajuste da Tensão na Saída do Alimentador	46
3.6.6	Algoritmo de Determinação dos Impactos Técnicos	47
3.6.7	Resumo dos Resultados dos Impactos Técnicos	49
3.7	Cálculo dos Impactos Financeiros	50
3.7.1	Níveis de Tensão	50
3.7.2	Demanda de Pico	51
3.7.3	Perdas Técnicas	53
3.7.4	Impacto Financeiro Total	54
3.7.5	Algoritmo de Determinação dos Impactos Financeiros	54
3.8	Considerações Finais	56
Capítulo 4 – Resultados e Discussões		58
4.1	Considerações Iniciais	58
4.2	Dados Gerais do Alimentador e das Simulações	59
4.2.1	Base de Dados do Alimentador	59
4.2.2	Dados Meteorológicos	59
4.2.3	Parâmetros Utilizados na Monetização dos Impactos Técnicos	62
4.2.4	Condições das Simulações	63
4.3	Resultados da adequação dos níveis de tensão às normas regulatórias	65
4.4	Resultados do Caso 1: Referência	66

4.4.1	Análise dos Impactos Técnicos	66
4.4.2	Análise dos Impactos Financeiros	69
4.5	Resultados do Caso 2: Recondutoramento	71
4.5.1	Análise dos Impactos Técnicos	71
4.5.2	Análise dos Impactos Financeiros	75
4.6	Resultados do Caso 3: Ajuste da Tensão de Saída do Alimentador	76
4.6.1	Análise dos Impactos Técnicos	76
4.6.2	Análise dos Impactos Financeiros	80
4.7	Análise Comparativa	82
4.8	Considerações Finais	83
Capítulo 5 – Conclusões		85
Referências		89

LISTA DE FIGURAS

2.1	Ilustração do modelo de GDFV (RADATZ et al., 2020)	10
2.2	Faixas de tensão estabelecidas pela ANEEL (ANEEL, 2021c).	14
2.3	Demonstração das perdas técnicas em um sistema de distribuição elétrica (ANEEL, 2024)	17
2.4	Exemplo de curva de demanda média no dia 15/08/2023 (ONS, 2024).	19
2.5	Capacidade de hospedagem (ALMEIDA et al., 2024).	21
3.1	Diagrama para identificação dos impactos técnicos e financeiros da integração de GDFV com e sem soluções para o aumento da capacidade de hospedagem	26
3.2	Fluxograma para adequação do modelo da rede	33
3.3	Fluxograma para identificação da capacidade de hospedagem de GDFV	37
3.4	Fluxograma para obtenção dos impactos técnicos da integração de GDFV com e sem soluções para o aumento da capacidade de hospedagem	48
3.5	Fluxograma para obtenção dos impactos financeiros da integração de GDFV em um alimentador	55
4.1	Irradiância registrada pelo INMET em Brasília ao longo do ano de 2020 (INMET, 2020).	60
4.2	Velocidade do vento registrada pelo INMET em Brasília ao longo do ano de 2020 (INMET, 2020).	61
4.3	Temperatura ambiente registradas pelo INMET em Aracaju ao longo do ano de 2020 (INMET, 2020).	61

4.4	Temperatura estimada do SFV para o ano de 2020 estimada por meio do modelo proposto em (TAMIZHMANI <i>et al.</i> , 2003).	62
4.5	Valores históricos e tendência do CE de 2011 a 2047 (EPE, 2022).	63
4.6	Taxa de violação de tensão do alimentador, para os casos analisados.	65
4.7	Geração fotovoltaica para diferentes níveis de penetração de GDFV.	66
4.8	Violações de tensão do alimentador para diferentes níveis de penetração de SFV, considerando-se o Caso 1.	67
4.9	Demanda do alimentador para diferentes níveis de penetração de GDFV, considerando-se o Caso 1.	68
4.10	Perdas técnicas do alimentador para diferentes níveis de penetração de SFV, considerando-se o Caso 1.	69
4.11	Impactos financeiros para diferentes níveis de penetração de GDFV, considerando-se o Caso 1.	70
4.12	Violações de tensão do alimentador para diferentes níveis de penetração de SFV, considerando-se o Caso 2.	71
4.13	Demanda do alimentador para diferentes níveis de penetração de GDFV, considerando-se o Caso 2.	72
4.14	Perdas técnicas do alimentador para diferentes níveis de penetração de SFV, considerando-se o Caso 2.	73
4.15	Número de segmentos modificados para diferentes níveis de penetração de GDFV, considerando-se o Caso 2.	74
4.16	Impactos financeiros para diferentes níveis de penetração de GDFV, considerando-se o Caso 2.	75
4.17	Violações de tensão do alimentador para diferentes níveis de penetração de GDFV, considerando-se o Caso 3.	77
4.18	Demanda do alimentador para diferentes níveis de penetração de SFV, considerando-se o Caso 3.	78

4.19	Perdas técnicas do alimentador para diferentes níveis de penetração de GDFV, considerando-se o Caso 3.	79
4.20	Tensão de saída ajustada para diferentes níveis de penetração de GDFV, considerando-se o Caso 3.	80
4.21	Impactos financeiros para diferentes níveis de penetração de SFV, considerando-se o Caso 3.	81
4.22	Impactos financeiros para diferentes níveis de penetração de GDFV, para os casos analisados.	82

LISTA DE TABELAS

3.1	Faixa adequada de tensão de fase em regime permanente por tipo de fornecimento	35
3.2	Resumo dos indicadores dos impactos técnicos de GDFV.	50
4.1	Dados do alimentador analisado.	59
4.2	Dados empregados na monetização dos impactos técnicos	63

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BDGD	Base de Dados Geográfica da Distribuição
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CE	Custo do Mix de Compra de Energia
CME	Custo Marginal de Expansão
CMPC	Custo Médio Ponderado do Capital
DRC	Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica
DRP	Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária
EMUC	Empreendimentos de Múltiplas Unidades Consumidoras
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FV	Fotovoltaico
GD	Geração Distribuída
GDFV	Geração Distribuída Fotovoltaica
GC	Geração Centralizada
HSP	Horas de Sol Pleno
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
kWh	Kilowatthora
MT	Média Tensão

MW	Megawatt
OpenDSS	Open Distributed System Simulator
PR	<i>Performance Ratio</i>
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SE	Sergipe
SFV	Sistemas Fotovoltaicos
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
UC	Unidade Consumidora
UnB	Universidade de Brasília
<i>p.u.</i>	Por Unidade

LISTA DE SÍMBOLOS

C_A	Consumo anual do alimentador
CH	Capacidade de Hospedagem
c	Constante de temperatura
$CMPC$	Custo médio ponderado do capital do segmento da distribuição
CV	Coefficiente de Variação
D	Consumo médio diário de uma UC
D_d	Demanda de pico do alimentador para o dia d simulado com probabilidade de 95% de não ser excedida
D_h	Demanda agregada de todas as UCs do alimentador para a hora h do dia d simulado
D_i	Demanda da UC i para a hora h do dia d simulado
$D_{\$,pen}$	Valor da monetização da demanda de pico para um cenário de simulação S e um nível de penetração pen
$D_{\$,t}^{S,pen}$	Valor da monetização da demanda de pico para um cenário de simulação S e um nível de penetração pen
D_{pen}	Demanda de pico para o nível de penetração pen para um cenário de simulação
$D_{S,pen}$	Demanda de pico para o nível de penetração pen considerando todos os cenários de simulação S
$D_{S,0}$	Demanda de pico para o nível de penetração igual a zero, obtida para um cenário de simulação S
DRC_E	Duração Relativa de Transgressão de Tensão Crítica Equivalente
DRC_i	Duração Relativa de Transgressão de Tensão Crítica da UC i

DRP_E	Duração Relativa de Transgressão de Tensão Precária Equivalente
DRP_i	Duração Relativa de Transgressão de Tensão Precária da UC i
FP	Fator de potência do inversor
I_r	Irradiância incidente no módulo fotovoltaico relativa ao valor típico de pico de irradiância para o instante de tempo t
k	Pico da irradiância típico na superfície terrestre
k_I	Coefficiente de irradiância
k_t	Coefficiente de temperatura ambiente
k_v	Coefficiente de velocidade do vento
L_d	Média horária das perdas técnicas do alimentador para o dia d simulado
L_h	Perdas técnicas do alimentador para a hora h do dia d simulado
L_{pen}	Média horária das perdas técnicas do alimentador para o nível de penetração pen de um cenário de simulação
$L_{S,0}$	Média horária das perdas técnicas para o nível de penetração igual a zero, obtida para um cenário de simulação S
$L_{S,pen}$	Média horária das perdas técnicas do alimentador para o nível de penetração pen de cada cenário de simulação S
$L_{\$,t}^{S,pen}$	Valor da monetização das perdas técnicas para cenário de simulação S , nível de penetração pen e ano t
N_d	Total de dias simulados para o nível de penetração pen
N_h	Total de horas do dia d simulado
N_l	Número total de leituras para a UC i
N_S	Total de cenários de simulação
N_{UCs}	Número total UCs objeto de medição
nlc	Maior valor entre o número de leituras situadas na faixa crítica de cada fase medida
nlp	Maior valor entre o número de leituras situadas na faixa precária de cada fase medida

n	Número de simulações realizadas
$P_{CA}(t)$	Potência ativa de saída do inversor em CA para o instante de tempo t
$P_{CC}(t)$	Potência gerada em CC pela GDFV para o instante de tempo t
P_{GDFV}	Potência instalada máxima da GDFV
P_{max}	Potência máxima instalada de GDFV para o alimentador analisado
P_{max_i}	Potência máxima instalada do GDFV da UC i
P_{pen}	Potência instalada do GDFV para o nível de penetração pen
P_{SFV}	Potência instalada do SFV da UC
pen	Nível de penetração de GDFV
$Q_{CA}(t)$	Potência reativa de saída do inversor em CA para o instante de tempo t
σ_x	Desvio padrão da variável x
T_A	Tensão de Atendimento
$T_{MFV}(t)$	Temperatura do módulo fotovoltaico
T_n	Tensão Nominal
T_R	Tensão de Referência
$T_{ambiente}(t)$	Temperatura ambiente
$v_{vento}(t)$	Velocidade do vento
V_0	Tensão de componentes de sequência zero
V_1	Tensão de componentes de sequência positiva
V_2	Tensão de componentes de sequência negativa
V_d	Quantidade relativa média de violações de tensão para o dia d simulado
V_h	Quantidade relativa média de violações de tensão para a hora h do dia d simulado

$V_{i,\phi}$	Violação de tensão em regime permanente da fase ϕ do barramento de conexão da UC i
V_{pen}	Quantidade relativa média de violações de tensão para um nível de penetração pen de um cenário de simulação
$V_{S,0}$	Quantidade relativa média de violações de tensão para o nível de penetração igual a zero, obtida para um cenário de simulação S [%]
$V_{S,pen}$	Quantidade relativa média de violações de tensão para o nível de penetração pen de cada cenários de simulação S
$V_{\S,pen	Valor da monetização dos níveis de tensão para um cenário de simulação S e um nível de penetração pen
$VP_D^{S,pen}$	Valor presente da monetização dos impactos gerados pela demanda de pico decorrentes da integração de GDFV para um cenário de simulação S e um nível de penetração pen
$VP_L^{S,pen}$	Valor presente da monetização dos impactos gerados pelas perdas técnicas decorrentes da integração de GDFV para um cenário de simulação S e um nível de penetração pen
VP_{total}^{pen}	Valor presente total da monetização dos impactos gerados pela integração de GDFV para um cenário de simulação S e um nível de penetração pen
VUF	Desequilíbrio de tensão no barramento
α	Operador rotacional
$\Delta D_{S,pen}$	Variação da demanda de pico para o nível de penetração pen , obtida para um cenário de simulação S
$\Delta L_{S,pen}$	Variação da média horária das perdas técnicas para o nível de penetração pen , obtida para um cenário de simulação S
$\Delta V_{S,pen}$	Variação da quantidade relativa média de violações de tensão para o nível de penetração pen , obtida para um cenário de simulação S
$\eta_T(T_{GDFV}(t))$	Rendimento do módulo fotovoltaico para dada temperatura ($T_{GDFV}(t)$) para o instante de tempo t
$\eta_{Inversor}$	Rendimento do inversor em operação nominal
ϕ	Fase da medição da tensão de cada barramento conectado a UC
ε	Pequeno número real

θ

Angulo do operador rotacional

INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

A capacidade instalada global de energia solar registrou um crescimento expressivo nos anos de 2021, 2022, 2023 e 2024, com acréscimos de 175 GW, 192 GW, 286 GW e 310 GW, respectivamente, sendo o último valor uma estimativa projetada. No contexto brasileiro, os aumentos na capacidade instalada de energia solar seguiram uma tendência de expansão, alcançando 5 GW, 8 GW, 12 GW e aproximadamente 11 GW no mesmo período, conforme reportado pela IEA ([IEA, 2024](#)). Um aspecto de destaque no cenário nacional é o notável crescimento da GDFV, que atingiu uma capacidade total de 26,366 GWp, dos quais 8,233 GWp foram adicionados somente no ano de 2023 ([EPE, 2024](#)).

Um marco significativo para a geração distribuída (GD) no Brasil foi a publicação da Resolução Normativa nº 482 de 2012 ([ANEEL, 2012](#)), pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), atualizada pela Resolução Normativa nº 687 de 2015 ([ANEEL, 2015](#)). Essas normativas estabeleceram as condições para micro e minigeração, permitindo que os consumidores forneçam o excedente de energia à rede por meio do sistema de compensação (*net metering*), com créditos válidos por até 60 meses. Posteriormente, a Resolução Normativa nº 1000 de 2021 consolidou as principais regras da ANEEL para a prestação do serviço de distribuição ([ANEEL, 2021d](#)). Em 2022, a Lei nº 14.300 instituiu o Marco Legal da Micro e Minigeração Distribuída, trazendo mudanças como a redução do limite de potência da minigeração de 5 MW para 3 MW, a permissão de uso de sistemas de armazenamento por baterias e o estabelecimento do conceito de fontes despacháveis.

O aumento da integração de GD pode proporcionar múltiplos benefícios para os sistemas de energia atuais, como a redução de perdas de energia, o consumo de energia da rede principal e o aumento da confiabilidade, entre outros ([CHIRADEJA, 2005](#)). Além disso, a GD oferece

uma alternativa mais ágil para atender à crescente demanda por eletricidade, em comparação com a construção de grandes usinas geradoras, como hidrelétricas, que demandam anos de desenvolvimento. No entanto, o aumento da penetração da GDFV também gera desafios técnicos para as redes de distribuição, como elevação de tensão, aumento das perdas e desbalanceamento de tensão (SARMIENTO *et al.*, 2016). Com isso, as distribuidoras enfrentam a necessidade de manter esses impactos dentro dos limites operacionais, garantindo conformidade com os padrões de qualidade regulatórios. Dessa forma, a difusão da GDFV acarreta desafios técnicos sob a perspectiva da distribuidora de energia elétrica, necessitando, em alguns casos, de investimentos em reforço e expansão da rede de distribuição. Nesse contexto, é de suma importância a análise desses impactos, a fim de se identificar um limite máximo de inserção no qual o sistema é capaz de operar de forma adequada, sem a ocorrência de problemas técnicos. Esse limite máximo de inserção da GD em um sistema elétrico é definido como capacidade de hospedagem (BOLLEN; HASSAN, 2011).

Na próxima seção, será apresentada uma revisão bibliográfica sobre estudos que abordam a capacidade de hospedagem da rede, tanto em relação à sua identificação quanto à aplicação de soluções para o seu aumento.

1.2 ESTADO DA ARTE

Nesta seção, são apresentados o conceito e os estudos relacionados à capacidade de hospedagem, e ainda, algumas soluções presentes na literatura voltadas sobretudo ao controle do nível das violações de tensões na rede.

A capacidade de hospedagem é comumente definida como a quantidade máxima de unidades de GD que podem ser integradas à rede elétrica sem comprometer seu desempenho, conforme estabelecido em (BOLLEN; HASSAN, 2011). Quando a penetração da GD excede esse limite, o desempenho do sistema torna-se inadequado.

Em (TORQUATO *et al.*, 2018), um estudo abrangente sobre a capacidade de hospedagem da rede elétrica foi conduzido, considerando violações de tensão, desequilíbrio de tensão e sobrecarga de condutores e transformadores. Para isso, foram simulados 50.000 sistemas reais de baixa tensão utilizando o método de Monte Carlo. Os resultados mostraram que a sobretensão

é o principal limitador da integração fotovoltaica (FV) na rede. Além disso, o desequilíbrio de tensão em sistemas trifásicos também foi identificado como um fator crítico para a redução da capacidade de hospedagem. No entanto, cabe destacar que neste estudo, as redes de média tensão (MT) não foram consideradas nas simulações computacionais. Com isso, os autores definiram as tensões nos transformadores de distribuição em 1 p.u., o que pode introduzir distorções nos resultados relacionados à capacidade de hospedagem.

O aumento da penetração de GDFV pode culminar em desafios técnicos significativos para as redes de distribuição, resultando em maiores custos de integração dos sistemas fotovoltaicos (SFVs) (SARMIENTO *et al.*, 2016). As soluções para enfrentar esses desafios são divididas em três categorias, a saber: as que envolvem a MT, aquelas que ocorrem na baixa tensão (BT), e também as que atuam na GD (ARSHAD; LEHTONEN, 2019). Em redes de MT, o comutador de tap sob carga (OLTC) é amplamente empregados para regular a tensão e, assim, aumentar a capacidade de hospedagem da GDFV. Entretanto, em redes de BT, as soluções mais comuns para mitigar problemas de variação de tensão incluem o recondutoramento e a alteração permanente do tap dos transformadores de distribuição (ARSHAD; LEHTONEN, 2019). No tocante à GD, sabe-se que é possível no sistema soluções que envolvem inversores inteligentes e sistemas de armazenamento de energia para aumentar a capacidade de hospedagem.

Em (ANDRADE *et al.*, 2021), foram avaliados os impactos de diferentes métodos de regulação de tensão no transformador OLTC em circuitos com alta penetração de microgeradores fotovoltaicos. Três métodos foram analisados: tensão de referência fixa, tensão de referência temporizada (baseada em zonas horárias), e compensação de queda de tensão (LDC). Estes métodos foram aplicados ao regulador de tensão de subestações de um sistema de distribuição real, utilizando-se o método de Monte Carlo para lidar com a incerteza da localização dos microgeradores e uma análise técnico-econômica para avaliar o desempenho de cada solução. Os resultados indicaram que todos os métodos foram eficazes na mitigação dos problemas de tensão, com destaque para a regulação temporizada, que demonstrou melhor desempenho. Neste estudo, os autores não efetuam o cálculo da capacidade de hospedagem para a identificação de quando se deve atuar na rede para evitar violações de tensões, dentre outros problemas. Em outras palavras, para cada nível de penetração avaliado, eles buscam i) aplicar soluções que visam resolver os problemas nas tensões, e ii) identificar os custos decorrentes destas ações. No

entanto, vale destacar que uma solução adotada para se resolver os problemas de tensão em um nível de penetração de 20%, por exemplo, pode ter um custo diferente daquela necessária para aumentar a capacidade de hospedagem, quando ela se manifesta em 13% de penetração.

Nas redes BT, o recondutoramento e a alteração permanente do tap dos transformadores de distribuição são as principais soluções para aumentar a capacidade de hospedagem. Em (ARSHAD; LEHTONEN, 2019) e (NAVARRO-ESPINOSA; OCHOA, 2015), ao comparar essas metodologias convencionais, foi observado que o recondutoramento apresenta melhor custo-benefício em baixos níveis de penetração de GDFV. Entretanto, para níveis de penetração acima de 60%, essa tendência se inverte. Embora o recondutoramento continue eficaz na mitigação de problemas de tensão, os custos associados tornam-se menos atrativos em comparação com outras soluções (HASHEMI; ØSTERGAARD, 2017). Em (AZIZ; KETJOY, 2017), é demonstrado que a alteração permanente do tap dos transformadores MT/BT pode não ser eficaz em altos níveis de penetração. É importante notar que os estudos mencionados, que implementam o recondutoramento e a alteração permanente do tap dos transformadores de distribuição para aumentar a capacidade de hospedagem, não realizam uma análise detalhada dos impactos técnicos e financeiros da integração de GDFV.

Em se tratando de soluções que atuam na GD, cabe mencionar que inversores inteligentes com controle volt-watt e volt-var e sistemas de armazenamento de energia podem ser empregados para aumentar a capacidade de hospedagem, conforme discutido em (NOUR *et al.*, 2020), (STETZ *et al.*, 2012) e (ALALAMAT, 2015). Contudo, o controle volt-watt pode resultar em cortes desiguais de potência ativa, especialmente em sistemas fotovoltaicos distantes da fonte de geração, levando a ineficiências e desigualdades entre os consumidores (LIU *et al.*, 2020). Além disso, (ALVES *et al.*, 2023) aponta que o controle volt-var apresenta limitações técnicas na correção de sobretensões, devido à alta relação R/X da rede de distribuição. Quanto ao emprego de sistemas de armazenamento, apesar de eficaz, ele ainda se caracteriza como inviável financeiramente (CAMARGOS *et al.*, 2021).

Diante deste cenário, o presente trabalho propõe e avalia duas soluções para aumentar a capacidade de hospedagem da rede elétrica. A primeira, aplicada à rede MT, consiste na redução da tensão de saída do alimentador (tensão de referência do OLTC) durante os picos de geração fotovoltaica. A segunda, implementada na rede BT, envolve o recondutoramento, substituindo

condutores por outros de menor impedância. Essas soluções foram selecionadas pelo seu alto potencial de mitigação de sobretensões causadas pela integração de GDFV. Soluções como a segmentação de redes e a realocação de instalações de minigeração não estão incluídas no escopo deste estudo, devido à complexidade atual de representá-las adequadamente, utilizando a BDGD disponibilizada pela ANEEL, em simulações computacionais no ambiente OpenDSS.

1.3 OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÃO

Este trabalho propõe uma metodologia técnico-econômica probabilística para avaliar com maior precisão o impacto da GDFV nas tensões, perdas técnicas e demanda de pico, considerando diferentes níveis de penetração e a aplicação de duas soluções para aumentar a capacidade de hospedagem: o recondutoramento e o aumento da tensão de saída do alimentador. Para isso, serão desenvolvidos algoritmos que permitam:

- Implementar modificações no modelo da rede para adequar os níveis de tensão às normas regulatórias;
- Identificar a capacidade de hospedagem; e
- Calcular os impactos técnicos e financeiros nos níveis de tensão, perdas técnicas e demanda de pico para cada nível de penetração avaliado, com e sem a aplicação de soluções para o aumento da capacidade de hospedagem.

Este estudo apresenta como principal contribuição a proposição de uma metodologia técnico-econômica probabilística para a avaliação precisa dos impactos da GDFV sobre parâmetros essenciais do sistema elétrico, como níveis de tensão, perdas técnicas e demanda de pico, que considera as mudanças necessárias na rede para que ela seja capaz de tolerar os níveis de penetração propostos. Duas soluções estratégicas para o aumento da capacidade de hospedagem das redes elétricas são empregadas, a saber: o recondutoramento e a elevação da tensão de saída dos alimentadores. Com isso, este estudo oferece uma abordagem robusta, mais precisa e inovadora para o planejamento e operação de redes elétricas, contribuindo para a integração mais eficiente de fontes de energia renovável, especialmente a GDFV, no contexto da transição energética.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO MANUSCRITO

O trabalho é organizado da seguinte forma:

- O Capítulo 2 apresenta a fundamentação teórica relacionada à modelagem dos SFVs, aos principais impactos da GDFV na rede de distribuição e ao conceito de capacidade de hospedagem;
- O Capítulo 3 detalha as metodologias para: 1) adequação dos níveis de tensão da rede às normas regulatórias; 2) cálculo da capacidade de hospedagem de GDFV; e 3) avaliação dos impactos técnicos e financeiros, considerando-se soluções para aumentar a capacidade de hospedagem;
- O Capítulo 4 descreve os resultados obtidos com a aplicação da metodologia proposta. Inicialmente, são apresentados os resultados da adequação dos níveis de tensão às normas regulatórias e dos impactos técnicos e financeiros da integração da GDFV, considerando duas soluções para o aumento da capacidade de hospedagem. Por fim, os casos são comparados quanto à monetização, permitindo identificar qual estratégia oferece maiores benefícios para as distribuidoras de energia; e
- O Capítulo 5 sintetiza as conclusões do estudo e sugere novas oportunidades a serem investigadas por trabalhos futuros.

CAPÍTULO 2

FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O presente capítulo tem como objetivo principal apresentar os conceitos necessários para calcular os impactos técnicos e financeiros decorrentes da integração de GDFV na rede, e ainda, a identificação da capacidade de hospedagem. Diante disso, o capítulo é organizado da seguinte forma:

A seção 2.2 apresenta a fundamentação teórica referente ao dimensionamento e à modelagem de GDFV.

A seção 2.3 aprofunda os conceitos de nível de penetração de GDFV e do método de Monte Carlo, os quais são necessários para a compreensão da metodologia proposta;

A seção 2.4 aborda parâmetros técnicos da rede de distribuição, a saber: níveis de tensão, demanda de pico e perdas técnicas;

A seção 2.5 exhibe os conceitos teóricos relacionados à capacidade de hospedagem de GDFV em um alimentador.

Por fim, a seção 2.6 sintetiza as principais informações descritas no capítulo.

2.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Os sistemas fotovoltaicos consistem em instalações projetadas para gerar eletricidade por meio da conversão da energia solar em energia elétrica. Esse processo ocorre por meio das células fotovoltaicas, dispositivos semicondutores que convertem diretamente a luz solar em eletricidade. A energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos é amplamente reconhecida como uma das formas mais limpas e sustentáveis de geração de energia, uma vez que não há emissão de poluentes durante sua operação e utilizam uma fonte de energia abundante e renovável: o

sol.

Esses sistemas podem ser classificados em duas modalidades principais: Geração Centralizada (GC) e Geração Distribuída (GD). A GC envolve grandes usinas conectadas à rede básica, normalmente, localizadas distantes dos centros de carga e com alta capacidade de geração, acima de 3 MW para sistemas fotovoltaicos (ANEEL, 2021d).

Por outro lado, a GD refere-se a sistemas de menor porte, que estão diretamente conectados à rede de distribuição e são geograficamente distribuídos, posicionados próximos aos centros de carga. A GD subdivide-se em microgeração distribuída, com potência instalada menor ou igual a 75 kW, e minigeração distribuída, com potência instalada superior a 75 kW e até 3 MW (ANEEL, 2021d).

2.2.1 Dimensionamento da Potência Instalada de GDFV

Nesta seção, são apresentados os procedimentos adotados pelos autores de estudos existentes na literatura para o dimensionamento dos SFVs.

A potência de uma GDFV está diretamente relacionada à radiação solar incidente sobre os painéis fotovoltaicos. Para entender melhor como ocorre a conversão da radiação solar em energia elétrica, é essencial definir os conceitos de irradiância e horas de sol pleno (HSP), que são fundamentais no cálculo da potência instalada de uma GDFV.

A irradiância refere-se à potência da radiação solar sobre uma determinada área de incidência. Na literatura, alguns autores utilizam um valor típico de irradiância na superfície terrestre, com a constante k estabelecida em $1kWm^{-2}$ (STECANELLA *et al.*, 2020).

O conceito de HSP é uma interpretação da energia solar recebida em uma área específica. Ao integrar a curva de irradiância ao longo de um dia, obtém-se a quantidade total de energia irradiada na superfície. As horas de sol pleno representam o tempo necessário para atingir essa mesma energia, considerando uma irradiância constante de $1kWm^{-2}$ (STECANELLA *et al.*, 2020).

É importante considerar as perdas elétricas inerentes ao processo de geração fotovoltaica ao dimensionar a potência instalada. Essas perdas podem ocorrer no inversor, nos cabos CC

e AC, devido a sombreamento, variações da temperatura e da irradiação solar. Todos esses aspectos podem ser agrupados em um único fator conhecido como *Performance Ratio* (PR). Essa métrica é utilizada para avaliar a eficiência da GDFV na conversão da radiação solar incidente sobre os painéis em energia elétrica pronta para o consumo. Esta taxa independe da orientação e da inclinação dos painéis (CARVALHO, 2021).

Dessa maneira, a equação 2.1 define a potência instalada de uma GDFV necessária para compensar o consumo médio de uma UC enquadrada na modalidade de autoconsumo local (CARVALHO, 2021).

$$P_{SFV} = \frac{E \times k}{HSP \times PR} [kW] \quad (2.1)$$

em que:

- P_{SFV} : Potência instalada do SFV da UC $[kW]$;
- E : Consumo médio diário de uma UC $[\frac{kWh}{dia}]$;
- k : Pico da irradiância típico na superfície terrestre $[\frac{kW}{m^2}]$;
- HSP : Horas de Sol Pleno $[\frac{kW}{m^2 dia}]$;
- PR : *Performance Ratio* [adimensional].

2.2.2 Modelagem dos Sistemas Fotovoltaicos

Para uma representação precisa de GDFVs, faz-se necessário empregar modelos de módulos fotovoltaicos e inversores que considerem a variabilidade de parâmetros que impactam a potência de geração. Isso inclui a consideração dos valores instantâneos de irradiância, a temperatura do painel fotovoltaico e a eficiência dos componentes. Uma possível modelagem para esse tipo de sistema é dada pela Figura 2.1.

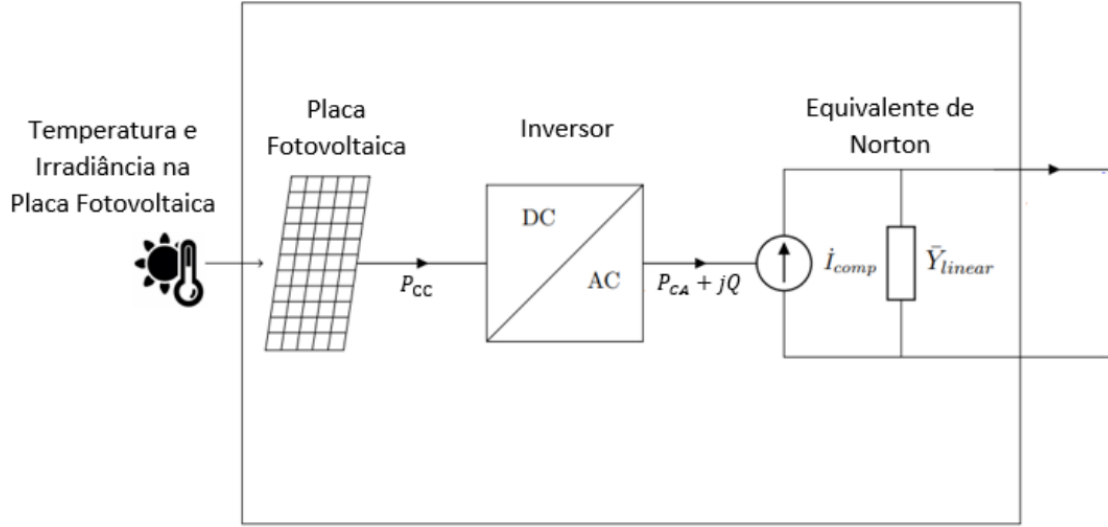


Figura 2.1. Ilustração do modelo de GDFV (RADATZ *et al.*, 2020).

É importante destacar que a temperatura de operação do módulo fotovoltaico não é necessariamente a mesma que a temperatura ambiente. Deve-se considerar também outras variáveis climáticas como a temperatura ambiente, a irradiação incidente na placa e a velocidade do vento (NETO, 2017).

No trabalho desenvolvido por (TAMIZHMANI *et al.*, 2003), os autores realizaram um estudo contendo diferentes tecnologias de módulos fotovoltaicos, dentre elas: silício monocristalino, amorfo e policristalino. Os autores empregaram um modelo de redes neurais para determinar quatro coeficientes que permitem a estimação da temperatura dos módulos fotovoltaicos com base em medições reais da temperatura ambiente, irradiação e velocidade do vento. Com base nos dados coletados de SFVs durante dois anos, foi possível realizar a modelagem utilizando-se estas informações. Dessa forma, é possível obter a temperatura do SFV por meio da equação 2.2, a qual foi proposta e validada por (TAMIZHMANI *et al.*, 2003).

$$T_{M_{FV}}(t) = k_t \times T_{ambiente}(t) + k_I \times I_r(t) - k_v \times v_{vento}(t) + c[^\circ C] \quad (2.2)$$

em que:

- $T_{M_{FV}}(t)$: Temperatura do módulo fotovoltaico [$^\circ C$];
- $T_{ambiente}(t)$: Temperatura ambiente [$^\circ C$];

- $I_r(t)$: Irradiância $[\frac{W}{m^2}]$;
- $v_{vento}(t)$: Velocidade do vento $[\frac{m}{s}]$;
- k_t : Coeficiente de temperatura ambiente [adimensional];
- k_I : Coeficiente de irradiância $[^{\circ}C \cdot \frac{m^2}{W}]$;
- k_v : Coeficiente de velocidade do vento $[^{\circ}C \cdot \frac{s}{m}]$;
- c : Constante de temperatura $[^{\circ}C]$;

Os valores dos coeficientes utilizados para determinação da temperatura do módulo fotovoltaico são: $k_t = 0,94$, $k_I = 0,03 \text{ } ^{\circ}C \cdot m^2/W$, $k_v = -1,53 \text{ } ^{\circ}C \cdot s/m$ e $c = 4,33 \text{ } ^{\circ}C$ (TAMIZHMANI *et al.*, 2003).

A partir desses modelos, é possível obter a potência gerada pelos módulos fotovoltaicos em CC por meio da equação 2.3, e é possível determinar as potências ativa e reativa de saída do inversor em CA conforme equações 2.4 e 2.5.

$$P_{CC}(t) = P_{GDFV} \times I_r \times \eta_T(T_{GDFV}(t)) [kW] \quad (2.3)$$

$$P_{CA}(t) = P_{CC}(t) \times \eta_{Inversor}(P_{CC}(t)) [kW] \quad (2.4)$$

$$Q_{CA}(t) = P_{CA}(t) \times \frac{\sqrt{1 - FP^2}}{FP} [kVAr] \quad (2.5)$$

em que:

- $P_{CC}(t)$: Potência gerada em CC pela GDFV para o instante de tempo t [kW];
- P_{GDFV} : Potência instalada máxima da GDFV [kW];
- I_r : Irradiância incidente no módulo fotovoltaico relativa ao valor típico de pico de irradiância para o instante de tempo t [p.u.];
- $\eta_T(T_{GDFV}(t))$: Rendimento do módulo fotovoltaico para dada temperatura ($T_{GDFV}(t)$) para o instante de tempo t [adimensional];

- $P_{CA}(t)$: Potência ativa de saída do inversor em CA para o instante de tempo t [kW];
- $\eta_{Inversor}(P_{CC}(t))$: Rendimento da conversão CC-CA do inversor em função da potência de entrada $P_{CC}(t)$ no instante de tempo t [adimensional];
- $Q_{CA}(t)$: Potência reativa de saída do inversor em CA para o instante de tempo t [kV Ar];
- FP : Fator de potência do inversor [adimensional].

2.3 CONCEITOS BÁSICOS UTILIZADOS NA METODOLOGIA PROPOSTA

Antes de se apresentar os parâmetros técnicos da rede de distribuição e os conceitos teóricos relacionados à capacidade de hospedagem, faz-se necessário exibir os conceitos adotados para i) níveis de penetração e ii) simulações de Monte Carlo. Eles são definidos de acordo com o proposto em (STECANELLA *et al.*, 2020).

2.3.1 Níveis de penetração

A quantidade de GDFV inserida em um alimentador é comumente medida pelo nível de penetração. Neste trabalho, o nível de penetração é definido como a razão entre a potência total instalada de GDFV para determinado cenário da simulação e a potência máxima instalada de GDFV do alimentador em análise, obtida por meio da equação 2.6.

$$P_{max} = \sum_{i=1}^{N_{UCs}} P_{max_i} [kW] \quad (2.6)$$

em que:

- P_{max} : Potência máxima instalada de GDFV para o alimentador analisado [kW];
- P_{max_i} : Potência máxima instalada do GDFV da UC i [kW];
- N_{UCs} : Número total de UCs do alimentador analisado.

Uma vez definida a potência máxima de GDFV a ser instalada no alimentador, selecionam-se UCs aleatoriamente para atingir o valor desejado de potência instalada de GDFV para o

nível de penetração adotado. Portanto, a potência instalada de GDFV no alimentador para cada nível de penetração é expressa pela equação 2.7.

$$pen = \frac{P_{pen}}{P_{max}} \times 100 \text{ [\%]} \quad (2.7)$$

em que:

- pen : Nível de penetração de GDFV [%];
- P_{pen} : Potência instalada do GDFV para o nível de penetração pen [kW];
- P_{max} : Potência máxima instalada de GDFV para o alimentador analisado [kW].

2.3.2 Método de Monte Carlo

O Método de Monte Carlo é um algoritmo computacional que utiliza amostragens aleatórias para estimar a probabilidade de diferentes resultados. Neste trabalho, ele foi empregado para avaliar os impactos técnicos da integração de GDFV na rede de distribuição, considerando tanto a sazonalidade ao longo do ano quanto a aleatoriedade no posicionamento das GDFVs.

A abordagem consiste em realizar um grande número de simulações, cada uma representando um cenário com diferentes configurações de entrada, como o posicionamento das GDFVs e os dias simulados. Ao realizar essas simulações, é possível calcular a probabilidade de ocorrência de diferentes cenários.

2.4 PARÂMETROS DA REDE

A seguir, serão apresentados os três parâmetros da rede de distribuição a serem analisados neste trabalho.

2.4.1 Níveis de Tensão

Entre os parâmetros relacionados à qualidade do fornecimento de energia elétrica, o nível de tensão se destaca. Para garantir o funcionamento adequado de um equipamento elétrico, ele

deve estar conectado a uma rede com nível de tensão conforme as especificações do fabricante. Quando a tensão na rede excede os limites recomendados, há risco de danos aos equipamentos dos consumidores. Por outro lado, quando a tensão está abaixo dos limites recomendados, pode haver problemas de desempenho e até interrupção no funcionamento dos equipamentos.

Com o objetivo de manter os níveis de tensão em faixas adequadas e garantir o controle da qualidade do fornecimento de energia elétrica aos consumidores, a ANEEL detalha nos procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional (PRODIST) como são realizadas as medidas referentes aos níveis de tensão, além de estabelecer uma faixa de operação adequada (ANEEL, 2021c). A Figura 2.2 apresenta as faixas de tensão determinadas pela ANEEL.

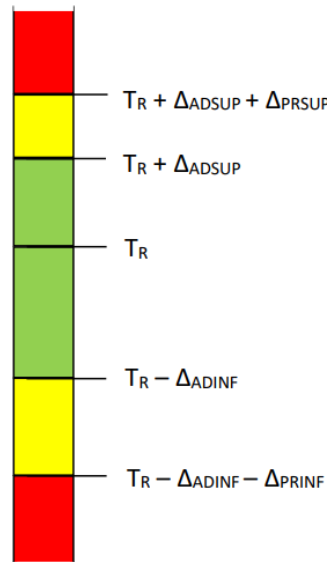


Figura 2.2. Faixas de tensão estabelecidas pela ANEEL (ANEEL, 2021c).

Na Figura 2.2, três faixas de cores são visíveis: verde, amarelo e vermelho. A faixa verde indica tensões adequadas, a amarela representa tensões precárias e a vermelha corresponde a tensões críticas. Os limites de cada faixa são determinados com base no tipo de fornecimento.

No âmbito da regulação da qualidade do fornecimento de energia elétrica, a ANEEL calcula periodicamente os indicadores de conformidade de tensão para cada unidade consumidora (UC) sorteada na área de concessão de cada distribuidora (ANEEL, 2021c). Esses indicadores são baseados em 1.008 leituras da tensão em regime permanente, realizadas em intervalos consecutivos de 10 minutos, totalizando 168 horas.

As equações 2.8 e 2.9 apresentam os indicadores, Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária (DRP) e Duração Relativa da Transgressão Crítica (DRC), que quantificam a duração relativa em que as tensões de leitura se mantiveram fora dos limites estabelecidos pela ANEEL para cada UC.

$$DRP = \frac{nlp}{1008}[\%] \quad (2.8)$$

$$DRC = \frac{nlc}{1008}[\%] \quad (2.9)$$

em que:

- nlc : Maior valor entre o número de leituras situadas na faixa crítica de cada fase medida;
- nlp : Maior valor entre o número de leituras situadas na faixa crítica de cada fase medida;

A ANEEL estabelece um limite de 3% para o DRP e de 0,5% para o DRC . Caso os indicadores ultrapassem esses valores, a distribuidora deve compensar os titulares das UCs afetadas. O cálculo dessa compensação é dado pela equação 2.10, conforme (ANEEL, 2021c).

$$comp_{tensao} = \left[\left(\frac{DRP - DRP_{limite}}{100} \right) \times k_1 + \left(\frac{DRC - DRC_{limite}}{100} \right) \times k_2 \right] \times EUSD[R\$] \quad (2.10)$$

em que:

- $comp_{tensao}$: Compensação financeira repassada ao titular da UC [R\$];
- DRP_{limite} : Limite de tolerância da Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária que equivale a 3%;
- DRC_{limite} : Limite de tolerância da Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica que equivale a 0, 5%;
- $k_1 = 0$, caso $DRP \leq DRP_{limite}$;
- $k_1 = 3$, caso $DRP > DRP_{limite}$;

- $k_2 = 0$, caso $DRC \leq DRC_{limite}$;
- $k_2 = 7$, para consumidores atendidos em Baixa Tensão, caso $DRC > DRC_{limite}$;
- $k_2 = 5$, para consumidores atendidos em Média Tensão, caso $DRC > DRC_{limite}$;
- $k_2 = 3$, para consumidores atendidos em Alta Tensão, caso $DRC > DRC_{limite}$;
- $EU\$D$: Encargo de Uso do Sistema de Distribuição [R\$].

Com os valores de DRP e DRC de cada UC, é possível calcular os indicadores coletivos da distribuidora, representados por DRP_E e DRC_E , conforme as equações 2.11 e 2.12.

$$DRP_E = \sum_{i=1}^{N_{UC_s}} \frac{DRP_i}{N_{UC_s}} [\%] \quad (2.11)$$

$$DRC_E = \sum_{i=1}^{N_{UC_s}} \frac{DRC_i}{N_{UC_s}} [\%] \quad (2.12)$$

em que:

- DRP_i : Duração Relativa de Transgressão de Tensão Precária da UC i [%];
- DRC_i : Duração Relativa de Transgressão de Tensão Crítica da UC i [%];
- DRP_E : : Duração Relativa de Transgressão de Tensão Precária Equivalente [%];
- DRC_E : Duração Relativa de Transgressão de Tensão Crítica Equivalente [%];
- N_{UC_s} : : Número total UC_s objeto de medição;

A integração de GDFVs nos alimentadores da rede de distribuição provoca variação nos níveis de tensão em pontos específicos do alimentador onde estão conectadas (STECANELLA *et al.*, 2020). Essas variações resultam do desequilíbrio entre a geração e o consumo, podendo resultar tanto em elevações quanto em quedas de tensão. Quando a demanda excede a geração de energia proveniente da GDFV, a tendência é que a tensão diminua nos pontos de conexão, devido ao aumento do fluxo de corrente pelo sistema, ocasionando uma maior queda de tensão. Por outro lado, se a geração for maior que a demanda, a injeção de energia na rede proveniente

das GDFVs ocasiona uma elevação dos níveis de tensão na região dos pontos de conexão. É importante ressaltar que os impactos causados por essas variações dependem da localização das GDFVs, da configuração da rede e das cargas conectadas (ADEFARATI; BANSAL, 2016).

2.4.2 Perdas Técnicas

As perdas técnicas em sistemas elétricos estão associadas aos processos inerentes de geração, transmissão e distribuição de energia, resultando em dissipação inevitável de parte da energia ao longo dessas etapas. No entanto, apesar de inevitáveis, essas perdas devem ser minimizadas para melhorar a eficiência do sistema (ANEEL, 2024). A Figura 2.3 expõe um exemplo do cálculo das perdas no setor elétrico, desde a geração até a entrega da energia aos consumidores finais.

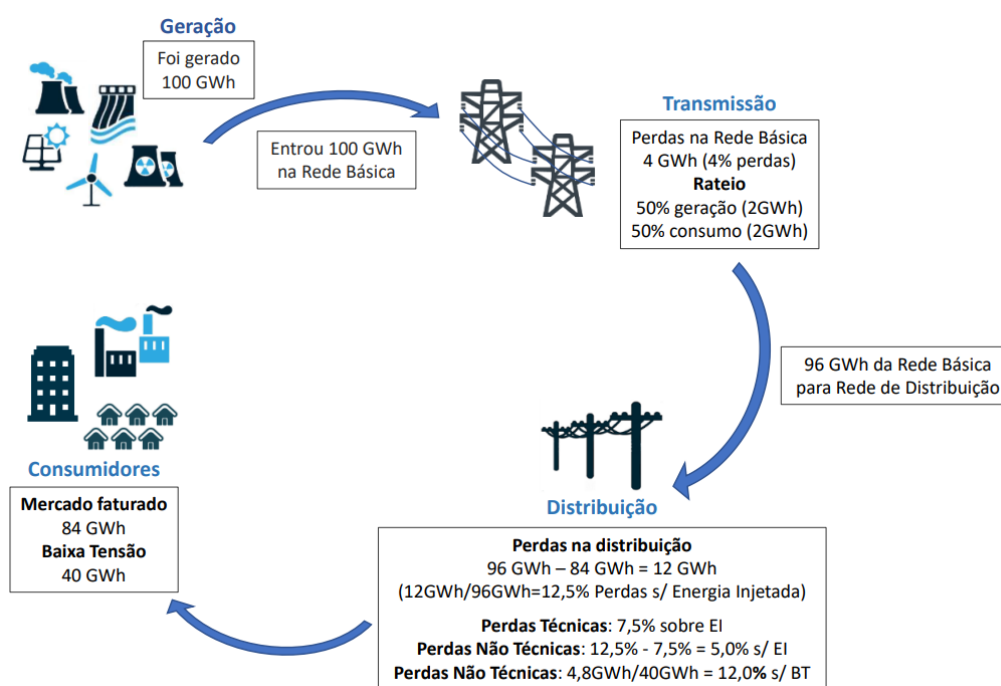


Figura 2.3. Demonstração das perdas técnicas em um sistema de distribuição elétrica (ANEEL, 2024)

O processo inicia-se na geração, onde a energia é convertida e, em seguida, transmitida por longas distâncias através de linhas de transmissão. Nesse percurso, ocorrem perdas de energia devido ao efeito Joule, reduzindo a energia disponível ao final da transmissão. Na etapa de distribuição, a energia é entregue às Unidades Consumidoras e faturada pelas concessionárias. Nessa fase, distinguem-se dois tipos de perdas elétricas: técnicas e não técnicas.

As perdas não técnicas ocorrem principalmente devido a fraudes, adulterações nos medidores, erros de medição e faturamento, ou consumidores sem medição adequada. Este trabalho não abrange o estudo das perdas não técnicas, pois estas não têm relação direta com a integração de GDFV no sistema.

Por outro lado, as perdas técnicas estão diretamente relacionadas à integração de tecnologias que impactam a carga e a geração na rede. Elas se dividem em perdas constantes e variáveis. As perdas constantes são causadas por fenômenos como histerese magnética e correntes parasitas em transformadores, e são determinadas pelas características construtivas desses equipamentos, sendo pouco influenciadas pela carga. Já as perdas variáveis estão ligadas à corrente elétrica que circula no sistema, com a potência dissipada nos condutores sendo proporcional ao quadrado da corrente elétrica, conforme a equação 2.13.

$$P_L = R \times I^2 [W] \quad (2.13)$$

em que:

- P_L : Potência dissipada em condutores [W];
- R : Resistência do condutor [Ω];
- I : Corrente elétrica que flui pelo condutor [A].

Embora as perdas técnicas sejam inerentes ao sistema elétrico, elas são um indicador da eficiência do sistema no transporte de energia. Quanto menores forem essas perdas para uma mesma demanda, maior será a eficiência do sistema. Em 2023, as perdas técnicas nos sistemas de distribuição representaram 7,4% da energia injetada na rede brasileira ([ANEEL, 2024](#)).

A inserção de sistemas fotovoltaicos (SFVs) na rede de distribuição pode reduzir as perdas técnicas ([USMAN *et al.*, 2017](#)). A injeção de potência diretamente no ponto de consumo por esses recursos distribuídos reduz a necessidade de transporte de corrente elétrica por longas distâncias através das linhas e transformadores. No entanto, essa redução depende da localização, configuração da rede, operação e características das cargas. Se o tamanho e o posicionamento do SFV forem inadequados, podem ocorrer perdas adicionais de energia e sobrecarga nos alimentadores ([STECANELLA *et al.*, 2020](#)).

2.4.3 Demanda de Pico

Dentro de uma rede de distribuição, estão dispostos diversos alimentadores que têm como objetivo fornecer energia elétrica para as diferentes UCs que a ele estão conectadas. Cada alimentador deve suprir a demanda de uma região específica da área de distribuição. Uma abordagem para compreender o perfil de demanda energética de um alimentador é por meio da análise da curva de carga, que é a representação gráfica da variação da demanda fornecida pelo alimentador ao longo do tempo. A curva de carga de cada consumidor é influenciada por diversos fatores, como os padrões de consumo diários e sazonais, atividades industriais e comerciais, condições meteorológicas, entre outros.

A demanda de pico representa o maior valor de potência exigido pelos consumidores. A Figura 2.4 exibe um exemplo de curva de demanda horária registrada no ano de 2023 pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) (ONS, 2024).

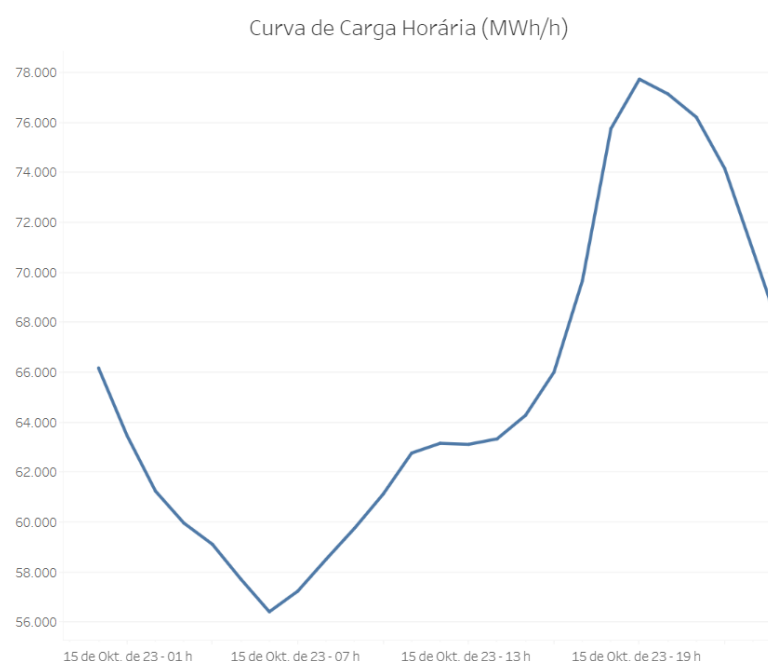


Figura 2.4. Exemplo de curva de demanda média no dia 15/08/2023 (ONS, 2024).

Como pode ser observado pela Figura 2.4, a curva de demanda registrada apresenta um comportamento médio crescente das 7 horas até por volta das 19 horas, momento em que atinge seu pico. Após esse horário, a curva começa a decrescer. Esse comportamento é esperado, pois a potência elétrica fornecida pelo sistema concentra-se no final da tarde e início da noite, período em que as pessoas retornam para casa, utilizam chuveiros elétricos, eletrodomésticos e ligam a

iluminação.

Altos valores de demanda resultam em maiores correntes fluindo pelo sistema, o que, por sua vez, implica em maiores perdas técnicas. Além disso, o aumento da demanda exige novos investimentos para adequar a capacidade de fornecimento do alimentador.

A integração de SFVs na rede de distribuição permite que a energia gerada seja consumida pelas UCs próximas à geração, resultando na redução da capacidade máxima necessária para atender à demanda de pico (VIEIRA, 2017). No entanto, frequentemente, o período de pico da geração fotovoltaica não coincide com o período de pico da demanda, resultando na injeção de excesso de potência gerada na rede. Isso pode causar problemas como elevação da tensão e aumento das perdas técnicas.

2.5 CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM

Com o objetivo de quantificar o impacto do aumento da penetração de GD na rede de distribuição, o conceito de capacidade de hospedagem tem sido amplamente utilizado. A CH é definida como a máxima penetração de potência de uma GD para a qual o sistema ainda opera de forma adequada (BOLLEN; HÄGER, 2005). No entanto, a CH não representa um limite fixo para a quantidade de GDFV que pode ser adicionada à rede de distribuição, mas um resultado dinâmico dependente da inserção de GD e de melhorias na infraestrutura ao longo de um período (NREL, 2020).

A fim de minimizar os impactos potenciais da GDFV na rede de distribuição, torna-se fundamental avaliar antecipadamente a capacidade da rede de acomodar esses sistemas, evitando assim a violação de limites operacionais (níveis de tensão, desequilíbrio de tensão, sobrecarga dos transformadores e capacidade térmica dos condutores).

A Figura 2.5 (ALMEIDA *et al.*, 2024) ilustra o conceito de CH, demonstrando que, à medida que a penetração de GDFV aumenta, o parâmetro analisado se aproxima do valor limite até atingir a CH. Contudo, com a implementação de melhorias no sistema, é possível ampliar essa capacidade, permitindo que a rede acomode um nível maior de GDFV.

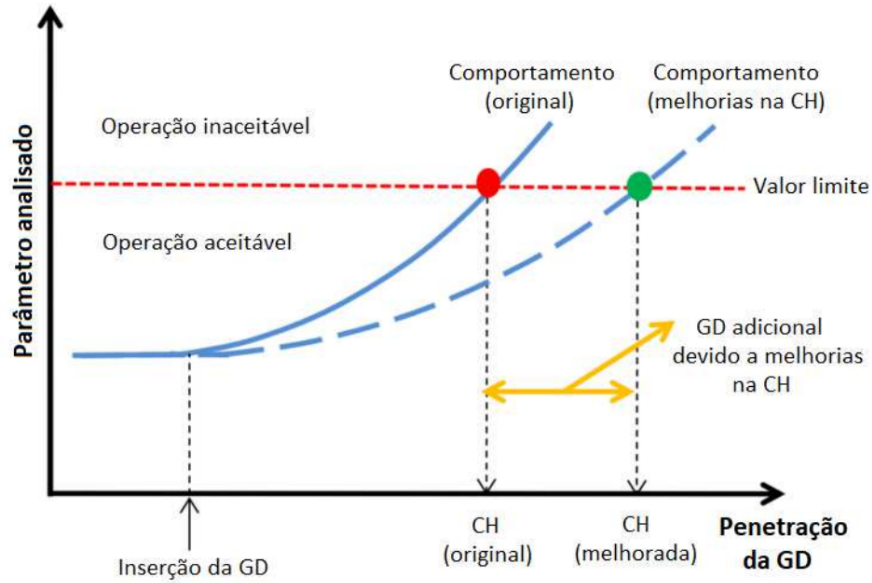


Figura 2.5. Capacidade de hospedagem (ALMEIDA *et al.*, 2024).

2.5.1 Níveis de Tensão

A capacidade de hospedagem de GDFV em redes elétricas é limitada, entre outros fatores, pelos níveis de tensão permitidos na rede. Quando a potência gerada por uma GD supera a demanda da carga local, o excedente de energia é injetado na rede, o que pode resultar em um aumento de tensão no ponto de conexão da GD. Esse fenômeno é particularmente notável em redes de distribuição com baixa demanda e longos alimentadores, onde o impacto da injeção de potência pode ser significativo (BRAGA, 2019).

Neste cenário, a capacidade de hospedagem é definida como o nível máximo de geração que uma rede pode suportar sem que ocorra uma violação dos limites de tensão estabelecidos (BOLLEN; HÄGER, 2005). Esse limite é alcançado quando os SFVs provocam um aumento de tensão que atinge o limite superior permitido, conforme definido pela ANEEL no Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2021c) e descrito na Seção 2.4.1.

O nível de carregamento da rede é outro aspecto crucial na análise dos impactos de sobretensão. Em redes com baixa demanda e alta penetração de GD, especialmente quando os geradores estão localizados próximos ao final dos alimentadores, o risco de sobretensão é maior (SEGUIN *et al.*, 2016). Além disso, a gravidade do aumento de tensão depende de fatores como a topologia da rede, a distância dos pontos de geração em relação à subestação, e a presença de equipamentos de compensação de reativos, como bancos de capacitores e reguladores de tensão.

2.5.2 Sobrecarga do Transformador e Capacidade Térmica do Condutor

A capacidade de integração da GDFV em um alimentador pode ser restringida pela sobrecarga de transformadores e pela capacidade térmica dos condutores. Estes componentes possuem limites térmicos bem definidos, os quais, quando ultrapassados, comprometem o tempo de vida útil, a resistência térmica e a confiabilidade do sistema elétrico (KHANAL, 2018).

Os transformadores desempenham um papel essencial na regulação e transferência de energia entre diferentes níveis de tensão no sistema elétrico. Sua classificação nominal estabelece a corrente máxima que pode ser conduzida sem afetar sua operação. O fenômeno de sobrecarga ocorre quando a corrente que passa pelo transformador excede essa capacidade nominal (KHANAL, 2018).

Já a capacidade térmica dos condutores define o limite superior de corrente que pode ser transportada antes que a temperatura do condutor alcance níveis críticos que possam causar degradação ou falhas no sistema. A capacidade de condução de corrente dos condutores é influenciada por uma série de fatores, como a seção transversal, a disposição, o material, a temperatura ambiente, entre outros. Condutores com maior seção transversal ou fabricados com materiais de alta condutividade elétrica apresentam maior capacidade térmica, enquanto condutores de menor dimensão ou materiais menos eficientes têm limitações térmicas mais severas (KHANAL, 2018).

2.5.3 Desequilíbrio de tensão

O desequilíbrio de tensão é uma condição que pode limitar a capacidade de hospedagem de GDFV de um alimentador. Este fenômeno é caracterizado pela divergência nas magnitudes de tensão entre as fases de um sistema trifásico. O desequilíbrio pode ser exacerbado pela inserção de sistemas fotovoltaicos, especialmente quando esses sistemas são conectados de forma monofásica ou bifásica. A presença de sistemas fotovoltaicos pode, em alguns casos, aumentar a tensão apenas na fase de conexão do inversor (CAMPOS *et al.*, 2019).

Porém, a inserção de sistemas fotovoltaicos pode também ter um efeito benéfico em certas situações. Quando um sistema fotovoltaico é conectado a uma fase com subtensão, o incremento

de tensão gerado pela GD pode ajudar a equilibrar a tensão nas diferentes fases, melhorando o desequilíbrio no barramento (PALUDO, 2014).

Entretanto há casos em que a utilização dos inversores solares atenua o desequilíbrio de tensão do sistema, como citado em (PALUDO, 2014). Se houver um caso de subtensão em determinada fase do barramento e a GDFV for conectada ao mesmo, o incremento de tensão fará com que a magnitude desta fase se aproxime das demais, melhorando o desbalanço de tensão da barra.

Para sistemas fotovoltaicos trifásicos, espera-se que a geração tenha um impacto mínimo no desequilíbrio de tensão, uma vez que os inversores trifásicos são projetados para proporcionar um aumento uniforme da tensão em todas as fases, agindo como uma fonte balanceada (CAMPOS *et al.*, 2019).

O desequilíbrio é medido através do fator de desequilíbrio (VUF), o qual é a razão entre a magnitude da tensão eficaz de sequência negativa e a tensão eficaz de sequência positiva, conforme demonstrado nas equações 2.14 e 2.15.

$$\begin{bmatrix} V_0 \\ V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{ab} \\ V_{bc} \\ V_{ca} \end{bmatrix} \quad (2.14)$$

$$VUF = \frac{V_2}{V_1} \times 100(\%) \quad (2.15)$$

em que:

- V_0 : tensão de componentes de sequência zero [V];
- V_1 : tensão de componentes de sequência positiva [V];
- V_2 : tensão de componentes de sequência negativa [V];
- α : operador rotacional;
- V_{ab}, V_{bc}, V_{ca} : tensões de linha das três fases [V];
- VUF : desequilíbrio de tensão no barramento [%].

2.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo descreveu os fundamentos matemáticos e físicos relacionados à modelagem dos SFVs. Além disso, foram apresentados os conceitos de níveis de penetração, método de Monte Carlo, e as variáveis da rede, como níveis de tensão, perdas técnicas e demanda de pico. Por fim, apresentou-se o conceito de capacidade de hospedagem.

CAPÍTULO 3

METODOLOGIA

3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Este capítulo apresenta a metodologia proposta neste estudo para identificar os impactos técnicos e financeiros da inserção de GDFV com soluções para o aumento da capacidade de hospedagem.

Para isso, o capítulo está dividido da seguinte forma:

A seção 3.2 apresenta uma visão geral da metodologia proposta e de seus principais aspectos.

A seção 3.3 detalha os materiais empregados na execução deste estudo.

A seção 3.4 apresenta a metodologia para adequação dos níveis de tensão da rede às normas regulatórias.

A seção 3.5 aborda o método para calcular a capacidade de hospedagem de GDFV.

A seção 3.6 descreve a metodologia para identificar os impactos técnicos da integração de GDFV com soluções para o aumento da capacidade de hospedagem.

A seção 3.7 descreve o procedimento utilizado para monetizar os impactos técnicos.

Por fim, a seção 3.8 sintetiza as informações abordadas no capítulo.

3.2 VISÃO GERAL

Parte da metodologia desenvolvida neste trabalho foi fundamentada em (STECANELLA *et al.*, 2020). Para atender ao objetivo deste estudo, foram necessárias adaptações na metodologia proposta por (STECANELLA *et al.*, 2020) com o intuito de considerar soluções para o aumento da capacidade de hospedagem.

O diagrama da metodologia utilizada para o cálculo dos impactos técnicos e financeiros da

integração de GDFV com soluções para o aumento da capacidade de hospedagem é apresentado na Figura 3.1.

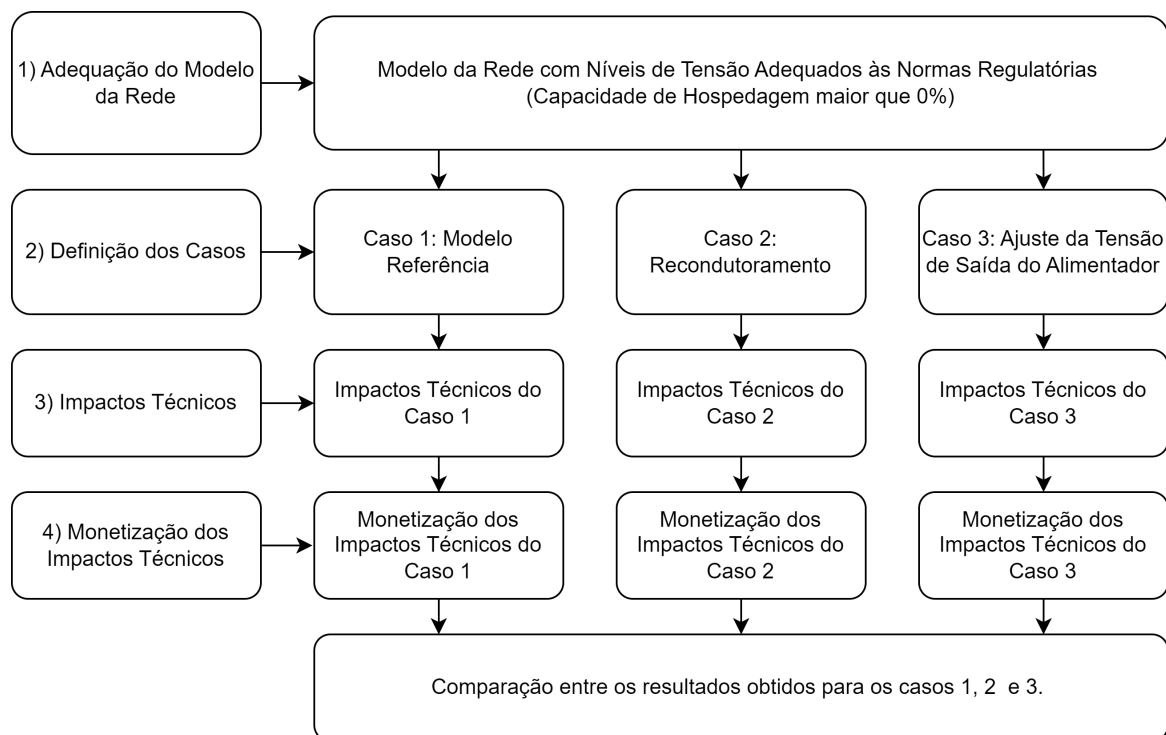


Figura 3.1. Diagrama para identificação dos impactos técnicos e financeiros da integração de GDFV com e sem soluções para o aumento da capacidade de hospedagem

Para se realizar um estudo preciso dos impactos técnicos decorrentes da integração de GDFV na rede, é importante observar inicialmente se as tensões em regime permanente, oriundas da execução do fluxo de potência, estão em conformidade com os padrões estabelecidos pela ANEEL (ANEEL, 2021c). Obviamente, nem todas as barras terão tensões adequadas, como acontece na prática, mas se nas simulações são detectados valores significantemente discrepantes, isso é um sinônimo da necessidade de ajustes. Por esta razão, na primeira etapa deste estudo é definido o modelo da rede que será utilizado nas análises. Caso tal modelo, elaborado com base nas informações da BDGD e nos parâmetros regulatórios estabelecidos no Módulo 7 do PRODIST para o cálculo de perdas técnicas, apresente níveis de tensão inadequados às normas regulatórias, são implementadas modificações no modelo dos transformadores visando-se garantir que a capacidade de hospedagem de GDFV seja superior a 0% (ANEEL, 2021b).

Na segunda etapa da metodologia, define-se o caso a ser analisado, a saber:

- **Caso 1:** Neste cenário, não são empregadas soluções para aumentar a capacidade de hospedagem quando um limite técnico é atingido. Os resultados deste caso servirão como

referência para a análise comparativa dos efeitos das soluções adotadas para aumentar a capacidade de hospedagem de GDFV.

- Caso 2: Nesta análise, será implementada a solução de recondutoramento nos condutores identificados entre as unidades consumidoras (UCs) que apresentam transgressões dos limites de tensão e os transformadores de distribuição, com o objetivo de aumentar a capacidade de hospedagem de GDFV.
- Caso 3: Neste cenário, será realizado o ajuste da tensão de saída do alimentador durante o período de 10h às 16h (pico da geração fotovoltaica), com o intuito de reduzir a ocorrência de sobretensões resultantes do aumento da penetração de GDFV na rede.

Na terceira etapa, são determinados os impactos técnicos associados à variação na demanda de pico, nas perdas técnicas e nos níveis de tensão decorrentes da integração de GDFV na rede. A metodologia de Monte Carlo é empregada para contemplar o comportamento estocástico das grandezas irradiância solar, temperatura do ambiente e posição do sistema fotovoltaico.

Na quarta etapa, realiza-se a monetização dos impactos técnicos identificados na etapa anterior. Este processo converte os impactos calculados nos níveis de tensão, nas perdas técnicas e na demanda de pico em valores monetários. Os valores monetizados são trazidos a valor presente e somados para representar os impactos financeiros do ponto de vista da distribuidora. Por fim, é realizada uma avaliação comparativa dos impactos técnicos e financeiros dos casos analisados.

3.3 MATERIAIS EMPREGADOS

Os materiais utilizados neste trabalho seguem os mesmos princípios adotados em (STECANELLA *et al.*, 2020). Além disso, é importante reforçar que o modelo do alimentador utilizado neste estudo foi desenvolvido com base nas informações da BDGD e considera os parâmetros regulatórios estabelecidos no Módulo 7 do PRODIST para o cálculo de perdas técnicas (ANEEL, 2021b). Algumas informações desse procedimento serão descritas nesta seção. Para garantir a compreensão dos materiais utilizados, parte do que foi apresentado em (STECANELLA *et al.*, 2020) será transcrito.

Para adequar os níveis de tensão as normas regulatórias, determinar a capacidade de hospedagem e calcular os impactos técnicos e financeiros do alimentador em análise, é preciso executar o fluxo de potência do circuito. Para isso, além de um programa dedicado, são necessários os seguintes parâmetros da rede elétrica:

1. Configuração do alimentador:

- Seção e comprimento dos condutores;
- Dados dos transformadores;
- Dados dos reguladores de tensão e das chaves;
- Características dos ramais de alimentação;
- Formas de conexão entre os elementos do circuito;
- Tensão de saída do alimentador na subestação.

2. Potências ativa e reativa nas barras das UCs:

- Consumo das UCs ao longo do dia;
- Potência instalada da GDFV (inclui a localização, irradiação solar e a temperatura ambiente na região).

Os dados necessários para determinação das potências nas barras de consumo do alimentador, a saber, a irradiação solar e a temperatura ambiente locais, a localização e a potência da GDFV são variáveis e as distribuidoras não têm controle direto sobre eles. Essas características tornam o uso do fluxo de potência para calcular os níveis de tensão, as perdas técnicas e a demanda de pico um procedimento sujeito a incertezas, que podem resultar em imprecisões caso essas variáveis não sejam tratadas adequadamente. Por isso, é fundamental que as variáveis não fixas e previamente conhecidas sejam abordadas com o devido rigor estatístico.

Vale destacar que, para a definição das tarifas de energia elétrica, as distribuidoras realizam campanhas de medição voltadas à obtenção das faixas de consumo das Unidades Consumidoras (UCs) e das curvas de carga típicas. Essas informações têm sido empregadas desde 2015 nos cálculos de perdas técnicas realizados pela ANEEL, por meio do ProgGeoPerdas. Os modelos utilizados para as cargas conectadas ao Sistema Distribuído de Média Tensão (SDMT) e ao

Sistema Distribuído de Baixa Tensão (SDBT) seguem o modelo ZIP (impedância, corrente e potência constantes) composto por dois tipos ([ANEEL, 2021b](#)):

- Tipo 1 - com 100% de impedância constante para parcela reativa - Q;
- Tipo 2 - com 50% de potência constante e 50% de impedância constante para a parcela ativa da carga - P.

Todas as UCs possuem fator de potência igual a 0.92 indutivo.

A implementação desse modelo no OpenDSS requer o uso do parâmetro *vminpu* no modelo da carga, que ajusta a parcela de potência constante para impedância constante quando a tensão no ponto de conexão da unidade consumidora fica abaixo do valor especificado como *vminpu* (0,92 pu para cargas conectadas a rede de baixa tensão e 0,93 pu para cargas conectadas a rede de média tensão) ([DUGAN; MONTENEGRO, 2020](#)). Esse procedimento faz com que a potência e a corrente variem com o quadrado da tensão, resultando em uma redução da potência demandada pela carga quando a tensão fica abaixo do nível considerado adequado. Esse ajuste na modelagem da carga é uma prática regulatória implementada pela ANEEL para corrigir violações de tensão ([ANEEL, 2021b](#)).

3.3.1 Curva de Carga

Por meio de campanhas de medição, as distribuidoras brasileiras determinam tipologias que representam diferentes segmentos do seu mercado ([ANEEL, 2021a](#)). Diversos tipos de curvas de carga são estabelecidos, cada um correspondendo a uma faixa de mercado da distribuidora, diferenciando-se para dias úteis, sábados e domingos. A partir desse processo, a probabilidade de ocorrência de cada curva de carga é calculada com base em sua representatividade no mercado da distribuidora.

O procedimento usualmente adotado pelas distribuidoras para o segmento de BT segue a seguinte lógica: o segmento é estratificado em sete classes, sendo que, para cada uma delas, é determinada uma tipologia composta por um ou mais consumidores-tipo. Para as classes Residencial, Industrial, Comercial, Serviços e Outras Atividades, Rural e Subterrâneo, se a tipologia fornecida pela distribuidora for composta por apenas um consumidor-tipo, esse será atribuído

a todas as unidades consumidoras da respectiva classe. Caso haja mais de um consumidor-tipo para uma classe, estes serão distribuídos proporcionalmente ao mercado que cada um representa.

Por exemplo, se a tipologia da classe residencial for composta por dois consumidores-tipo, onde um representa 80% do mercado e o outro 20%, o primeiro será atribuído a 80% das unidades consumidoras da classe residencial, e o segundo será associado aos 20% restantes. Se houver segmentação adicional por faixa de consumo, o procedimento será o mesmo, apenas com a inclusão dessa segregação (ANEEL, 2014).

Para o cálculo das perdas técnicas via ProgGeoPerdas, cada distribuidora atribui uma curva de carga a cada unidade consumidora, respeitando-se as probabilidades de cada tipologia.

Resumindo, as curvas de carga utilizadas na metodologia deste estudo são fixas para cada consumidor e fornecidas pela própria concessionária. Elas foram modeladas e organizadas por categorias como:

- Tipo de consumidor: residencial, comercial, industrial, rural, serviço público, iluminação pública ou subterrâneo;
- Dias da semana: dias úteis (segunda a sexta-feira), sábados e domingos;
- Meses do ano: de janeiro a dezembro.

3.3.2 Irradiação solar e Temperatura

Neste estudo, a irradiação solar e a temperatura ambiente são obtidas para cada hora de todos os dias que compõem o período de um ano. Os dados utilizados provêm do mapa das estações meteorológicas de observação de superfície automáticas do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET). O INMET integra os valores observados minuto a minuto, coletados por diversos sensores de parâmetros meteorológicos, e os disponibiliza automaticamente a cada hora (INMET, 2020).

Na literatura, existem trabalhos que utilizam os valores médios de cada hora do dia para a resolução do fluxo de potência, assim como aqueles que consideram a natureza intermitente da GDFV. Nesta segunda abordagem, para cada instante do dia, a irradiação solar pode assumir

qualquer valor dentro de uma distribuição normal com média e desvio padrão pré-estabelecidos. No presente estudo, optou-se por utilizar dados reais de irradiação solar e temperatura ambiente, obtidos via INMET.

3.3.3 Posicionamento dos Sistemas Fotovoltaicos

A ordem na qual as Unidades Consumidoras (UCs) recebem SFVs é aleatória, o que influencia diretamente as simulações computacionais. É importante ressaltar que uma UC pode estar localizada no início, no meio ou no final de um alimentador, o que impacta os resultados do fluxo de potência. Além disso, neste estudo, a potência do SFV está diretamente relacionada ao consumo médio da UC, o que demanda a definição de critérios que levem em conta a estocasticidade dos posicionamentos das UCs.

Dessa forma, nas simulações, inicialmente, são calculados os valores das potências dos SFVs que cada UC receberá. Em seguida, é criado um vetor contendo as potências dos geradores fotovoltaicos atribuídas a essas UCs. Nesse vetor, a ordem das UCs é definida de forma aleatória. Para determinar a potência que o alimentador teria em um determinado nível de penetração, por exemplo, 10%, somam-se as potências dos SFVs, respeitando a ordem estabelecida no vetor, até que esse patamar seja atingido. Esse procedimento é repetido até que se alcance o nível de penetração de 100%.

3.3.4 Ambiente Computacional

Para aplicar a metodologia deste trabalho, foi utilizado o MATLAB. Uma parte dos parâmetros de entrada são fornecidos dentro do próprio ambiente do MATLAB e a outra parcela é fornecida como planilhas do Excel. Conjuntamente com o *software* supracitado, emprega-se uma ferramenta computacional voltada para a simulação de fluxo de potência, conhecida como Open Distributed System Simulator (OpenDSS). O OpenDSS é um simulador de fluxo de potência em redes de distribuição que inclui recursos para integração de GDFV. A ANEEL adotou o *software* como referência para as distribuidoras realizarem a modelagem e os cálculos referentes às perdas técnicas (ANEEL, 2021b).

Dentre as diversas características do OpenDSS, estão a flexibilidade de atender às necessidades de cada caso estudado, tendo em vista que ele possibilita a comunicação com softwares como o MATLAB por meio da interface COM.

3.4 ADEQUAÇÃO DOS NÍVEIS DE TENSÃO ÀS NORMAS REGULATÓRIAS

Conforme mencionado, para se realizar um estudo preciso dos impactos técnicos decorrentes da integração de GDFV na rede, é preciso avaliar a necessidade de ajustes na modelagem para se obter tensões que representem o que de fato se tem no campo. Neste estudo, foi implementado o ajuste dos taps dos transformadores de distribuição com esse propósito.

3.4.1 Modelo do Transformador de Distribuição

A segunda abordagem consiste na adequação dos taps dos transformadores de distribuição, quando as tensões nas unidades consumidoras conectadas à rede de baixa tensão associada a esses transformadores estão abaixo dos limites adequados. Esta prática é amplamente adotada pelas distribuidoras para garantir que, mesmo com a queda de tensão ao longo do alimentador, as tensões nas barras mais distantes eletricamente da subestação não fiquem abaixo do limite estabelecido.

Neste trabalho, o método utilizado para ajustar o tap dos transformadores de distribuição afim de adequar o perfil de tensão do alimentador quando necessário é realizado com a mudança no valor do tap em pu do secundário do transformador. Tal procedimento é executado até que a rede BT não tenha mais transgressão de tensão, ou até que o tap em pu do secundário alcance um dos seus limites técnicos, definidos neste estudo em 0,9 pu e 1,1 pu. Esta análise é implementada para todas as horas de todos os dias do ano analisado.

Esses ajustes são efetuados na modelagem do alimentador com o objetivo de garantir que as simulações representem uma condição de operação compatível com as exigências regulatórias. Assim, é possível realizar uma análise mais adequada de capacidade de hospedagem da GDFV. A próxima seção apresenta o algoritmo para adequar o modelo da rede para solucionar as transgressões dos limites de violação de tensão.

3.4.2 Algoritmo de Adequação do Modelo da Rede às Normas Regulatórias

O fluxograma de adequação do modelo da rede às normas regulatórias é apresentado na Figura 3.2. De acordo com o mencionado algoritmo deve-se:

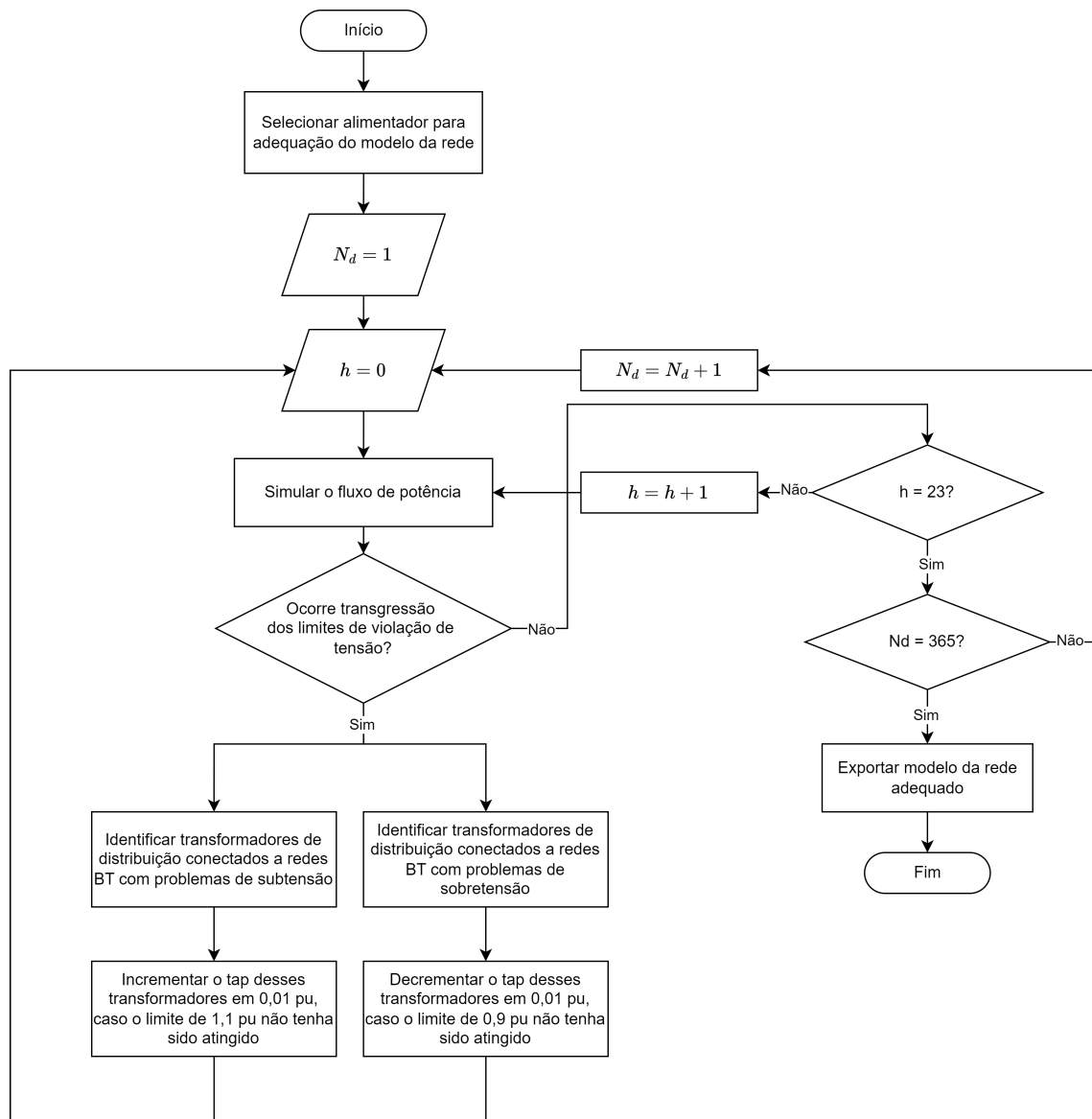


Figura 3.2. Fluxograma para adequação do modelo da rede

1. Selecionar o alimentador para adequação do modelo da rede;
2. Inicializar o contador de dias ($N_d = 1$);
3. Definir a primeira hora do dia a ser simulada ($h = 0$);
4. Simular o fluxo de potência;

5. Verificar se há transgressão dos limites de variação de tensão. Se não houver transgressão, ir para o passo 7. Caso contrário,
 - 5.1 Identificar transformadores de distribuição conectados à rede BT com problemas de subtensão e incrementar o tap desses transformadores em 0,01 pu, caso o limite de 1,1 pu não tenha sido atingido e voltar para o passo 3;
 - 5.2 Identificar transformadores de distribuição conectados à rede BT com problemas de sobretensão e decrementar o tap desses transformadores em 0,01 pu, caso o limite de 0,9 pu não tenha sido atingido e voltar para o passo 3.
6. Confirmar se todas as horas do dia d foram simuladas. Se sim, executar o próximo passo. Caso contrário, incrementar o contador de horas e retornar ao passo 4;
7. Verificar se todos os dias do ano foram simulados. Se sim, executar o próximo passo. Caso contrário, incrementar o contador de dias e retornar ao passo 3;
8. Exportar o modelo da rede com níveis de tensão adequados às normas regulatórias.

3.5 CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM

A capacidade de hospedagem de GDFV de um determinado alimentador está relacionada aos aspectos de operação da rede de distribuição, a saber: a violação dos níveis de tensão, o desequilíbrio de tensão, a sobrecarga do transformador e a violação da capacidade térmica do condutor. Se o limite operacional de algum desses indicadores técnicos da rede é alcançado, é obtida a capacidade de hospedagem de GDFV da rede.

Se o estudo da capacidade de hospedagem indicar que a rede opera fora dos limites técnicos estabelecidos na ausência de GDFV, serão realizadas modificações na modelagem do alimentador para garantir que ela atenda aos limites técnicos aceitáveis quando não há integração de GDFV.

Os materiais utilizados neste trabalho para identificar a capacidade de hospedagem seguem os mesmos princípios adotados em (KHANAL, 2018).

3.5.1 Violação no Nível de Tensão

Um dos aspectos para se determinar a capacidade de hospedagem de GDFV na rede de distribuição é a ocorrência de violações nos níveis de tensão.

Neste trabalho, considera-se como violação de tensão qualquer valor de tensão de fase que esteja fora dos limites definidos como adequados pela ANEEL (ANEEL, 2021c).

A Tabela 3.1 apresenta os valores nominais de tensão (V_n) para as redes de BT e de MT, bem como as faixas adequadas de fornecimento.

Tipo de Fornecimento	V_n (kV)	Faixa Adequada de Fornecimento (pu)
BT	$V_n < 2,3$ kV	0,92 - 1,05
MT	$2,3$ kV $< V_n < 230$ kV	0,93 - 1,05

Tabela 3.1. Faixa adequada de tensão de fase em regime permanente por tipo de fornecimento

Para avaliar se os limites técnicos de violação de tensão foram atingidos, são realizadas simulações horárias abrangendo 7 horas diárias, durante o pico da geração fotovoltaica, ao longo de 7 dias consecutivos.

Considera-se que o limite técnico de violação de tensão foi atingido quando a tensão se encontra fora dos limites aceitáveis em mais de 3% do período monitorado. Assim, assume-se que a capacidade de hospedagem de GDFV foi alcançada em relação às violações de tensão se forem identificadas pelo menos duas ocorrências de tensão fora dos limites, não necessariamente consecutivas, dentro do período de análise.

3.5.2 Desequilíbrio de Tensão

O desequilíbrio de tensão de barramentos trifásicos é medido pelo indicador de desequilíbrio de tensão (VUF). De acordo com o Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2021c), os limites máximos aceitáveis para o VUF são de 3% para redes com tensão nominal inferior a 1 kV, e de 2% para redes com tensão entre 1 kV e 230 kV.

Para avaliar se os limites técnicos de desequilíbrio de tensão foram atingidos, são realizadas simulações horárias, abrangendo um período de 7 horas diárias ao longo de 7 dias consecutivos.

A violação dos limites de desequilíbrio de tensão é identificada quando o VUF ultrapassa

os valores estabelecidos em mais de 5% do período monitorado. Portanto, assume-se que a capacidade de hospedagem de GDFV foi alcançada em relação ao desequilíbrio de tensão se o VUF exceder os limites estabelecidos durante um total de 3 horas, não necessariamente consecutivas, dentro do período de análise.

3.5.3 Violação da Capacidade Térmica do Condutor

Um dos limites de operação do sistema empregado para definir a capacidade de hospedagem de GDFV na rede de distribuição, é a violação da capacidade térmica de um condutor, que ocorre quando a corrente no condutor excede sua capacidade nominal.

Neste estudo, para avaliar a capacidade de hospedagem de GDFV, considera-se que a violação da capacidade térmica ocorre quando a corrente no condutor ultrapassa sua capacidade nominal por um período de duas horas consecutivas durante o horário de pico da geração fotovoltaica em um dia.

3.5.4 Sobrecarga no Transformador

O último aspectos da rede analisado para definir a capacidade de hospedagem de GDFV é a sobrecarga no transformador. Neste trabalho, tem-se uma violação quando a carga do transformador excede a sua capacidade nominal.

O sistema atinge a capacidade de hospedagem de GDFV quando há sobrecarga de um transformador por duas horas consecutivas durante o horário de pico da geração fotovoltaica em um dia.

3.5.5 Algoritmo para Determinação da Capacidade de Hospedagem

O fluxograma da identificação da capacidade de hospedagem de um alimentador é apresentado na Figura 3.4. A seguir, tem-se o passo a passo do que deve ser executado para determinar a capacidade de hospedagem do alimentador.

1. Selecionar o alimentador para análise;

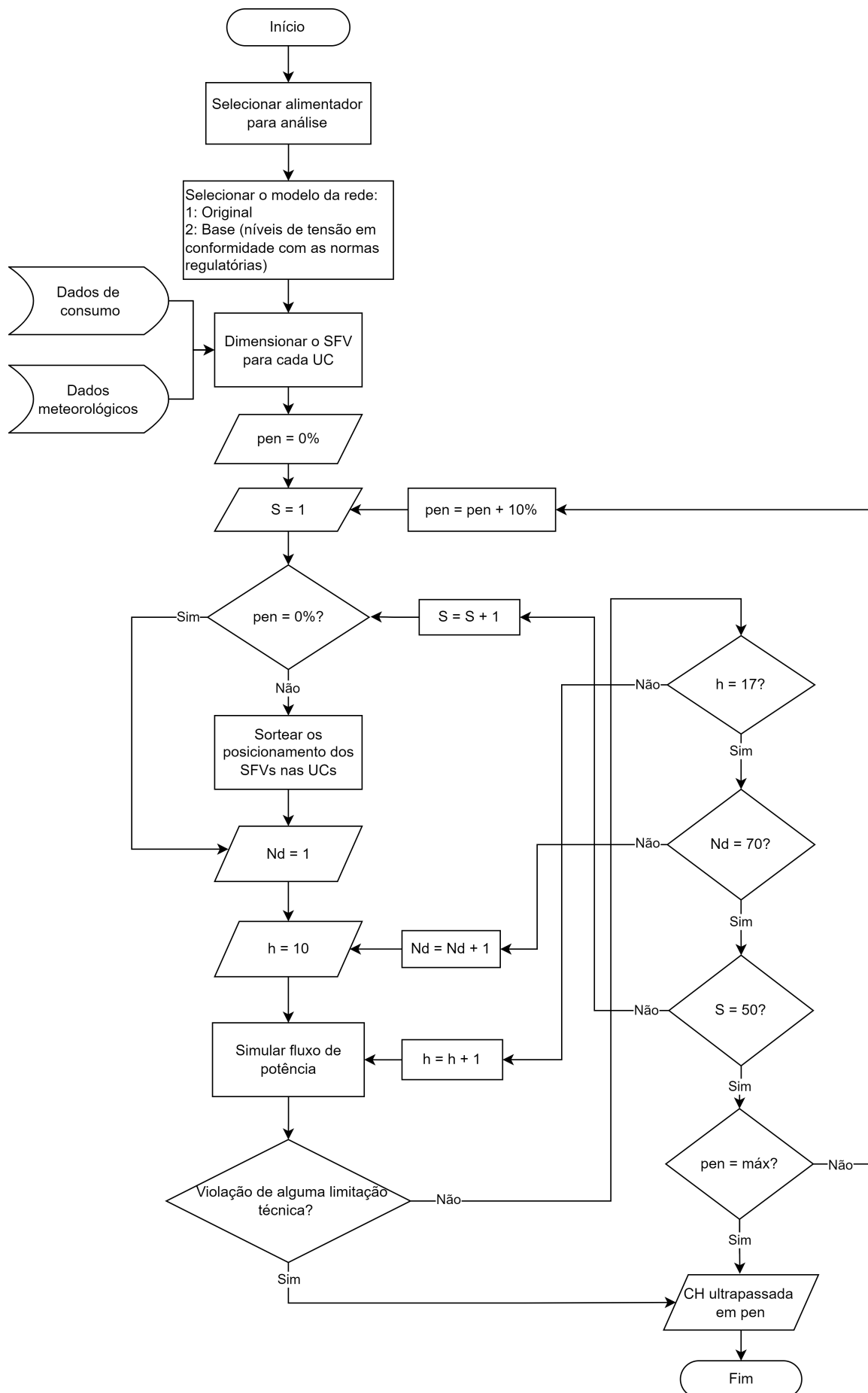


Figura 3.3. Fluxograma para identificação da capacidade de hospedagem de GDFV

2. Selecionar o modelo da rede: 1: Original; 2: Base (níveis de tensão em conformidade com as normas regulatórias);
3. Dimensionar o SFV com base nos dados de consumo da UC e nos dados meteorológicos;
4. Definir o nível de penetração igual a zero (sem GDFV);
5. Inicializar o contador de sorteios ($S = 1$);
6. Verificar se o nível de penetração de GDFV é igual a zero. Se sim, executar o passo 8. Caso contrário, executar o próximo passo;
7. Sortear o posicionamento dos SFVs nas UCs para o cenário de simulação analisado;
8. Sortear um dia e inicializar o contador de dias ($N_d = 1$);
9. Definir a primeira hora do dia a ser simulada ($h = 10$);
10. Simular o fluxo de potência;
11. Verificar se ocorreu violação de alguma limitação técnica. Se sim, executar o passo 16. Se não, executar o próximo passo;
12. Verificar se os horários de maior irradiação solar do dia foram simulados (10h às 16h). Se sim, executar o próximo, caso contrário, incrementar o contador de horas e retornar ao passo 10;
13. Se o número de dias simulados for igual a 70, executar o próximo passo. Caso contrário, incrementar o contador de dias e retornar ao passo 9.
14. Se o número de sorteios simulados for igual a 50, executar o próximo passo. Caso contrário, incrementar o contador de posições e retornar ao passo 6;
15. Caso o nível de penetração seja igual ao seu valor máximo (100%), executar o próximo passo. Caso contrário, somar 10% ao nível de penetração e retornar ao passo 5;
16. Capacidade de hospedagem ultrapassada em pen ;
17. Encerrar o cálculo da capacidade de hospedagem.

3.6 CÁLCULO DOS IMPACTOS TÉCNICOS

Os impactos técnicos decorrentes da integração de GDFV na rede de distribuição abrangem aspectos como variações nos níveis de tensão, na demanda de pico e nas perdas técnicas. A depender do estudo de caso analisado e do nível de penetração de GDFV, diferentes consequências podem surgir para a operação rede.

3.6.1 Níveis de Tensão

Um dos aspectos para se avaliar os impactos da integração de GDFV na rede de distribuição é a violação dos níveis de tensão das barras conectadas as UCs. Neste trabalho, a violação de tensão é definida como qualquer valor de tensão de fase que exceda os limites estabelecidos pela ANEEL, conforme descrito no Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2021c).

Para calcular as taxas de violação de tensão, inicia-se com a verificação do número total de fases de cada barramento de conexão das UCs do alimentador que possuem magnitudes de tensão fora da faixa adequada de fornecimento, conforme as equações (3.1), (3.2) e (3.3). Em seguida, é determinada a quantidade relativa média das violações de tensão segundo as equações (3.4), (3.5), (3.6)

$$V_{i,\phi} = \begin{cases} 1, & \text{caso a tensão da fase } \phi \text{ da UC } i \text{ se encontre fora da faixa adequada} \\ 0, & \text{caso a tensão da fase } \phi \text{ da UC } i \text{ se encontre dentro da faixa adequada} \end{cases} \quad (3.1)$$

$$N_{\phi} = \sum_i^{N_{UCs}} \Phi_i \quad (3.2)$$

$$V_h = \frac{100}{N_{\phi}} \sum_i^{N_{UCs}} \sum_{\phi}^{\Phi_i} V_{i,\phi} [p.p] \quad (3.3)$$

$$V_d = \frac{1}{N_h} \sum_h^{N_h} V_h [p.p] \quad (3.4)$$

$$V_{pen} = \frac{1}{N_d} \sum_d^{N_d} V_d [p.p] \quad (3.5)$$

$$V_{S,pen} = \frac{1}{N_S} \sum_S^{N_S} V_{pen} [p.p] \quad (3.6)$$

em que:

- $V_{i,\phi}$: Violação de tensão em regime permanente da fase ϕ do barramento de conexão da UC i ;
- V_h : Quantidade relativa média de violações de tensão para a hora h do dia d simulado [p.p];
- V_d : Quantidade relativa média de violações de tensão para o dia d simulado [p.p];
- V_{pen} : Quantidade relativa média de violações de tensão para um nível de penetração pen de um cenário de simulação [p.p];
- $V_{S,pen}$: Quantidade relativa média de violações de tensão para o nível de penetração pen de cada cenários de simulação S [p.p];
- Φ_i : Quantidade de fases do barramento de conexão de uma UC i ;
- N_ϕ : Total de fases existentes considerando todos barramentos de conexão das UCs do alimentador analisado;
- N_{UCs} : Total de UCs presentes no alimentador analisado;
- N_h : Total de horas do dia d simulado;
- N_d : Total de dias simulados para o nível de penetração pen .
- N_S : Total de cenários de simulação.

Para cada cenário de simulação S , calcula-se a variação da taxa de violação de tensão do alimentador em função do aumento da penetração de GDFV. Essa variação é medida em relação ao caso em que a penetração é igual a zero, conforme apresentado na equação 3.7.

$$\Delta V_{S,pen} = V_{S,pen} - V_{S,0} [p.p] \quad (3.7)$$

onde:

- $\Delta V_{S,pen}$: Variação da quantidade relativa média de violações de tensão para o nível de penetração pen , obtida para um cenário de simulação S [p.p];
- $V_{S,0}$: Quantidade relativa média de violações de tensão para o nível de penetração igual a zero, obtida para um cenário de simulação S [%].

3.6.2 Demanda de Pico

Para determinar a demanda de pico de um alimentador, inicia-se calculando a demanda do alimentador para cada hora do dia como explicitado em (3.8). Em seguida, calcula-se a demanda de pico diária com uma probabilidade de 95% de não ser excedida, conforme indicado pela equação (3.9). Para cada nível de penetração pen de um cenário de simulação, é possível determinar a demanda de pico considerando todos os dias simulados conforme a equação (3.10). Por fim, obtém-se o valor da demanda de pico para o nível de penetração pen considerando todos os cenários de simulação analisados, conforme (3.11).

$$D_h = \sum_{i=1}^{N_{UCs}} D_i \text{ [kW]} \quad (3.8)$$

$$D_d = P_{95}|D_h| \text{ [kW]} \quad (3.9)$$

$$D_{pen} = \max|D_d| \text{ [kW]} \quad (3.10)$$

$$D_{S,pen} = \max|D_{pen}| \text{ [kW]} \quad (3.11)$$

onde:

- D_i : Demanda da UC i para a hora h do dia d simulado [kW];
- D_h : Demanda agregada de todas as UCs do alimentador para a hora h do dia d simulado [kW];

- D_d : Demanda de pico do alimentador para o dia d simulado com probabilidade de 95% de não ser excedida [kW];
- D_{pen} : Demanda de pico para o nível de penetração pen para um cenário de simulação [kW].
- $D_{S,pen}$: Demanda de pico para o nível de penetração pen considerando todos os cenários de simulação S [kW].

Em cada cenário de simulação S , calcula-se a variação na demanda de pico do alimentador em decorrência do aumento da penetração de GDFV. Essa variação é medida em relação ao caso em que a penetração é igual a zero, conforme descrito na equação 3.12.

$$\Delta D_{S,pen} = D_{S,pen} - D_{S,0} \text{ [kW]} \quad (3.12)$$

onde:

- $\Delta D_{S,pen}$: Variação da demanda de pico para o nível de penetração pen , obtida para um cenário de simulação [kW];
- $D_{S,0}$: Demanda de pico para o nível de penetração igual a zero, obtida para um cenário de simulação S [kW].

3.6.3 Perdas Técnicas

Com o objetivo de se determinar o valor médio horário das perdas técnicas de um alimentador, calcula-se as perdas referentes a um dia d , conforme (3.13). Em seguida, a média das perdas técnicas do alimentador em análise para todos os dias simulados para o nível de penetração pen e cenário de simulação é calculada conforme a equação (3.14). Por fim, as perdas técnicas para o nível de penetração pen são determinadas como a média das perdas para cada cenário de simulação S , segundo a equação (3.15).

$$L_d = \frac{1}{N_h} \sum_h^{N_h} L_h \text{ [kWh]} \quad (3.13)$$

$$L_{pen} = \frac{1}{N_d} \sum_d^{N_d} L_d [kWh] \quad (3.14)$$

$$L_{S,pen} = \frac{1}{N_S} \sum_S^{N_S} L_{pen} [kWh] \quad (3.15)$$

em que:

- L_h : Perdas técnicas do alimentador para a hora h do dia d simulado [kWh];
- L_d : Média horária das perdas técnicas do alimentador para o dia d simulado [kWh];
- L_{pen} : Média horária das perdas técnicas do alimentador para o nível de penetração pen de um cenário de simulação [kWh];
- $L_{S,pen}$: Média horária das perdas técnicas do alimentador para o nível de penetração pen de cada cenários de simulação S [kWh];

A variação da média horária das perdas técnicas de um alimentador em decorrência do aumento de GDFV em cada cenário de simulação S é descrita na equação 3.16.

$$\Delta L_{S,pen} = L_{S,pen} - L_{S,0} [kWh] \quad (3.16)$$

onde:

- $\Delta L_{S,pen}$: Variação da média horária das perdas técnicas para o nível de penetração pen , obtida para um cenário de simulação S [kWh];
- $L_{S,pen}$: Média horária das perdas técnicas do alimentador para o nível de penetração pen de cada cenários de simulação S [kWh];
- $L_{S,0}$: Média horária das perdas técnicas para o nível de penetração igual a zero, obtida para um cenário de simulação S [kWh].

3.6.4 Método de Monte Carlo

Para determinar a quantidade necessária de simulações, utilizou-se o Método de Monte Carlo, que se baseia no Coeficiente de Variação (CV), calculado conforme a equação 3.17. As simulações são encerradas quando o CV atinge um valor inferior ao limiar preestabelecido (geralmente entre 5% e 6%) (PAREJA, 2009) (VIEIRA, 2017)).

$$CV = \frac{\sigma_x}{\mu_x \sqrt{n}} \quad (3.17)$$

em que:

- CV : Coeficiente de Variação;
- σ_x : Desvio padrão da variável x ;
- μ_x : Média da variável x ;
- n : Número de simulações realizadas.

Para se analisar os impactos da integração de GDFV na rede, utilizam-se cinco parâmetros para definir o critério de parada da simulação: número mínimo de dias simulados (N_d^{min}), número máximo de dias (N_d^{max}), número mínimo de cenários de posicionamento de GDFV (N_S^{min}), número máximo de cenário de posicionamento de GDFV (N_S^{max}), e o limiar do Coeficiente de Variação (CV) determinado como um valor ϵ .

A quantidade de sorteios de dias simulados (N_d) para cada nível de penetração de um cenário de posicionamento de GDFV é determinada com base no CV resultante dos dias simulados (CV_d). O CV_d é calculado com base no maior coeficiente de variação entre as grandezas técnicas obtidas a cada dia simulado (V_d , D_d , e L_d), conforme a equação 3.18.

$$CV_d = \max[CV_{V_d}, CV_{D_d}, CV_{L_d}] \quad (3.18)$$

Para garantir resultados relevantes, são simulados um mínimo de 20 dias (N_d^{min}) para cada nível de penetração em um cenário de posicionamentos de GDFV. Caso o CV_d não atinja seu limiar (ϵ), a iteração é concluída ao simular todos os dias do ano (N_d^{max}). ($CV_{S,pen}$)

Da mesma forma, a quantidade de cenário de posicionamento de GDFV (N_S) é estabelecida com base no CV resultante dos cenários simulados para cada nível de penetração. O CV_S de cada nível de penetração é determinado pelo maior coeficiente de variação entre as grandezas técnicas obtidas a cada sorteio (V_S , D_S , e L_S), conforme a equação 3.19.

$$CV_S = \max[CV_{V_S}, CV_{D_S}, CV_{L_S}] \quad (3.19)$$

As iterações de sorteio são encerradas para (N_S) cenários simulados assim que o CV_S de todos os níveis de penetração analisados atingirem um limiar (ϵ). É importante ressaltar que a metodologia estabelece um mínimo de 30 sorteios (N_S^{min}) para que o critério de parada baseado no CV seja válido. Caso o coeficiente não atinja o limiar, a iteração é finalizada ao atingir um limite máximo de 50 sorteios (N_S^{max}).

3.6.5 Soluções Empregadas para Aumento da Capacidade de Hospedagem

Nesta seção, são apresentadas as metodologias para a implementação das soluções empregadas para o aumento da capacidade de hospedagem de GDFV. Primeiramente, será abordada a metodologia aplicada no Caso 2, que envolve o recondutoramento dos condutores identificados entre UCs com transgressões dos limites de tensão e transformadores de distribuição. Em seguida, será apresentada a metodologia do Caso 3, que consiste no ajuste da tensão na saída do alimentador.

3.6.5.1 Caso 2: Recondutoramento

O recondutoramento é uma das soluções avaliadas nesta pesquisa para aumentar a capacidade de hospedagem de GDFV. Ele é eficaz tanto na mitigação de problemas de tensão (sobretensão e desequilíbrio) quanto na redução de sobrecargas. Esta técnica envolve a substituição dos condutores existentes por outros de maior seção nominal, com o objetivo de reduzir a resistência elétrica e, conseqüentemente, as quedas de tensão ao longo do alimentador.

A metodologia aplicada ao processo de recondutoramento é descrita a seguir:

1. Inicialmente identifica-se as UCs com transgressão dos limites de violação de tensão. Essa

etapa assegura que o recondutoramento seja realizado nas áreas com níveis de tensão precários ou críticos;

2. Em seguida, mapeiam-se os condutores localizados entre os transformadores de distribuição e as UCs identificadas;
3. Cada condutor mapeado é analisado quanto à possibilidade de substituição por um de mesmo material, mas com uma seção nominal superior (menor resistência). Os condutores disponíveis para substituição são restritos aos condutores presentes no alimentador em estudo, garantindo que os novos condutores sejam padronizados conforme as normas da distribuidora.
4. Caso seja possível substituir pelo menos um condutor por outro de maior seção, o modelo da rede elétrica é atualizado para refletir as mudanças realizadas e as linhas modificadas são registradas. Se nenhum condutor disponível for adequado para o reforço, o procedimento de recondutoramento é encerrado.

3.6.5.2 Caso 3: Ajuste da Tensão na Saída do Alimentador

O ajuste da tensão na saída do alimentador da subestação é uma das soluções avaliadas para aumentar a capacidade de hospedagem de GDFV. Esta solução é eficaz em cenários de simulação onde a integração de GDFV resulta em sobretensões. A tensão na saída do alimentador pode ser regulada dentro de uma faixa de 0,98 a 1,05 pu, a depender do tamanho do alimentador, do seu nível de carga (carga leve, média ou pesada) e do nível de penetração de GDFV na rede.

Para solucionar os problemas de sobretensões, que ocorrem durante o pico de geração fotovoltaica (10h às 16h), a metodologia proposta neste estudo envolve a redução da tensão na barra de saída do alimentador durante essas horas críticas em 0,01 pu, caso o limite de 0,98 pu não tenha sido atingido. Essa redução visa diminuir a tensão em toda a rede e, consequentemente, reduzir os problemas de sobretensão.

3.6.6 Algoritmo de Determinação dos Impactos Técnicos

O fluxograma da identificação dos impactos técnicos da integração de GDFV considerando a capacidade de hospedagem de um alimentador é apresentado na Figura 3.4. Abaixo têm-se as ações executadas passo a passo.

1. Selecionar alimentador para análise;
2. Definir o modelo da rede igual ao modelo base (níveis de tensão em conformidade com as normas regulatórias);
3. Selecionar o estudo de caso dentre: 1- Referência; 2- Recondutoramento; 3- Ajuste da Tensão de Entrada do Alimentador ;
4. Dimensionar o SFV com base nos dados de consumo da UC e nos dados meteorológicos;
5. Inicializar o contador de cenários de simulação ($S = 1$);
6. Sortear o posicionamento dos SFVs nas UCs para o cenário de simulação analisado;
7. Definir o nível de penetração igual a zero (sem GDFV) e o modelo da rede igual ao modelo base (níveis de tensão em conformidade com as normas regulatórias);
8. Verificar se o nível de penetração de GDFV é igual a zero. Se sim, ir para o passo 10. Caso contrário, executar o próximo passo;
9. Inserir SFVs nas UCs sorteadas até atingir o pen ;
10. Sortear um dia e inicializar o contador de dias ($N_d = 1$);
11. Definir a primeira hora do dia a ser simulada ($h = 0$);
12. Simular o fluxo de potência;
13. Verificar se o estudo de caso não é o 1 (Referência) e se h está entre 10 e 16. Se sim, executar o próximo passo. Se não, executar o passo 15;
14. Verificar se a capacidade de hospedagem do alimentador foi atingida. Se sim, modificar o modelo da rede de acordo com o estudo de caso selecionado e retornar ao passo 11. Caso contrário, executar o próximo passo;

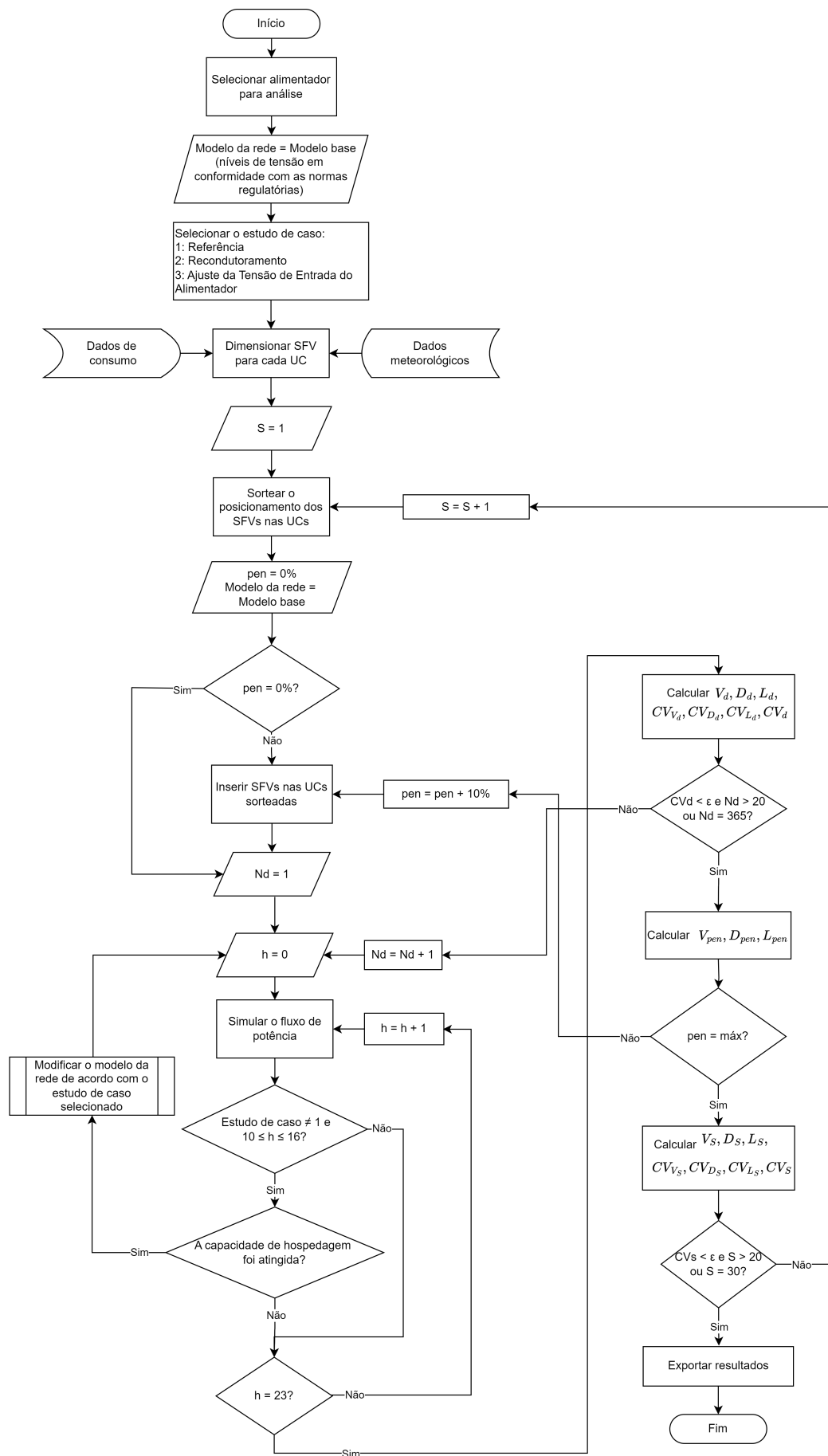


Figura 3.4. Fluxograma para obtenção dos impactos técnicos da integração de GDFV com e sem soluções para o aumento da capacidade de hospedagem

15. Confirmar se todas as horas do dia d foram simuladas. Se sim, executar próximo, caso contrário, incrementar o contador de horas e retornar ao passo 12;
16. Calcular a demanda de pico e os valores médios das perdas técnicas e da quantidade de violações de tensão para o dia d e os respectivos coeficientes de variação (CV) referentes aos dias;
17. Se o maior CV referente aos dias for menor que ϵ por, no mínimo, 20 dias consecutivos, ou todos os dias do ano foram simulados, executar o próximo passo. Caso contrário, incrementar o contador de dias e retornar ao passo 11;
18. Calcular a demanda de pico e os valores médios das perdas técnicas e da quantidade de violações de tensão para o nível de penetração analisado;
19. Caso o nível de penetração seja igual ao seu valor máximo (100%), executar o próximo passo. Caso contrário, somar 10% ao nível de penetração e retornar ao passo 9;
20. Calcular a demanda de pico e os valores médios das perdas técnicas e da quantidade de violações de tensão para o sorteio S e os respectivos coeficientes de variação (CV) referentes aos posicionamentos simulados;
21. Se o maior CV referente aos posicionamentos for menor que ϵ por, no mínimo, 30 sorteios, ou alcançar 30 sorteios, executar o próximo passo. Caso contrário, incrementar o contador de posicionamento e retornar ao passo 6;
22. Exportar os resultados da simulação para uma planilha;
23. Encerrar o cálculo dos impactos técnicos.

3.6.7 Resumo dos Resultados dos Impactos Técnicos

A Tabela 3.2 apresenta um resumo dos indicadores dos impactos técnicos previamente calculados. Para cada cenário de simulação, são apresentados os valores de variação da quantidade relativa média de violações de tensão, das perdas técnicas e da demanda de pico por nível de penetração.

Cenário de simulação	Nível de penetração (%)	Nível de tensão (p.p.)	Perdas técnicas (kWh)	Demanda de pico (kW)
1	10%	$\Delta V_{1,10\%}$	$\Delta L_{1,10\%}$	$\Delta D_{1,10\%}$
	20%	$\Delta V_{1,20\%}$	$\Delta L_{1,20\%}$	$\Delta D_{1,20\%}$
	<i>pen</i>	$\Delta V_{1,pen}$	$\Delta L_{1,pen}$	$\Delta D_{1,pen}$
	100%	$\Delta V_{1,100\%}$	$\Delta L_{1,100\%}$	$\Delta D_{1,100\%}$
2	10%	$\Delta V_{2,10\%}$	$\Delta L_{2,10\%}$	$\Delta D_{2,10\%}$
	20%	$\Delta V_{2,20\%}$	$\Delta L_{2,20\%}$	$\Delta D_{2,20\%}$
	<i>pen</i>	$\Delta V_{2,pen}$	$\Delta L_{2,pen}$	$\Delta D_{2,pen}$
	100%	$\Delta V_{2,100\%}$	$\Delta L_{2,100\%}$	$\Delta D_{2,100\%}$
<i>S</i>	10%	$\Delta V_{S,10\%}$	$\Delta L_{S,10\%}$	$\Delta D_{S,10\%}$
	20%	$\Delta V_{S,20\%}$	$\Delta L_{S,20\%}$	$\Delta D_{S,20\%}$
	<i>pen</i>	$\Delta V_{S,pen}$	$\Delta L_{S,pen}$	$\Delta D_{S,pen}$
	100%	$\Delta V_{S,100\%}$	$\Delta L_{S,100\%}$	$\Delta D_{S,100\%}$

Tabela 3.2. Resumo dos indicadores dos impactos técnicos de GDFV.

De posse destes dados, a próxima seção discorre sobre a metodologia empregada para avaliar financeiramente os impactos técnicos decorrentes da integração de GDFV na rede.

3.7 CÁLCULO DOS IMPACTOS FINANCEIROS

A monetização dos impactos técnicos decorrentes da integração da GDFV torna possível comparar os diferentes casos estudados por meio de uma única grandeza. Esta seção descreve a metodologia empregada para avaliar financeiramente os impactos técnicos.

3.7.1 Níveis de Tensão

Conforme as diretrizes da ANEEL, as tensões fornecidas pelas distribuidoras devem permanecer dentro dos limites adequados. Caso ocorra alguma violação desses níveis de tensão, a distribuidora deve compensar financeiramente os consumidores que foram atendidos com valores de tensão fora dos limites estabelecidos.

Dessa forma, a monetização dos impactos da GDFV nos níveis de tensão, para cada cenário de simulação *S* e nível de penetração *pen*, é estimada conforme a equação 3.20.

$$V_{\$}^{S,pen} = \frac{3\Delta V_{S,pen} \cdot TUSD \cdot C_A}{100} [R\$] \quad (3.20)$$

em que:

- $V_{\S,pen : Valor da monetização dos níveis de tensão para um cenário de simulação S e um nível de penetração pen [R\$];
- $\Delta V_{S,pen}$: Variação do valor percentual das violações de tensão para um cenário de simulação S e um nível de penetração pen [p.p];
- $TUSD$: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição [$\frac{R\$}{kWh}$];
- C_A : Consumo anual do alimentador [kWh].

Considera-se que os impactos nos níveis de tensão causados pela GDFV ocorrem apenas no primeiro ano após a sua inserção, uma vez que a distribuidora realiza melhorias na rede para resolver os problemas de tensão, evitando futuras compensações financeiras aos clientes. Assim, ao calcular o valor presente da monetização dos níveis de tensão, é aplicado o Custo Médio Ponderado do Capital (CMPC) apenas no primeiro ano da vida útil dos sistemas fotovoltaicos, conforme mostra a equação 3.21.

$$VP_V^{S,pen} = \frac{V_{\$}^{S,pen}}{1 + CMPC} [R\$] \quad (3.21)$$

em que:

- $VP_V^{S,pen}$: Valor presente da monetização dos impactos gerados pelas violações de tensão decorrentes da integração de GDFV para um cenário de simulação S e um nível de penetração pen [R\$];
- $V_{\S,pen : Valor da monetização dos níveis de tensão para um cenário de simulação S e um nível de penetração pen [R\$];
- $CMPC$: Custo médio ponderado do capital do segmento da distribuição [%a.a].

3.7.2 Demanda de Pico

Com o aumento da demanda de pico em um alimentador, é necessário realizar investimentos na infraestrutura para expandir a capacidade da rede elétrica, o que implica em um aumento

dos custos associados à substituição de equipamentos. Esses custos podem ser quantificados para cada cenário de simulação S e nível de penetração pen por meio do Custo Marginal de Expansão (CME), conforme descrito na equação 3.22.

$$D_{\$}^{S,pen} = -\Delta D_{S,pen} \times CME[R\$] \quad (3.22)$$

em que:

- $D_{\S,pen : Valor da monetização da demanda de pico para um cenário de simulação S e um nível de penetração pen [R\$];
- $\Delta D_{S,pen}$: Variação do valor da demanda de pico para um cenário de simulação S e um nível de penetração pen [kW];
- CME : Custo Marginal de Expansão [$\frac{R\$}{kW}$]

Vale destacar que os custos associados à expansão da rede elétrica ocorrem apenas uma única vez. Assim, ao calcular o valor presente dos custos relacionados aos impactos da integração de GDFV na demanda de pico, o CMPC é aplicado apenas no primeiro ano da vida útil dos sistemas fotovoltaicos, conforme indicado na equação 3.23.

$$VP_D^{S,pen} = \frac{D_{\$}^{S,pen}}{1 + CMPC}[R\$] \quad (3.23)$$

em que:

- $VP_D^{S,pen}$: Valor presente da monetização dos impactos gerados pela demanda de pico decorrentes da integração de GDFV para um cenário de simulação S e um nível de penetração pen [R\$];
- $D_{\S,pen : Valor da monetização da demanda de pico para um cenário de simulação S e um nível de penetração pen [R\$];

3.7.3 Perdas Técnicas

A monetização das perdas técnicas decorrentes da introdução de GDFV é realizada utilizando os valores históricos do custo do mix de Compra de Energia (CE), expressos em $R\$/kWh$. Do ponto de vista da distribuidora, a redução dessas perdas está diretamente relacionada ao aumento da eficiência energética e à diminuição dos custos de compra de energia.

A equação 3.24 é utilizada para calcular o valor da monetização anual das perdas técnicas para cada cenário de simulação S e nível de penetração pen .

$$L_{\$,t}^{S,pen} = -\Delta L_{S,pen} \times CE \times 365 \left[\frac{R\$}{ano} \right] \quad (3.24)$$

em que:

- $L_{\$,t}^{S,pen}$: Valor da monetização das perdas técnicas para cenário de simulação S , nível de penetração pen e ano t $\left[\frac{R\$}{ano} \right]$;
- $\Delta L_{S,pen}$: Variação do valor das perdas técnicas para um cenário de simulação S e um nível de penetração pen $[kWh]$;
- CE : Custo do mix de compra de energia para o ano t $\left[\frac{R\$}{kWh} \right]$.

As perdas técnicas associadas à integração de GDFV ocorrem ao longo de todo o ciclo de vida útil dos sistemas fotovoltaicos, que é estimado em 25 anos. A equação (3.25) fornece o valor presente da monetização dos impactos nas perdas técnicas devido à integração de GDFV.

$$VP_L^{S,pen} = \sum_{t=1}^T \frac{L_{\$,t}^{S,pen}}{(1 + CMPC)^t} [R\$] \quad (3.25)$$

em que:

- $VP_L^{S,pen}$: Valor presente da monetização dos impactos gerados pelas perdas técnicas decorrentes da integração de GDFV para um cenário de simulação S e um nível de penetração pen $[R\$]$;
- $L_{\$,t}^{S,pen}$: Valor da monetização das perdas técnicas para cenário de simulação S , nível de penetração pen e ano t $\left[\frac{R\$}{ano} \right]$.

3.7.4 Impacto Financeiro Total

Após a monetização dos impactos técnicos decorrentes de GDFV nos níveis de tensão, na demanda de pico e nas perdas técnicas, calcula-se o valor presente total desses impactos (VP_{total}^{pen}) conforme a equação (3.26). Esse valor presente total representa o benefício ou prejuízo projetado para a distribuidora ao longo de um horizonte de 25 anos, correspondente à vida útil dos sistemas fotovoltaicos.

$$VP_{total}^{S,pen} = VP_V^{S,pen} + VP_D^{S,pen} + VP_L^{S,pen} [R\$] \quad (3.26)$$

em que:

- VP_{total}^{pen} : Valor presente total da monetização dos impactos gerados pela integração de GDFV para um cenário de simulação S e um nível de penetração pen [R\$];
- VP_V^{pen} : Valor presente da monetização dos impactos gerados pelas violações de tensão decorrentes da integração de GDFV para um cenário de simulação S e um nível de penetração pen [R\$];
- VP_D^{pen} : Valor presente da monetização dos impactos gerados pela demanda de pico decorrentes da integração de GDFV para um cenário de simulação S e um nível de penetração pen [R\$];
- VP_L^{pen} : Valor presente da monetização dos impactos gerados pelas perdas técnicas decorrentes da integração de GDFV para um cenário de simulação S e um nível de penetração pen [R\$];

3.7.5 Algoritmo de Determinação dos Impactos Financeiros

A Figura 3.5 apresenta o fluxograma da determinação dos impactos financeiros decorrentes da integração de GDFV na rede. O algoritmo deve ser aplicado a cada estudo de caso analisado, conforme detalhado a seguir:

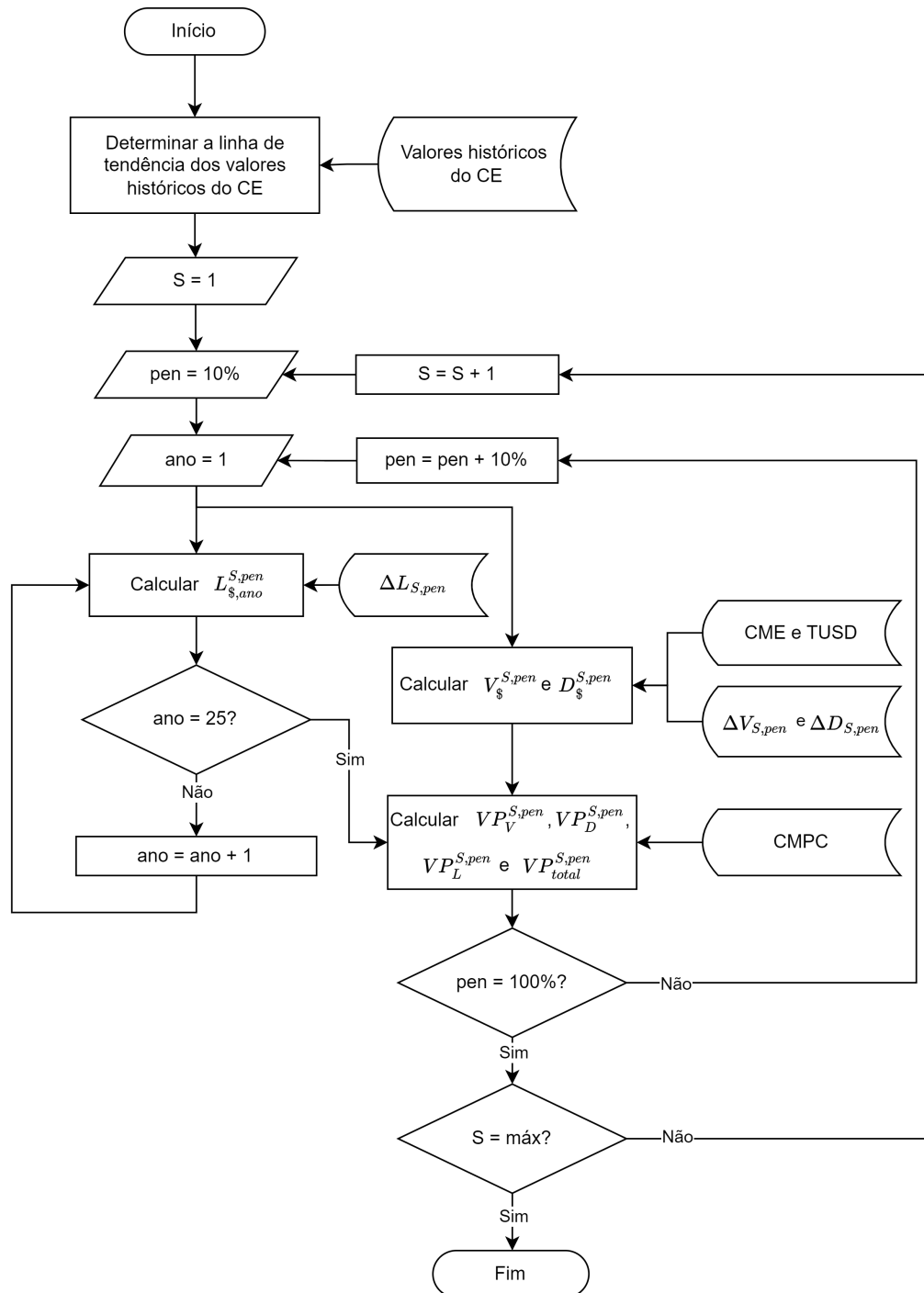


Figura 3.5. Fluxograma para obtenção dos impactos financeiros da integração de GDFV em um alimentador

1. Determinar a linha de tendência do CE com base nos seus valores históricos. Em seguida, determinar o CE com base na linha tendência dos preços para cada ano em análise;
2. Definir o número da simulação igual a 1 ($S = 1$);
3. Definir o nível de penetração ($pen = 10\%$);
4. Definir o ano igual a 1 ($ano = 1$);
5. Calcular o valor da monetização das perdas técnicas ($L_{\$,ano}^{S,pen}$) para cada o ano, cenário de simulação S e nível de penetração pen ;
6. Se o ano for igual a 25, executar o passo 8. Caso contrário, incrementar o ano e executar o passo 5;
7. Calcular o valor da monetização dos níveis de tensão ($V_{\S,pen) e da demanda de pico ($D_{\S,pen) para cada cenário de simulação S e nível de penetração pen ;
8. Calcular para o cenário de simulação S e nível de penetração pen o valor presente da demanda de pico (VP_D), das perdas técnicas (VP_L), das violações de tensão (VP_V) e do total (VP_{total});
9. Se o nível de penetração for igual a 100%, ir para o passo 10. Caso contrário, incrementar o nível de penetração ($pen = pen + 10\%$) e retornar ao passo 4;
10. Se o número de simulações for igual ao número máximo de cenários de simulação, executar o passo 11. Caso contrário, incrementar o número da simulação e retornar ao passo 3;
11. Fim da determinação dos impactos financeiros.

3.8 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo, foi apresentada a metodologia empregada para se quantificar os impactos técnicos e financeiros da integração de GDFV na rede de distribuição, considerando-se soluções para o aumento da capacidade de hospedagem quando os limites técnicos da rede são atingidos.

Primeiramente, foram implementadas modificações no modelo da rede para adequar os níveis de tensão às normas regulatórias, garantindo que a capacidade de hospedagem de GDFV seja superior a 0%.

A metodologia para o cálculo dos impactos técnicos e financeiros foi adaptada de (STECANELLA *et al.*, 2020), com ajustes no algoritmo para realizar modificações na rede, como o recondutoramento e o ajuste da tensão de saída do alimentador, quando os limites técnicos são atingidos. Essas modificações visam permitir que a rede suporte níveis mais elevados de penetração de GDFV. O Método de Monte Carlo, conforme descrito por Stecanella (2020), foi aplicado para realizar uma análise que leva em conta as incertezas associadas à variabilidade climática e à localização dos sistemas fotovoltaicos na rede de distribuição.

Por fim, foi apresentada a metodologia de monetização dos impactos técnicos. Esta etapa converte os efeitos da integração de GDFV nos níveis de tensão, nas perdas e na demanda de pico, possibilitando uma comparação direta entre essas grandezas elétricas, uma vez que as variáveis são expressas em uma base comum de valor monetário.

RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Este capítulo apresenta os resultados obtidos com base na aplicação da metodologia descrita no Capítulo 3. Inicialmente, são fornecidas as informações do alimentador analisado e as características das simulações realizadas. Em seguida, são expostos os principais resultados alinhados com os três principais objetivos deste estudo, a saber: i) a implementação de modificações no modelo da rede para a adequação dos níveis de tensão às normas regulatórias; ii) a identificação dos impactos técnicos e financeiros decorrentes da integração de GDFV para diferentes níveis de penetração; e iii) a aplicação das soluções para aumentar a capacidade de hospedagem do alimentador.

Para isso, o capítulo está estruturado da seguinte forma:

A seção 4.2 detalha as informações do alimentador analisado e as características das simulações executadas.

A seção 4.3 apresenta os resultados da adequação dos níveis de tensão às normas regulatórias.

A seção 4.4 aborda os resultados da identificação dos impactos técnicos e financeiros para o Caso 1 (referência), no qual não são aplicadas soluções para o aumento da capacidade de hospedagem de GDFV.

A seção 4.5 exibe os resultados relativos ao Caso 2, no qual o recondutoramento da rede é utilizado como solução para aumentar a capacidade de hospedagem de GDFV.

A seção 4.6 apresenta os resultados do Caso 3, em que há a aplicação de ajustes na tensão de saída do alimentador visando o aumento da capacidade de hospedagem de GDFV.

Posteriormente, a seção 4.7 realiza uma análise comparativa dos resultados das diferentes soluções testadas em relação ao Caso 1 (referência).

Por fim, a seção 4.8 expõe de forma sintetizada o que foi apresentado ao longo do capítulo.

4.2 DADOS GERAIS DO ALIMENTADOR E DAS SIMULAÇÕES

A seguir, são apresentados os dados do alimentador analisado e os parâmetros utilizados em cada uma das simulações executadas neste estudo.

4.2.1 Base de Dados do Alimentador

O alimentador utilizado neste estudo está localizado em Aracaju, Sergipe (SE). Os dados empregados foram fornecidos pela ANEEL ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade de Brasília (UnB), conforme o Ofício N^o 0092/2016-SRD/ANEEL.

A Tabela 4.1 apresenta as informações referentes ao alimentador selecionado para a aplicação da metodologia proposta.

Parâmetro	Dados
Alimentador	4_SEAUA_1
Energia Injetada Anual (GWh)	498,68
Número de Barras	3675
Quantidade de Consumidores	1876
Parcela Residencial [%]	59,66%
Parcela Rural [%]	6,67%
Parcela Comercial [%]	3,04%

Tabela 4.1. Dados do alimentador analisado.

4.2.2 Dados Meteorológicos

Os dados meteorológicos utilizados neste estudo foram obtidos via medições realizadas pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) ao longo de 2020 (INMET, 2020). As medições foram realizadas em intervalos horários, resultando em um total de 8760 amostras ao longo do ano. Conforme apresentado na seção 2.2.2, a potência dos painéis fotovoltaicos é influenciada por variáveis temporais, principalmente, a temperatura dos SFVs, que é função da irradiância solar, da velocidade do vento e da temperatura ambiente (Equação 2.2). A Figura 4.1 apresenta as medidas da irradiância registradas pelo INMET durante o ano de 2020.

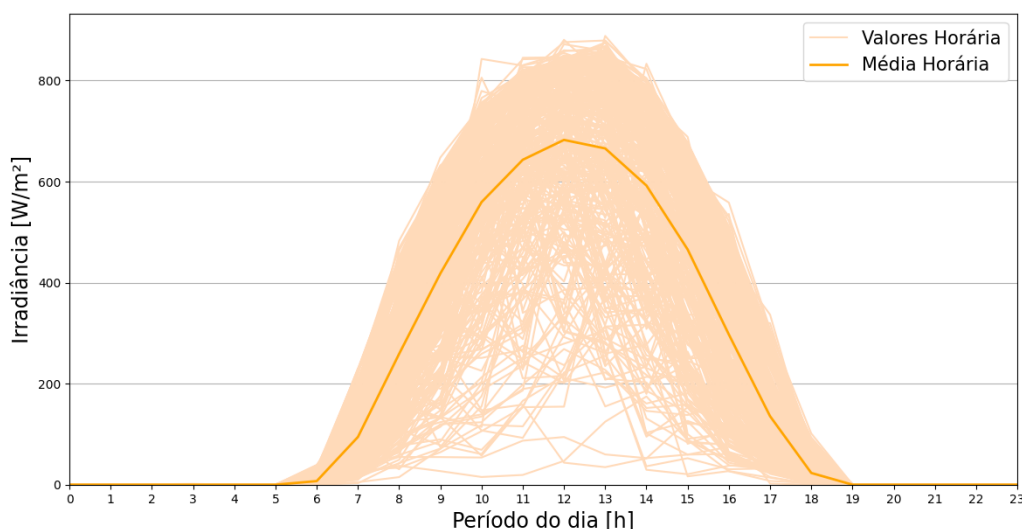


Figura 4.1. Irradiância registrada pelo INMET em Brasília ao longo do ano de 2020 (INMET, 2020).

Em laranja claro estão representadas as medidas horárias de irradiância solar para todos os dias do ano. A curva em laranja escuro corresponde à média dessas amostras. Cabe ressaltar o perfil da curva média de irradiância indica uma importante característica da geração fotovoltaica: no período entre as 19 horas e 6 horas do dia seguinte, a ausência de irradiância solar interrompe a geração dos SFVs. Além disso, percebe-se que o pico de irradiância ocorre entre 11 horas e 15 horas. Neste estudo, o valor máximo registrado foi de aproximadamente 800 W/m^2 .

Outro ponto importante é a variação dos valores de irradiância ao longo do ano. Por exemplo, durante o período das 13h, foram observados valores próximos a 800 W/m^2 , mas também ocorreram medições próximas a 0 W/m^2 . Esse fator ressalta a importância de se realizar uma análise que considere diferentes dias do ano e diferentes posicionamentos dos SFVs dentro de uma rede de distribuição.

A Figura 4.2 apresenta as medidas da velocidade do vento registrada pelo INMET durante o ano de 2020.

As medidas horárias da velocidade do vento ao longo de todos os dias do ano são apresentadas em cinza, enquanto a curva em preto representa a média dessas medições. Ao observar as curvas em cinza, nota-se que a maior parte das medições de velocidade do vento se concentra entre 0 e 6 m/s. A média deste parâmetro concentra-se em valores próximos a 2,5 m/s.

A Figura 4.3 apresenta as medidas das temperaturas ambiente registradas pelo INMET

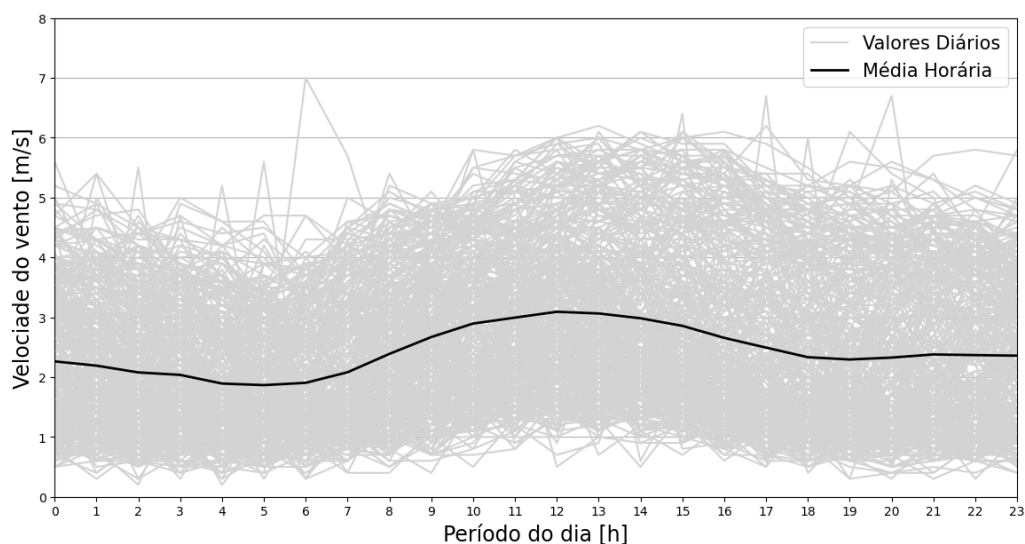


Figura 4.2. Velocidade do vento registrada pelo INMET em Brasília ao longo do ano de 2020 (INMET, 2020).

durante o ano de 2020.

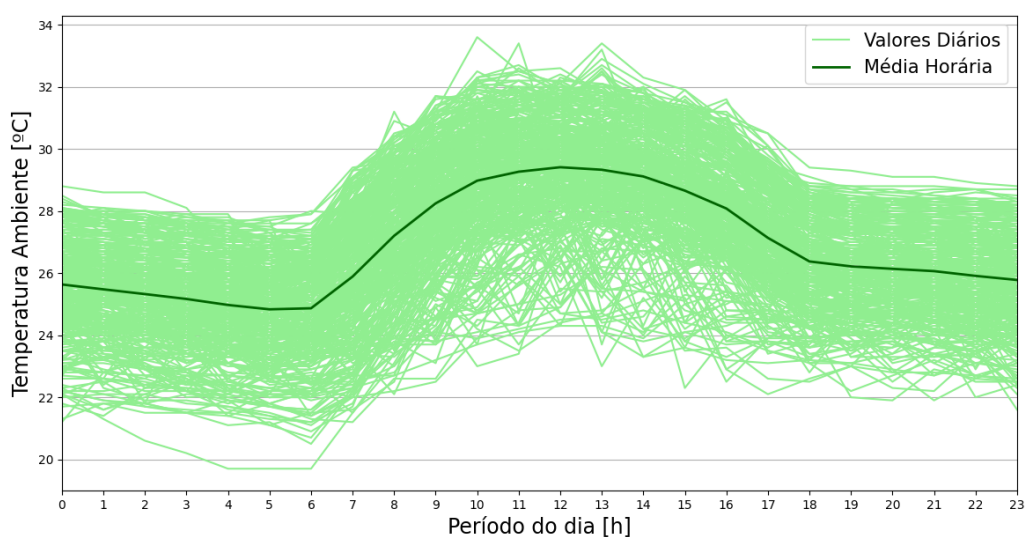


Figura 4.3. Temperatura ambiente registradas pelo INMET em Aracaju ao longo do ano de 2020 (INMET, 2020).

As medidas da temperatura ambiente para todos os dias do ano são representadas em verde claro. A curva em verde escuro apresenta a média dessas amostras. Observa-se que a temperatura ambiente apresenta uma amplitude térmica de aproximadamente 14°C , com valores mínimos em torno de 19°C e máximos próximos a 33°C .

Por fim, a Figura 4.4 exibe as temperaturas dos sistemas fotovoltaicos obtidas por meio do modelo sugerido e validado por (TAMIZHMANI *et al.*, 2003).

Faz-se necessário comparar as temperaturas relativas ao ambiente (Figura 4.3) e aos SFVs

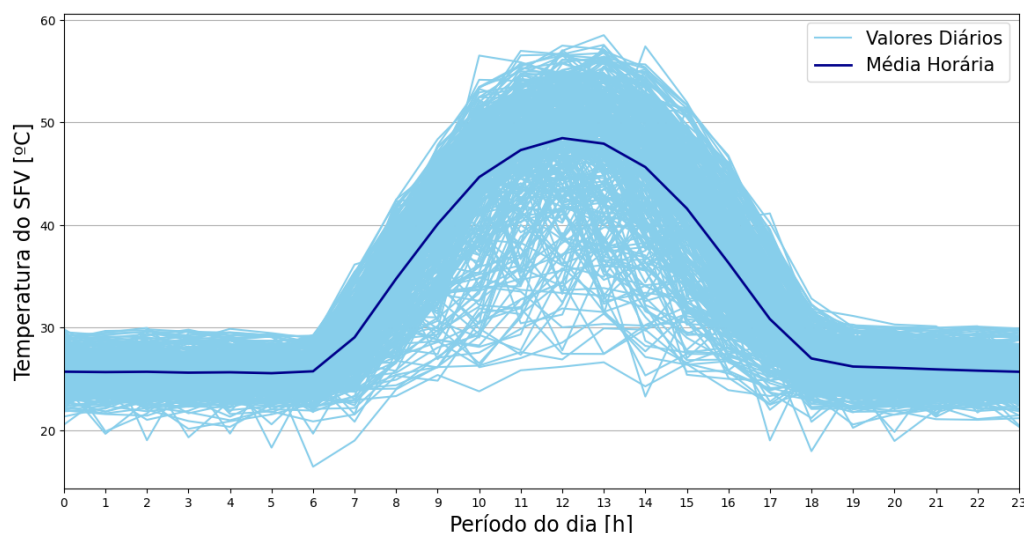


Figura 4.4. Temperatura estimada do SFV para o ano de 2020 estimada por meio do modelo proposto em (TAMIZHMANI *et al.*, 2003).

(Figura 4.4). Embora o comportamento das curvas seja similar, com a temperatura aumentando por volta das 8h e atingindo o pico próximo às 13h, é importante analisar os valores absolutos. Enquanto a temperatura ambiente não ultrapassa 34°C, os painéis fotovoltaicos podem alcançar temperaturas próximas a 60°C. Essa diferença ressalta a relevância de se considerar as temperaturas específicas dos SFVs nas análises, pois, apesar delas estarem relacionadas à temperatura ambiente, elas podem divergir significativamente, conforme indicado por (TAMIZHMANI *et al.*, 2003).

4.2.3 Parâmetros Utilizados na Monetização dos Impactos Técnicos

Para a avaliação dos impactos financeiros, foram considerados quatro parâmetros principais, a saber: a TUSD, o CMPC, o CME e o CE. Os valores referentes à TUSD, ao CMPC e ao CE foram obtidos nas revisões tarifárias publicadas pela ANEEL (ANEEL, 2022b); (ANEEL, 2022a); (ANEEL, 2023). Por sua vez, o CME foi adotado com base na Nota Técnica elaborada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (EPE, 2022). Os dados relativos ao TUSD, ao CMPC e ao CME estão reunidos na Tabela 4.2.

Os dados relativos ao Custo de Energia (CE) foram projetados por meio de uma regressão linear aplicada aos valores históricos acumulados de 2011 a 2024 para a distribuidora Sulgipe (EPE, 2022). A projeção foi realizada até o ano de 2045 com base no período de vida útil

Indicador Financeiro	Valor
TUSD [R\$/kW]	430,50
CMPC [%a.a.]	7,15
CME [R\$/kW]	794,10

Tabela 4.2. Dados empregados na monetização dos impactos técnicos

estimado dos SFVs.

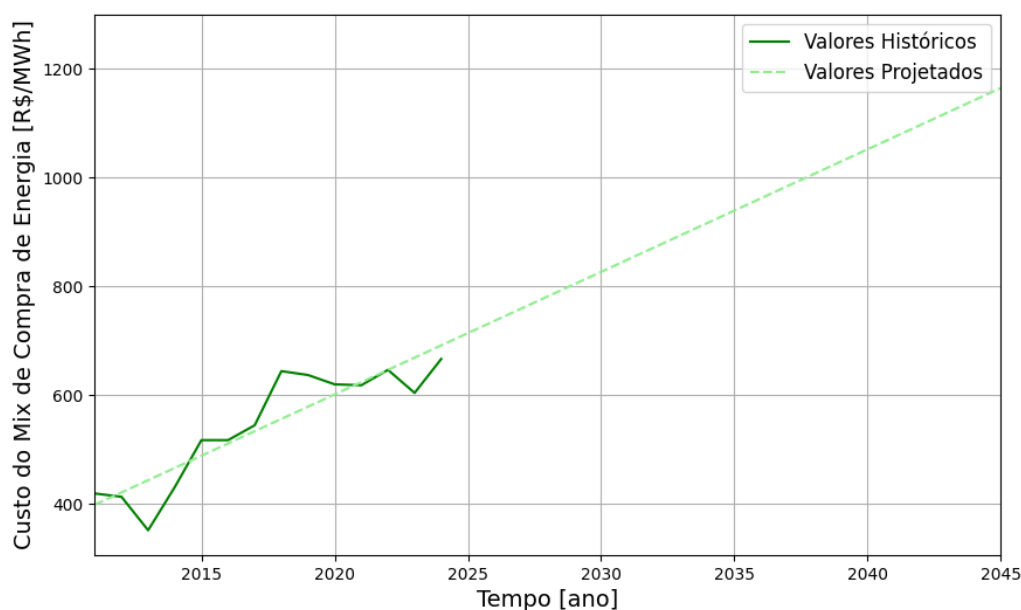


Figura 4.5. Valores históricos e tendência do CE de 2011 a 2047 (EPE, 2022).

Na Figura 4.5 é possível observar que pelos valores históricos, representados pela linha preenchida, a tendência do CE é de aumentar gradualmente ao longo dos anos. A linha pontilhada, derivada de uma regressão linear, reflete a estimativa do CE para os próximos anos. Cabe ressaltar que a projeção aponta para um crescimento anual estimado de R\$ 22,52 por cada MWh.

4.2.4 Condições das Simulações

Conforme discutido no Capítulo 3, os resultados foram obtidos por meio de simulações de fluxo de potência realizadas no software OpenDSS. Com o auxílio da interface COM, foi possível controlar a ferramenta de simulação e processar os dados gerados, por meio de programas em MATLAB.

O alimentador em análise possui unidades de baixa e média tensão. No entanto, a GDFV

foi implementada apenas nas unidades de baixa tensão (exceto na iluminação pública). A decisão de excluir a iluminação pública decorre do fato de sua potência ser modelada de forma concentrada no software ProgGeoPerdas. Além disso, acredita-se que as distribuidoras não investirão na instalação de geradores fotovoltaicos para suprir a iluminação pública.

Nas simulações, a potência nominal do inversor foi equivalente à capacidade instalada do SFV, operando exclusivamente com potência ativa (fator de potência unitário). Quanto ao esquema de conexão, as cargas trifásicas foram associadas a inversores trifásicos, enquanto as cargas monofásicas receberam inversores monofásicos.

Conforme mencionado no Capítulo 3, o fluxo de potência foi simulado com três objetivos principais: 1) adequação do modelo da rede às normas regulatórias; 2) identificação da capacidade de hospedagem; 3) cálculo dos impactos técnicos da integração de GDFV.

As condições de simulação para cada objetivo foram estabelecidas da seguinte forma:

1. Adequação do modelo da rede às normas regulatórias:

- Todas as horas do dia são simuladas;
- Número de dias simulados (N_d) igual a 365.

2. Identificação da capacidade de hospedagem:

- Horas simuladas (h): 10h às 17h (período de pico de geração fotovoltaica);
- Simulação de 7 dias consecutivos (com o 1º dia escolhido de forma aleatória);
- Número máximo de dias simulados (N_d^{max}) igual a 70;
- Número máximo de posições simuladas (N_s^{max}) igual a 50;
- Nível de penetração do SFV (pen) de 0 a 100%, em passos de 10%.

3. Cálculo dos impactos técnicos da integração de GDFV:

- Todas as horas do dia são simuladas;
- Simulação de 7 dias consecutivos (com o 1º dia escolhido de forma aleatória).
- Número mínimo de dias simulados (N_d^{min}) igual a 20;
- Número máximo de dias simulados (N_d^{max}) igual a 365;

- Número mínimo de posições simuladas (N_s^{min}) igual a 20;
- Número máximo de posições simuladas (N_s^{max}) igual a 30;
- Ao final de cada conjunto de simulações, o CV deve ser menor que 5%;
- Nível de penetração do SFV (pen) de 0 a 100%, em passos de 10%.

4.3 RESULTADOS DA ADEQUAÇÃO DOS NÍVEIS DE TENSÃO ÀS NORMAS REGULATÓRIAS

A Figura 4.6 ilustra a taxa de violação de tensão tanto para o modelo original da rede (Caso 1) quanto para o modelo com tensões adequadas (Caso 2). A análise demonstra que, no modelo original, diversas UCs apresentavam níveis de tensão que excediam os limites regulamentares estabelecidos pela ANEEL. Isso indica que, para o modelo original, a capacidade de hospedagem de GDFV era nula, com transgressões dos limites de violação de tensão sem a integração de GDFV.

Para corrigir essas inadequações, foram ajustados os taps dos transformadores de distribuição. Esse procedimento, comumente adotado pelas distribuidoras, tem como objetivo ajustar as tensões nas barras mais distantes da subestação, assegurando que os níveis de tensão se mantenham dentro dos limites técnicos estabelecidos pela ANEEL.

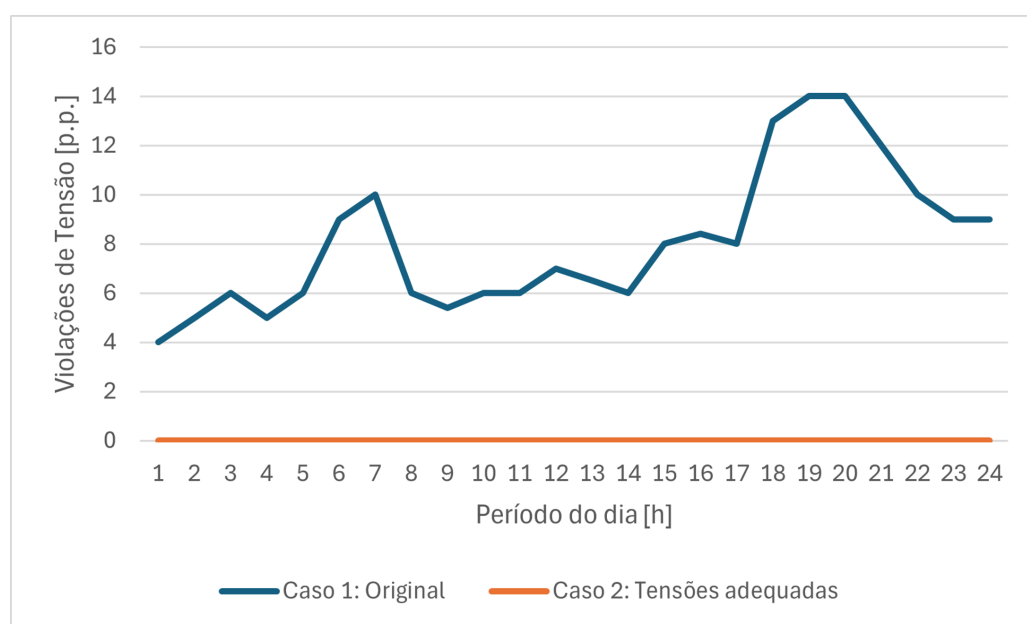


Figura 4.6. Taxa de violação de tensão do alimentador, para os casos analisados.

A implementação ajuste dos taps dos transformadores de distribuição resultou na mitigação das violações de tensão observadas no modelo original. A capacidade de hospedagem desse alimentador considerando esse novo modelo da rede aumentou para 10% com o nível de tensão sendo o limite técnico da rede.

4.4 RESULTADOS DO CASO 1: REFERÊNCIA

Nesta seção, são analisados os resultados referentes ao Caso 1. Nesta condição, não são empregadas soluções para aumentar a capacidade de hospedagem quando um limite técnico da rede é atingido.

4.4.1 Análise dos Impactos Técnicos

A Figura 4.7 apresenta a geração fotovoltaica para diferentes níveis de penetração de GDFV no alimentador em análise.

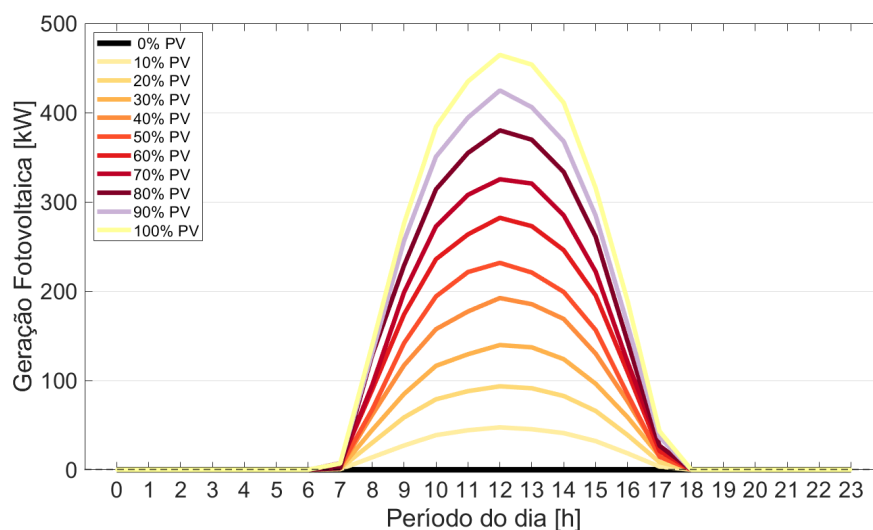


Figura 4.7. Geração fotovoltaica para diferentes níveis de penetração de GDFV.

Ao analisar a Figura 4.7, observa-se um aumento progressivo da geração fotovoltaica à medida que o nível de penetração se aproxima de 100%. O intervalo de geração concentra-se entre as 7h e as 18h. A única curva que não exibe geração em nenhum momento é a curva preta, que representa o cenário base, sem a presença de GDFV. Além disso, destaca-se que o pico de geração fotovoltaica ocorre entre 11h e 14h, coincidindo com os períodos de maior

irradiância solar ao longo do dia.

As violações de tensão devido ao aumento da penetração de GDFV é expressa na Figura 4.8.

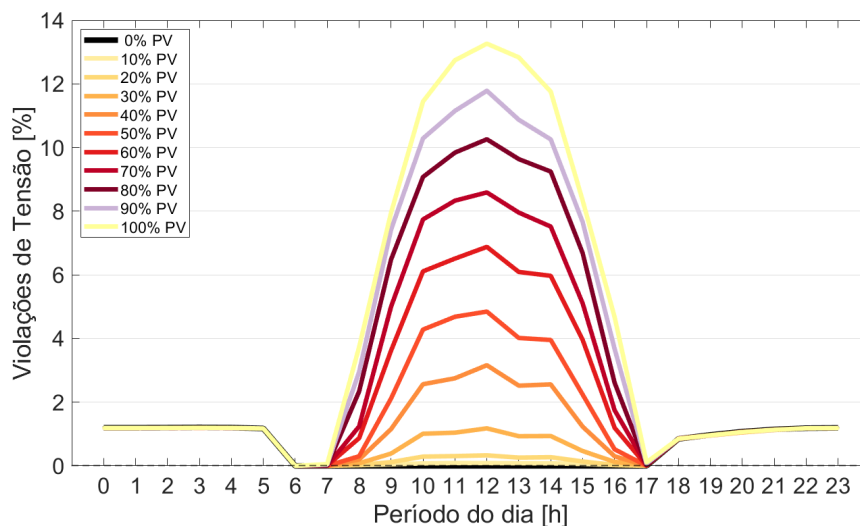


Figura 4.8. Violações de tensão do alimentador para diferentes níveis de penetração de SFV, considerando-se o Caso 1.

A Figura 4.8 evidencia uma significativa influência dos níveis de penetração de GDFV nas violações de tensão ao longo do dia, com o pico ocorrendo por volta das 13h, coincidente com o horário de maior geração fotovoltaica.

Os resultados demonstram que, em níveis de penetração de GDFV de até 20%, o impacto sobre as tensões da rede é praticamente imperceptível, com uma ocorrência mínima de violações. No entanto, à medida que a penetração aumenta, há uma mudança significativa no comportamento da rede, com as violações de sobretensão tornando-se mais frequentes. Com 90% de penetração, cerca de 12% das UCs apresentam violações de tensão ao meio dia. Desse modo, este comportamento comprova que as magnitudes de tensão tendem a aumentar significativamente quando as UCs recebem SFVs nas faixas de média e de alta penetração.

O aumento das magnitudes de tensão nas UCs à medida que a penetração de GDFV se eleva reflete a limitação da capacidade de hospedagem do alimentador. Em níveis baixos, a rede consegue suportar a geração fotovoltaica sem ultrapassar os limites técnicos. No entanto, em níveis mais elevados, a integração de GDFVs causa sobretensões, comprometendo a qualidade do fornecimento de energia.

A Figura 4.9 exibe a demanda do alimentador para os diferentes níveis de penetração ava-

liados.

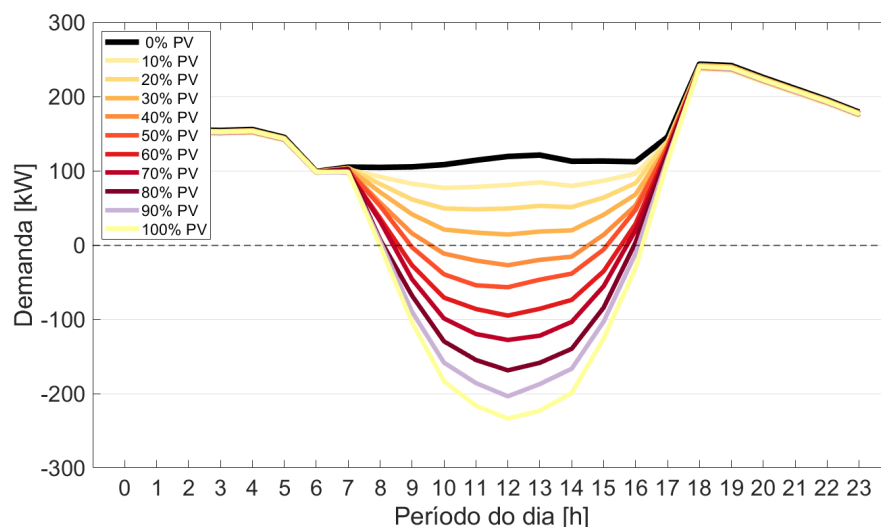


Figura 4.9. Demanda do alimentador para diferentes níveis de penetração de GDFV, considerando-se o Caso 1.

A análise da curva de demanda do alimentador (Figura 4.9) revela aspectos importantes do sistema. Primeiramente, verifica-se que a geração fotovoltaica contribui para a redução da demanda entre 7h e 18h, período em que a irradiância solar é elevada e a geração solar atinge seu pico. Esse efeito de atenuação da demanda é diretamente proporcional ao nível de penetração de GDFV no alimentador.

Outro aspecto importante é o pico de demanda, que ocorre por volta das 19h. Nesse horário, a geração fotovoltaica praticamente não influencia a rede devido à baixa irradiância solar. Ao comparar as curvas dos diferentes níveis de penetração com a curva de referência (sem GDFV), observa-se que o impacto da geração fotovoltaica é praticamente nulo após as 18h, devido à redução acentuada da geração solar nesse período.

A partir de 40% de penetração, destaca-se a ocorrência de demanda negativa, caracterizada pelo fluxo reverso de potência. Este comportamento é indesejável, pois ele pode causar sobretensões na rede e comprometer a qualidade do fornecimento de energia.

A Figura 4.10 apresenta as perdas técnicas referentes ao alimentador decorrentes da integração de GDFV para diferentes níveis de penetração.

Da Figura 4.10, nota-se que até 50% de penetração de GDFV, ocorre uma redução das perdas técnicas. No entanto, ao ultrapassar esse nível de penetração, percebe-se o aumento das perdas técnicas em comparação com o caso em que não há penetração fotovoltaica durante os

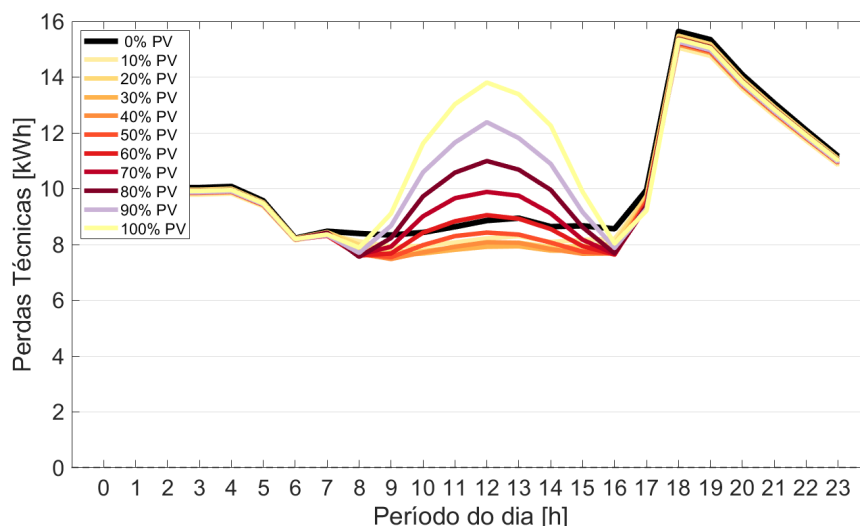


Figura 4.10. Perdas técnicas do alimentador para diferentes níveis de penetração de SFV, considerando-se o Caso 1.

momentos de pico da geração.

A redução das perdas técnicas em baixos níveis de penetração está relacionada com a diminuição do fluxo de potência na rede de distribuição. No entanto, em níveis elevados de penetração, a descoordenação entre a geração fotovoltaica e a demanda do alimentador pode resultar em sobrecargas nos condutores e nos transformadores, aumentando as perdas técnicas associadas a esses equipamentos.

Soluções como o recondutoramento e o ajuste da tensão de saída do alimentador na subestação são essenciais para mitigar esses impactos, cujos efeitos serão discutidos nas seções 4.5 e 4.6.

4.4.2 Análise dos Impactos Financeiros

Por meio das equações 3.21, 3.23 e 3.25 foi possível monetizar os impactos da variação média horária das violações de tensão, das perdas técnicas e da demanda de pico para cada cenário de simulação.

A Figura 4.11 apresenta o gráfico *box plot* referente aos impactos financeiros da integração de GDFV com níveis de penetração que vão de 10 a 100% em passos de 10%. No *box plot*, a linha central de cada caixa representa a mediana dos impactos financeiros. Os limites inferior e superior da caixa correspondem aos percentis de 25% e 75% (primeiro e terceiro quar-

tis), enquanto os traços inferior e superior das hastes indicam os valores mínimos e máximos observados, respectivamente.

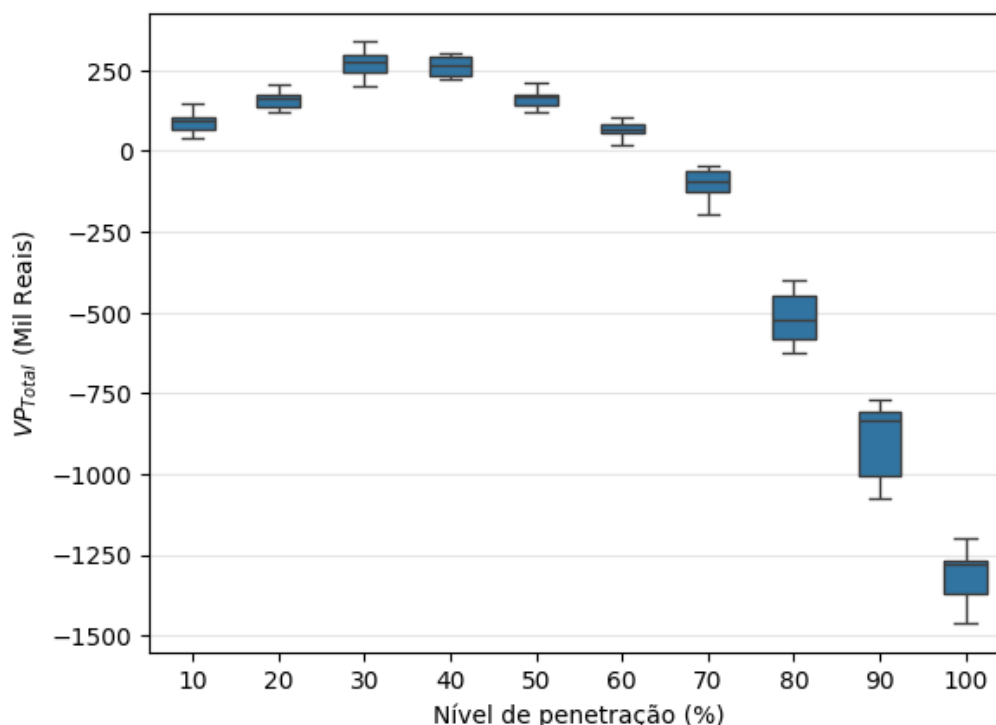


Figura 4.11. Impactos financeiros para diferentes níveis de penetração de GDFV, considerando-se o Caso 1.

A análise da Figura 4.11 revela que, para níveis de penetração de GDFV entre 10% e 60%, os impactos financeiros são predominantemente positivos para a distribuidora, refletindo uma redução nos custos. Para 30% de nível de penetração, constata-se o o melhor benefício financeiro para a distribuidora, com uma redução de custo de cerca de R\$ 250.000,00.

Por outro lado, para níveis de penetração superiores a 60%, os impactos financeiros tornam-se desfavoráveis para a distribuidora. Para uma penetração de 70%, a mediana do valor presente é de aproximadamente - R\$ 100.000,00. Em níveis extremos de penetração de GDFV, como 100%, a mediana dos custos atinge cerca de - R\$ 1.250.000,00.

Além disso, a análise das caixas dos *box plots* indica que, até um nível de penetração de 60%, a variabilidade dos impactos financeiros é menor. Acima desse nível, a variabilidade aumenta, evidenciada pela expansão das caixas. Isso indica que um maior nível de penetração fotovoltaica está associado a uma maior incerteza nos impactos técnicos e, consequentemente, nos impactos financeiros para o alimentador em análise.

4.5 RESULTADOS DO CASO 2: RECONDUTORAMENTO

Esta seção exibe os resultados relativos ao Caso 2. Nessa solução, será implementado o recondutoramento nos condutores identificados entre as UCs que apresentam transgressões dos limites de tensão e os transformadores de distribuição, com o objetivo de aumentar a capacidade de hospedagem de GDFV.

4.5.1 Análise dos Impactos Técnicos

As violações de tensão devido ao aumento da penetração de GDFV é expressa na Figura 4.12.

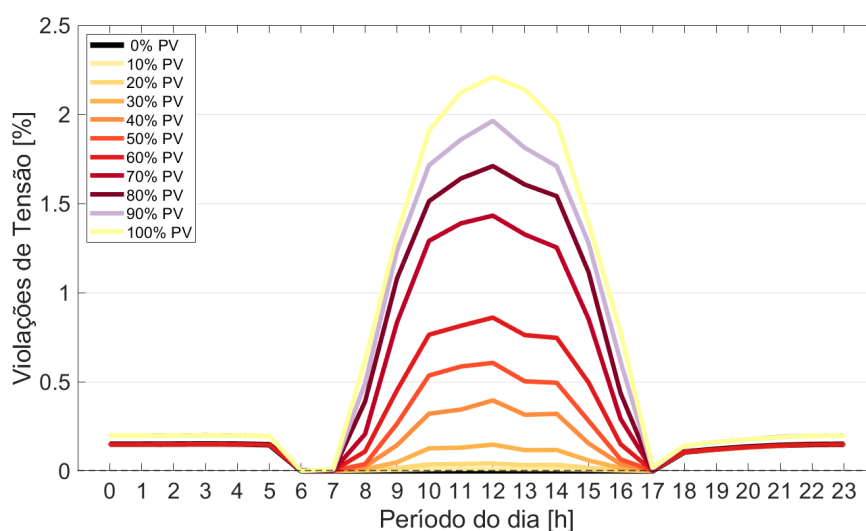


Figura 4.12. Violações de tensão do alimentador para diferentes níveis de penetração de SFV, considerando-se o Caso 2.

A Figura 4.12 ilustra os impactos nos níveis de tensão após o recondutoramento dos condutores críticos, que conectam as UCs com transgressões dos limites de tensão aos transformadores de distribuição. A análise revela uma redução expressiva nas violações de tensão, especialmente, em níveis mais elevados de penetração de GDFV. Com 80% de penetração, foram registradas cerca de 10% das UCs com violações às 12h no Caso 1, após o recondutoramento esse número é reduzido para cerca de 1,7%.

Nos níveis de penetração de até 20%, tanto no caso de referência quanto no caso com recondutoramento, as violações de tensão permanecem mínimas. No entanto, a partir de 20%,

a influência do recondutoramento torna-se mais evidente. No Caso 1 (referência), a frequência de violações por sobretensão aumenta consideravelmente com a penetração de GDFV, chegando a atingir 13% de violações para 100% de penetração. Após o recondutoramento, observa-se uma redução significativa dessas violações, com o valor máximo caindo para cerca de 2,3% no nível mais alto de integração de GDFV.

Esse resultado indica que o aumento da capacidade de condução dos condutores críticos por meio do recondutoramento permite que a rede suporte um aumento da geração fotovoltaica sem ultrapassar os limites técnicos de sobretensão (ANEEL, 2021c).

Assim, o recondutoramento se mostra uma solução eficaz para aumentar a capacidade de hospedagem da rede, minimizando as violações de tensão que, no Caso 1 (referência), se tornavam frequentes a partir de 20% de penetração.

A Figura 4.13 exibe a demanda do alimentador para os diferentes níveis de penetração avaliados considerando-se o recondutoramento para aumentar a capacidade de hospedagem.

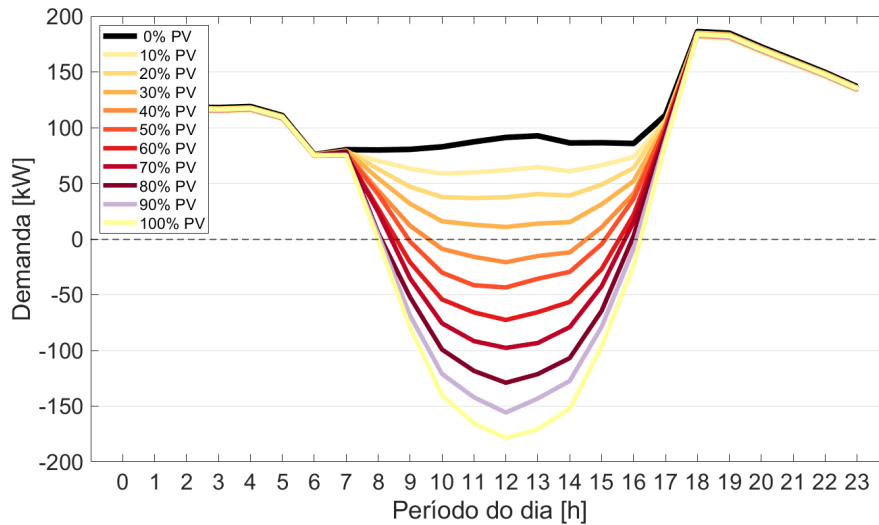


Figura 4.13. Demanda do alimentador para diferentes níveis de penetração de GDFV, considerando-se o Caso 2.

A análise da curva de demanda do alimentador após a implementação do recondutoramento nos condutores identificados entre as UCs que apresentavam transgressões dos limites de tensão e os transformadores de distribuição (Figura 4.9) revela poucas mudanças na curva de demanda do alimentador quando comparado com o Caso 1. O efeito de atenuação da demanda durante o pico de geração fotovoltaica, observado no Caso 1, também é evidente no Caso 2, reforçando que a presença da GDFV continua a reduzir a demanda entre 7h e 18h, período de maior

irradiância solar.

Além disso, o pico de demanda por volta das 19h continua sendo pouco impactado pela geração fotovoltaica, já que a irradiância solar é praticamente nula.

No entanto, é importante notar que o recondutoramento diminui a demanda do alimentador mas não altera o comportamento do fluxo reverso de potência, que ainda ocorre a partir de 40% de penetração de GDFV, assim como no Caso 1. Esse fenômeno de demanda negativa, caracterizado pelo envio de potência de volta à rede, persiste no mesmo nível de penetração. Embora o recondutoramento não elimine o fluxo reverso, ele diminui as sobretensões, ao aumentar a capacidade de condução dos condutores.

A Figura 4.14 apresenta as perdas técnicas referentes ao alimentador decorrentes da integração de GDFV para diferentes níveis de penetração considerando-se o recondutoramento para aumentar a capacidade de hospedagem.

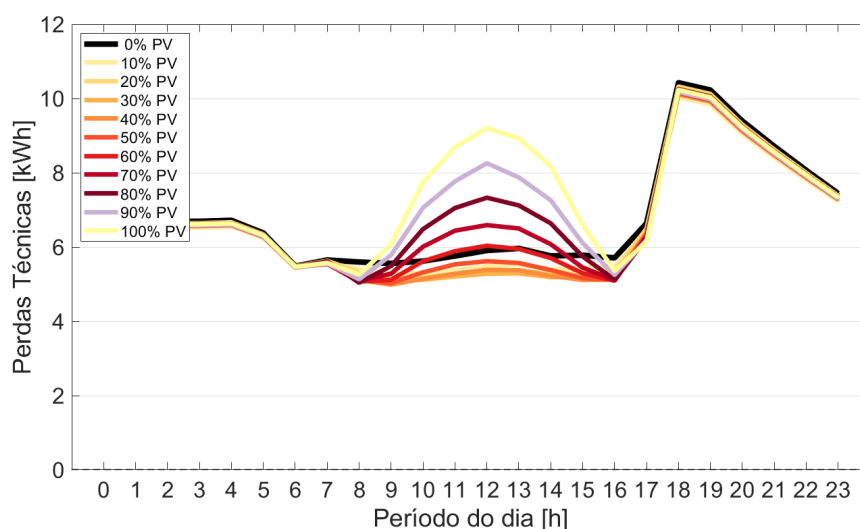


Figura 4.14. Perdas técnicas do alimentador para diferentes níveis de penetração de SFV, considerando-se o Caso 2.

A análise apresentada na Figura 4.14 demonstra que, após o recondutoramento visando o aumento da capacidade de hospedagem de GDFV, as perdas técnicas seguem um comportamento semelhante ao observado no caso base. No entanto, observa-se uma redução significativa dessas perdas em comparação ao Caso 1 (Referência). Durante o período de maior geração fotovoltaica, as perdas técnicas no Caso 1 variam de 6,5 kWh a 14 kWh, enquanto no Caso 2, após o recondutoramento, elas se situam entre 4,5 kWh e 8,5 kWh, indicando uma diminuição substancial.

O recondutoramento, ao substituir os condutores identificados entre as UCs que apresentam transgressões dos limites de tensão e os transformadores de distribuição por condutores com menor resistência, reduz o fluxo de potência nos trechos da rede que apresentam níveis de tensão considerados precários ou críticos, minimizando as perdas técnicas. No entanto, mesmo com o recondutoramento, observa-se que, ao ultrapassar 50% de penetração de GDFV, as perdas técnicas se intensificam. Esse fenômeno ocorre durante os períodos de pico de geração fotovoltaica, quando a produção excede a demanda local.

A Figura 4.15 apresenta o número de segmentos BT modificados para cada nível de penetração de GDFV, considerando a implementação do recondutoramento.

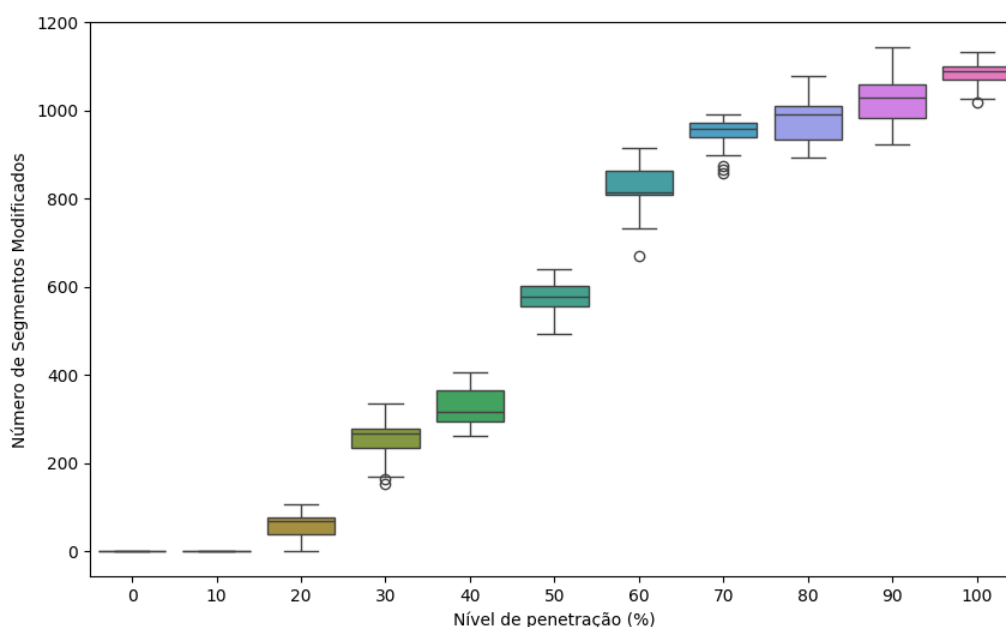


Figura 4.15. Número de segmentos modificados para diferentes níveis de penetração de GDFV, considerando-se o Caso 2.

Conforme ilustrado na Figura 4.15, o número de segmentos BT modificados cresce com a penetração de GDFV. Inicialmente, não há substituição de condutores para os níveis de penetração de 0% e 10%, pois não há violação dos limites técnicos da rede. No entanto, conforme a penetração de GDFV aumenta, torna-se necessário o recondutoramento. Com uma penetração de 20%, o número de segmentos substituídos é de cerca de 80. Quando a penetração atinge 50%, o número de segmentos modificados é de aproximadamente 600. Esse aumento reflete a necessidade de substituir mais condutores para suportar o crescimento da geração fotovoltaica sem exceder a capacidade de hospedagem da rede. No cenário de penetração máxima de 100%, o número de segmentos modificados atinge 1100.

Esses resultados destacam a eficácia do recondutoramento como uma medida para aumentar a capacidade de hospedagem. No entanto, é importante observar que o recondutoramento pode representar um custo elevado quando aplicado a um grande número de segmentos. Portanto, é importante avaliar o impacto econômico da substituição de condutores em comparação com os benefícios técnicos obtidos. Neste trabalho, a análise dos impactos econômicos do recondutoramento para os prosumidores não é contemplada, pois a avaliação foi feita da perspectiva da distribuidora de energia.

4.5.2 Análise dos Impactos Financeiros

A Figura 4.16 apresenta o gráfico *box plot* referente a monetização dos impactos técnicos da integração de GDFV para os níveis de penetração de 10% a 100%, em intervalos de 10%, quando do emprego do Caso 2. Do mesmo modo que realizado para o Caso 1, com o uso dos valores monetizados dos níveis de tensão, das perdas técnicas e da demanda de pico, obteve-se o valor presente total dos impactos técnicos devido ao aumento de penetração de GDFV ao se analisar o Caso 2.

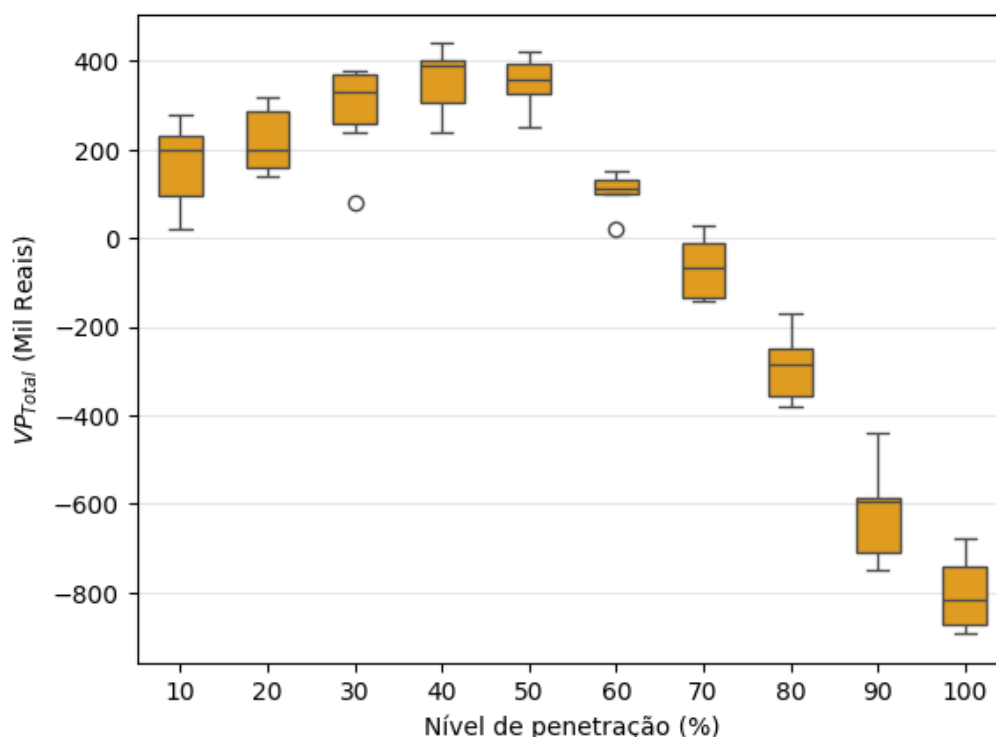


Figura 4.16. Impactos financeiros para diferentes níveis de penetração de GDFV, considerando-se o Caso 2.

Ao se aferir a Figura 4.16, percebe-se que a implementação do recondutoramento registrou valores monetizados semelhantes ao Caso 1 até 50% de penetração. Para níveis de penetração mais elevados, houve um benefício em relação ao caso base, ainda que, em termos absolutos, os impactos financeiros representaram prejuízos para as distribuidoras. Ressalta-se que, a partir de 80% de penetração, as três grandezas em avaliação contribuíram negativamente para os impactos econômicos. Ao se analisar os níveis de penetração de 20%, 50% e 90%, os valores das medianas do valor presente total são próximos de R\$ 200 mil, R\$ 400 mil e R\$ -600 mil, respectivamente.

4.6 RESULTADOS DO CASO 3: AJUSTE DA TENSÃO DE SAÍDA DO ALIMENTADOR

Esta seção apresenta os resultados relativos ao Caso 3. Nessa solução, será realizado o ajuste da tensão de saída do alimentador durante o período de 10h às 16h (pico da geração fotovoltaica), com o intuito de reduzir a ocorrência de sobretensões resultantes do aumento da penetração de GDFV na rede.

4.6.1 Análise dos Impactos Técnicos

As violações de tensão devido ao aumento da penetração de GDFV é expressa na Figura 4.8, considerando-se o Caso 3.

A Figura 4.17 ilustra os impactos nos níveis de tensão após a implementação da redução da tensão de saída do alimentador, uma estratégia adotada para mitigar as sobretensões associadas à integração de GDFV. A partir de 20% de penetração de GDFV, a redução da tensão de saída revelou um impacto significativo nos níveis de tensão do alimentador. No Caso 1 (referência), com o aumento da penetração de GDFV, a frequência das violações de tensão aumenta significativamente. Em contraste, a implementação da redução da tensão de saída contribui para a atenuação dessas violações no horário de pico da geração fotovoltaica.

Para um nível médio de integração de GDFV, como 40%, a redução da tensão de saída do alimentador (Caso 3) mostrou-se menos eficaz em comparação com a recondutoramento

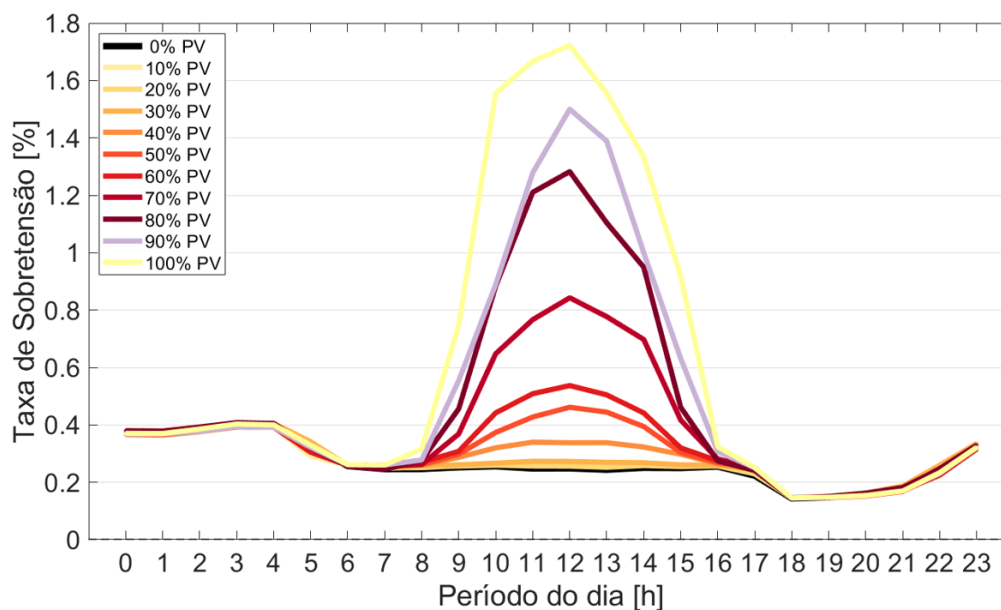


Figura 4.17. Violações de tensão do alimentador para diferentes níveis de penetração de GDFV, considerando-se o Caso 3.

(Caso 2). Isso se deve ao impacto generalizado da redução da tensão de saída do alimentador na subestação, que afeta todas as UCs do alimentador, incluindo aquelas que inicialmente não apresentavam problemas de sobretensão. Portanto, a redução da tensão de saída pode provocar condições de subtensão em algumas UCs.

À medida que a penetração de GDFV aumenta para níveis mais elevados, o número de UCs afetadas por níveis de tensão elevados tende a crescer. Para penetrações de 80%, onde o número de UCs com violações de tensão era aproximadamente 1,7% no Caso 2, a redução da tensão de saída conseguiu reduzir esse número para cerca de 1,3%. Esse resultado indica que, para altos níveis de penetração de GDFV, a redução da tensão de saída é mais eficaz para diminuir a frequência das sobretensões do que a solução de recondutoramento.

A Figura 4.18 exibe a demanda do alimentador para os diferentes níveis de penetração avaliados, considerando-se o ajuste da tensão de saída do alimentador durante o período de pico de geração fotovoltaica (10h às 16h).

Conforme ilustrado na Figura 4.18, a redução da tensão de saída na subestação exerce um impacto direto sobre a demanda do alimentador, especialmente em cenários de alta penetração de GDFV. Esse efeito está intrinsecamente relacionado ao modelo de carga ZIP utilizado neste estudo, que se caracteriza por uma combinação de 100% de impedância constante para a parcela reativa e uma divisão de 50% de potência constante e 50% de impedância constante para a

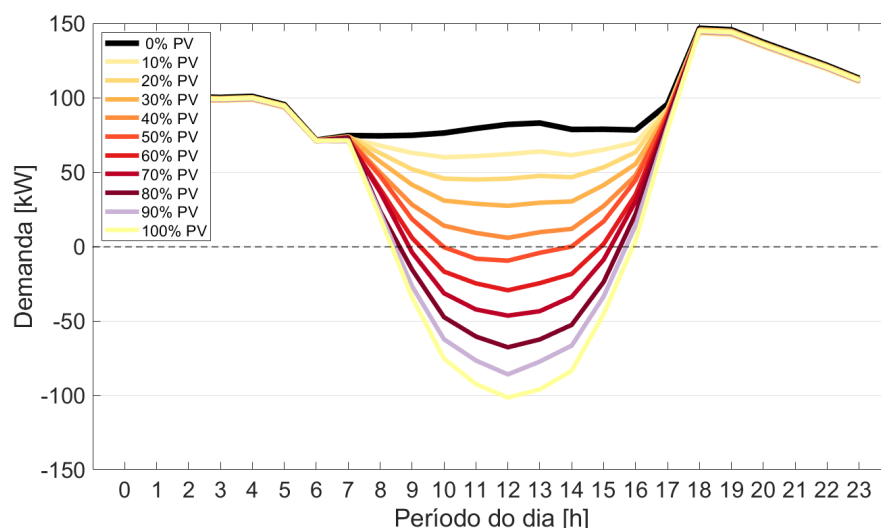


Figura 4.18. Demanda do alimentador para diferentes níveis de penetração de SFV, considerando-se o Caso 3.

parcela ativa.

A parcela de potência ativa que é de impedância constante varia com o quadrado da tensão, enquanto a parcela de potência constante permanece inalterada com a variação de tensão. Assim, durante o período de maior geração fotovoltaica, entre 10h e 16h, a redução da tensão de saída do alimentador adotada para mitigar violações de sobretensão ocasionadas pela integração de GDFV resulta em uma diminuição na demanda do alimentador.

Além disso, essa solução não altera substancialmente o comportamento da demanda de pico do alimentador, que ocorre por volta das 19h. Isso se deve ao fato de que a redução de tensão é aplicada apenas no intervalo de 10h às 16h, período correspondente ao pico de geração fotovoltaica.

Por fim, é importante destacar que o ajuste de tensão altera o comportamento do fluxo reverso de potência nesse alimentador. Enquanto no Caso 1 esse fenômeno se iniciava a partir de 40% de penetração de GDFV, com a implementação desta estratégia, ele passa a ocorrer a partir de 50% de penetração.

A Figura 4.19 apresenta as perdas técnicas referentes ao alimentador decorrentes da integração de GDFV para diferentes níveis de penetração, considerando-se o ajuste da tensão de saída do alimentador durante o período de pico de geração fotovoltaica (10h às 16h).

A Figura 4.19 ilustra o comportamento das perdas técnicas após a implementação da solução

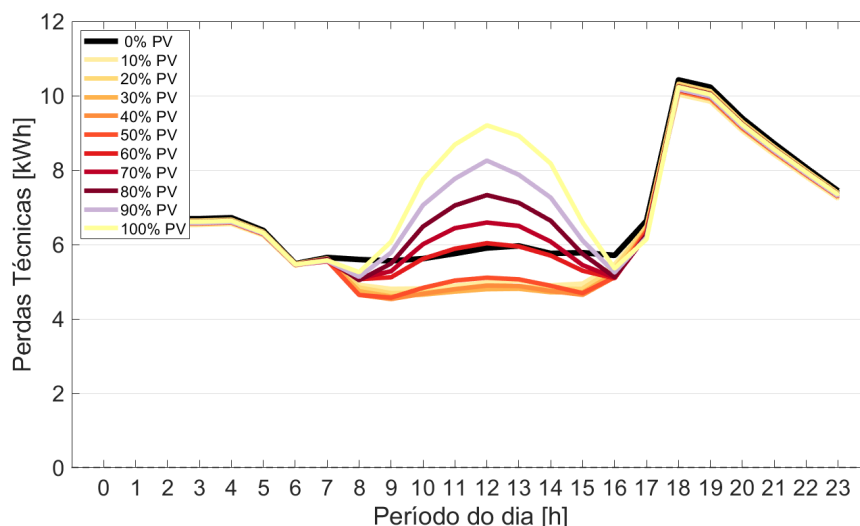


Figura 4.19. Perdas técnicas do alimentador para diferentes níveis de penetração de GDFV, considerando-se o Caso 3.

de redução da tensão de saída do alimentador, adotada para mitigar as sobretensões causadas pela integração de GDFV. A estratégia aplicada influenciou diretamente as perdas técnicas no alimentador durante o período de maior geração fotovoltaica (10h às 16h). Essa redução de tensão diminui o fluxo de potência ativa associada a parcela das cargas de impedância constante, o que resulta em uma atenuação das perdas técnicas.

Entretanto, mesmo com a diminuição dos níveis de tensão e a consequente redução de perdas durante os horários de pico da geração fotovoltaica, observa-se que, à medida que a penetração de GDFV aumenta, as perdas aumentam. Este efeito é particularmente perceptível após o nível de 60% de penetração, visto que quanto maior a potência instalada, maior será o valor da potência injetada na rede, o que aumenta o fluxo de potência e, para altos níveis de penetração, as perdas técnicas.

A Figura 4.20 apresenta os valores ajustados da tensão de saída do alimentador para cada nível de penetração de GDFV, considerando o intervalo de 10h às 16h, período de maior geração fotovoltaica.

Conforme apresentado na Figura 4.20, observa-se uma redução progressiva da tensão de saída do alimentador à medida que a penetração de GDFV aumenta. Inicialmente, com penetração de 0%, a tensão de saída é de 1.03 pu. Este valor é mantido até 10% de penetração. No entanto, à medida que a penetração de GDFV aumenta, torna-se necessário ajustar a tensão para mitigar as sobretensões. A partir de 40% de penetração, a tensão é ajustada para no

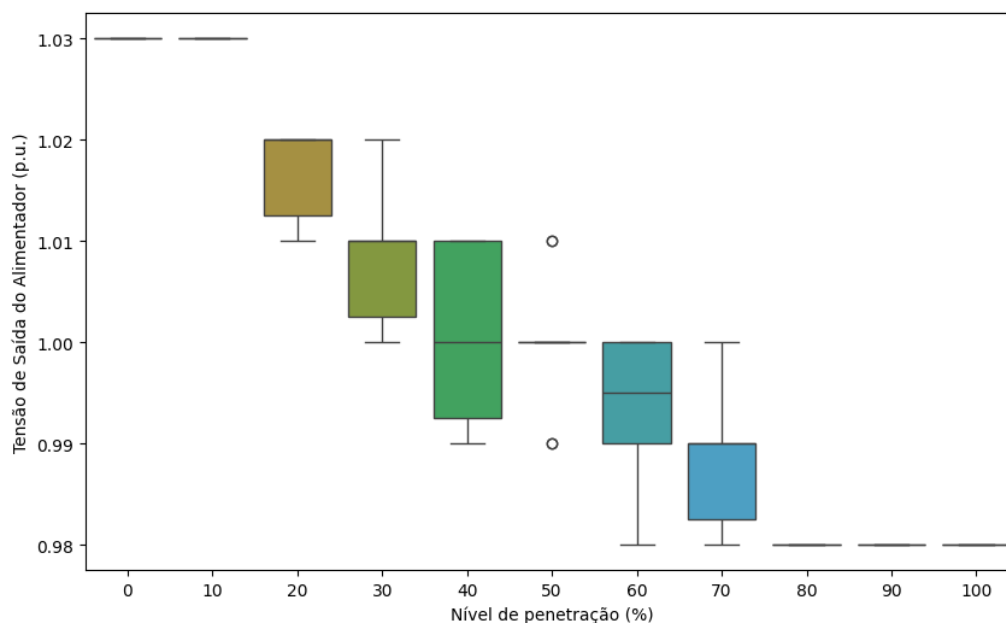


Figura 4.20. Tensão de saída ajustada para diferentes níveis de penetração de GDFV, considerando-se o Caso 3.

mínimo 1.01 pu, enquanto em níveis mais elevados, como 60% e 80%, ela é reduzida para 1.00 pu e 0.98 pu, respectivamente. No cenário de penetração máxima, de 100%, a tensão de saída do alimentador é de 0.98 pu.

Esse ajuste de tensão foi eficaz na mitigação das sobretensões causadas pela geração fotovoltaica durante o pico de geração. No entanto, é importante implementar essa redução de tensão com precaução, a fim de evitar a ocorrência de subtensões em UCs que operam em níveis de tensão já próximos ao limite inferior.

Esses resultados destacam a eficácia da redução da tensão de saída do alimentador como uma medida para aumentar a capacidade de hospedagem, mas também evidenciam a necessidade de equilibrar o controle de sobretensões com a prevenção de possíveis subtensões.

4.6.2 Análise dos Impactos Financeiros

A Figura 4.21 ilustra o *box plot* referente à monetização dos impactos técnicos da integração de GDFV para níveis de penetração de 10% a 100%, em intervalos de 10%, no contexto do Caso 3, que envolve a redução da tensão de saída do alimentador. A monetização dos níveis de tensão, das perdas técnicas e da demanda de pico permitiu a obtenção do valor presente total dos impactos técnicos associados ao aumento da penetração de GDFV para o Caso 3.

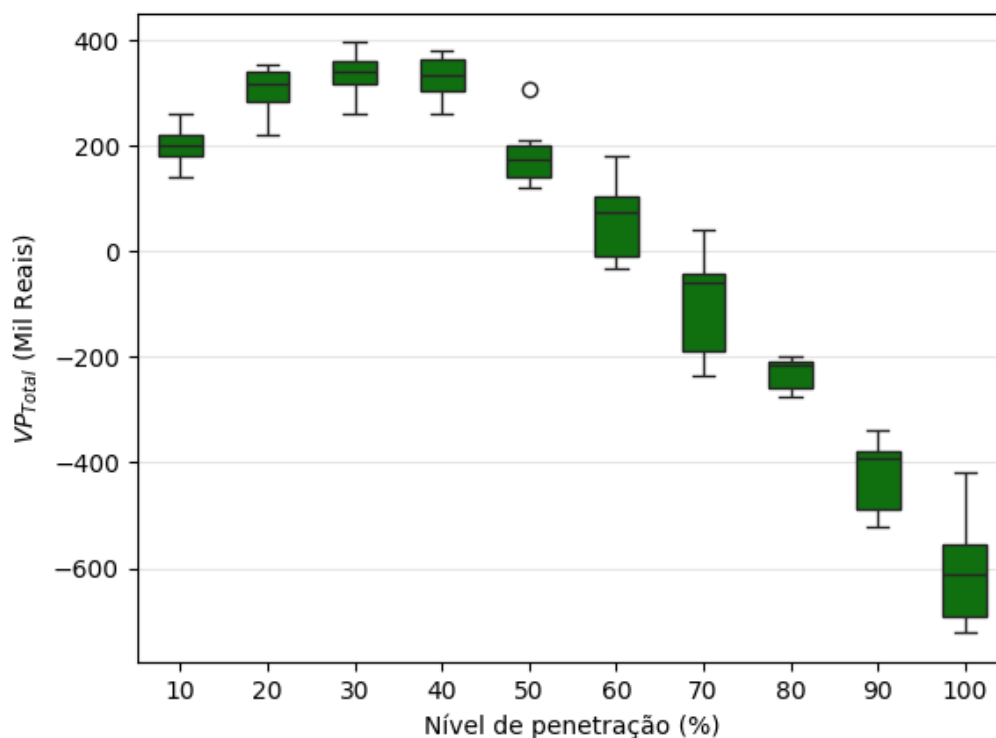


Figura 4.21. Impactos financeiros para diferentes níveis de penetração de SFV, considerando-se o Caso 3.

A análise da Figura 4.21 demonstra que a implementação da redução da tensão de saída apresentou um padrão de resultados financeiros diferente em relação ao Caso 1 (referência). No Caso 3, até níveis de penetração de 50%, os valores monetizados são semelhantes aos observados no Caso 1, mas com uma diferença notável nos níveis de penetração mais elevados. Para penetrações superiores a 50%, a redução da tensão de saída mostrou-se mais eficiente em comparação ao recondutoramento, resultando em um menor prejuízo a distribuidora.

Para níveis elevados de penetração, como 80% e 90%, o Caso 3 demonstrou um aumento significativo no valor presente total, refletindo o efeito da redução da tensão de saída sobre os impactos financeiros. Especificamente, o valor presente total para 80% de penetração de GDFV aumentou em cerca de R\$ 100 mil, e para 90%, os impactos financeiros aumentaram aproximadamente R\$ 200 mil quando comparado ao Caso 1.

Para 50% de penetração de GDFV é possível verificar que a implementação do recondutoramento apresenta mais benefícios para a distribuidora que a redução da tensão de saída do alimentador.

4.7 ANÁLISE COMPARATIVA

Nesta seção, é realizada uma comparação dos impactos financeiros obtidos para os três cenários analisados, conforme detalhado nas Seções 4.4, 4.5 e 4.6. A análise tem como objetivo identificar qual solução para aumentar a capacidade de hospedagem apresenta uma maior redução de custos para cada nível de penetração de GDFV.

A Figura 4.22 apresenta o *box plot* referente a monetização dos impactos técnicos decorrentes da integração de GDFV para os casos em análise.

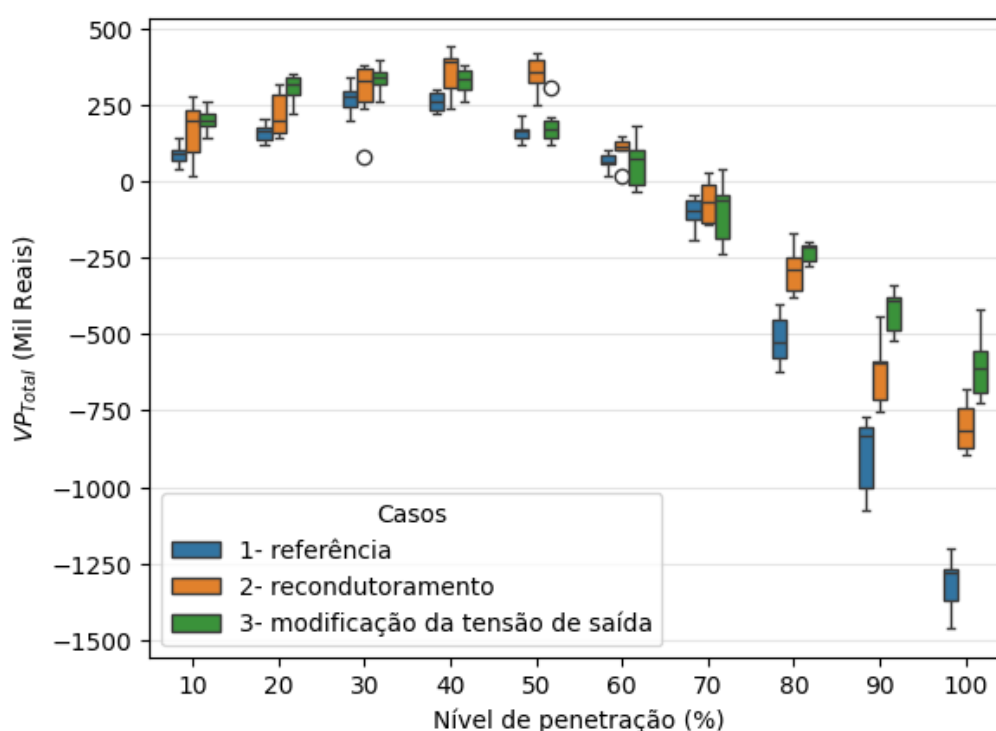


Figura 4.22. Impactos financeiros para diferentes níveis de penetração de GDFV, para os casos analisados.

Conforme ilustrado na Figura 4.22, o recondução (Caso 2) apresentou os melhores resultados financeiros para o nível de penetração de 40%, com o maior valor esperado da monetização dos impactos técnicos gerando um benefício de cerca de R\$ 460.000,00 para a distribuidora. Esse resultado destaca o recondução como uma solução eficiente para níveis médios de penetração.

Para níveis de penetração de até 30%, a adoção de soluções para o aumento da capacidade de hospedagem não resultou em benefícios financeiros significativos. Os impactos nas perdas técnicas, variações de tensão e demanda de pico apresentaram valores semelhantes entre os três

cenários avaliados. Isso sugere que, em níveis baixos de penetração, as adaptações na rede de distribuição não proporcionam um benefício expressivo para a distribuidora.

Já para níveis de penetração de 60%, a implementação de soluções de aumento da capacidade de hospedagem foi capaz de reduzir significativamente as violações de tensão. No entanto, a redução das perdas técnicas no caso referência (Caso 1) resultou em uma convergência dos valores presentes entre os diferentes cenários, minimizando a diferença entre as soluções.

Cabe ressaltar que para os níveis de penetração fotovoltaica a partir de 70%, a distribuidora deve arcar com custos decorrentes dos impactos causados pela integração de GDFV. Por outro lado, o emprego das soluções propostas nos Casos 1 e 2 possibilita que a distribuidora reduza esse prejuízo, demonstrando o papel fundamental desses recursos para aumentar a capacidade de hospedagem de GDFV na rede de distribuição.

Comparando os cenários, observa-se que, em até 60% de penetração de GDFV, os casos analisados apresentam variabilidade semelhante nos resultados financeiros. Contudo, a partir desse ponto, a incerteza nos resultados cresce de forma mais acentuada para o Caso 1, enquanto permanece estável nos Casos 2 e 3.

Em níveis intermediários de penetração, o recondutoramento (Caso 2) demonstrou ser a solução financeiramente mais vantajosa, com menores prejuízos quando comparado à redução da tensão de saída do alimentador (Caso 3). No entanto, para níveis elevados de penetração de GDFV, a redução da tensão de saída do alimentador se mostrou mais eficaz, minimizando os impactos técnicos e gerando menores prejuízos em comparação ao recondutoramento.

4.8 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Inicialmente, este capítulo apresentou os resultados dos impactos técnicos e financeiros para diferentes níveis de penetração sem a implementação de modificações para aumentar a capacidade de hospedagem.

Em seguida, foram apresentados resultados relacionados a duas soluções para o aumento da capacidade de hospedagem: o recondutoramento (Caso 2) e a redução da tensão de saída do alimentador (Caso 3).

A análise dos impactos financeiros foi organizada em um gráfico que reflete o valor presente da monetização dos impactos técnicos. Assim, foi possível comparar os 3 casos considerados em uma mesma base monetária.

Os resultados revelaram que, para níveis baixos de penetração de GDFV, as diferenças entre os três casos avaliados foram pouco significativas, com impactos financeiros relativamente semelhantes. Porém, para o nível de penetração acima de 40%, as soluções adotadas passaram a exercer uma influência mais notável nos resultados financeiros das distribuidoras.

Em níveis intermediários de penetração, o recondutoramento (Caso 2) apresentou resultados financeiramente mais favoráveis em comparação à redução da tensão de saída do alimentador (Caso 3), resultando em menores prejuízos. Por outro lado, em níveis elevados de penetração de GDFV, a redução da tensão de saída mostrou-se mais eficaz, minimizando os impactos técnicos e gerando menores prejuízos em comparação ao recondutoramento.

CONCLUSÕES

Este trabalho propôs uma metodologia para a análise dos impactos técnicos e financeiros decorrentes do aumento da penetração de GDFV na rede elétrica, considerando o emprego de duas soluções para o aumento da capacidade de hospedagem: o recondutoramento e o aumento da tensão de saída do alimentador. Essas soluções são implementadas quando há violações nos limites técnicos da rede, como níveis de tensão, desequilíbrio de tensão, sobrecarga dos transformadores e capacidade térmica dos condutores. Para essa análise, foi utilizado o modelo de rede baseado na BDGD e nos parâmetros regulatórios estabelecidos pela ANEEL. Esse modelo passou por um processo de ajuste dos níveis de tensão às normas regulatórias, com o objetivo de gerar perfis de tensão que representem com maior precisão as condições reais observadas em campo. Para aplicar a metodologia, desenvolveu-se um código em MATLAB que, integrado ao OpenDSS, permite avaliar diversas condições da rede com SFVs instalados.

No Capítulo 1, foram apresentadas as motivações e as contribuições deste estudo, além de uma revisão bibliográfica sobre o tema. O estado da arte abordou soluções para o aumento da capacidade de hospedagem, que serviram como base para o desenvolvimento da metodologia.

No Capítulo 2, foram descritos os conceitos essenciais à compreensão do trabalho, incluindo a modelagem dos SFVs, os níveis de penetração, o Método de Monte Carlo e os principais impactos da GDFV na rede de distribuição. O conceito de capacidade de hospedagem foi detalhado para fornecer embasamento à metodologia utilizada.

O Capítulo 3 apresentou a metodologia proposta. Inicialmente, detalhou-se o método para adequação dos níveis de tensão da rede às normas regulatórias. Em seguida, foram expostos o cálculo da capacidade de hospedagem de GDFV, o algoritmo para avaliar os impactos técnicos, a descrição das soluções aplicadas e a metodologia para obtenção dos impactos financeiros. Todos os parâmetros foram tratados estocasticamente pelo Método de Monte Carlo.

No Capítulo 4, foi descrito um alimentador localizado em Aracaju (SE), utilizado para apli-

car a metodologia, além dos dados meteorológicos reais de 2020, coletados pelo INMET, para determinar a geração fotovoltaica dos SFVs. Foram então apresentados os resultados da adequação dos níveis de tensão às normas regulatórias e os impactos técnicos e financeiros para os três casos analisados: o cenário sem o emprego de soluções para o aumento da capacidade de hospedagem e as duas estratégias propostas para aumentá-la. As estratégias são: a implementação do recondutoramento dos condutores críticos que conectam as UCs com transgressões dos limites de tensão aos transformadores de distribuição, e o aumento da tensão de saída do alimentador na subestação durante o período de 10h às 16h (pico da geração fotovoltaica).

Na etapa de adequação dos níveis de tensão, verificou-se que a metodologia de ajuste dos taps dos transformadores gerou um modelo com tensões adequadas no alimentador em avaliação, aumentando a capacidade de hospedagem de 0% para 10%. O nível de tensão foi o principal limite técnico em ambas as análises.

Os resultados dos impactos técnicos mostraram que, à medida que aumentam os níveis de penetração dos SFVs, agravam-se os problemas relacionados à demanda, perdas elétricas e violações de tensão.

Nos resultados obtidos sem o emprego de soluções (caso 1), foi possível constatar uma piora nos impactos técnicos e econômicos para valores de penetração acima de 60%. Destaca-se que, acima desse patamar, foram registrados valores monetizados negativos, implicando em prejuízos para as distribuidoras de energia. No entanto, para 30% de penetração, observou-se o maior benefício financeiro, a saber, uma economia de cerca de R\$ 250.000,00.

Considerando o emprego de estratégias para aumentar a capacidade de hospedagem, o caso 2, que implementa o recondutoramento dos condutores críticos que conectam as UCs com transgressões dos limites de tensão aos transformadores de distribuição, mostrou-se uma solução eficaz para aumentar a capacidade de hospedagem da rede, minimizando as violações de tensão que, no caso 1 (referência), tornaram-se frequentes a partir de 20% de penetração.

Visando reduzir a ocorrência de sobretensões resultantes do aumento da penetração de GDFV e, conseqüentemente, aumentar a capacidade de hospedagem, foi empregado o caso 3, que aumenta a tensão de saída do alimentador na subestação durante o período de 10h às 16h (pico da geração fotovoltaica). Esse caso mostrou-se uma solução eficaz principalmente para altos níveis de penetração de GDFV.

No entanto, para níveis intermediários de penetração, o caso 2 mostrou-se mais vantajoso que o caso 3, pois a redução da tensão de saída afeta todas as UCs, incluindo aquelas sem problemas de sobretensão, podendo causar subtensão na rede.

Além disso, os resultados indicam que, para níveis de penetração de GDFV acima de 60%, o caso 3 foi mais eficaz que o caso 2 na redução das violações de tensão.

Por fim, todos os casos foram monetizados e comparados em relação a uma única base monetária. Em níveis intermediários de penetração, o recondutoramento demonstrou ser a solução financeiramente mais vantajosa, com o maior valor monetizado, cerca de R\$ 460.000,00 para 40% de penetração. No entanto, para níveis elevados de penetração, o caso 3 mostrou-se mais eficaz, minimizando os impactos técnicos e gerando menores prejuízos em comparação aos casos 1 e 2. Para 90% de penetração, o valor monetizado no Caso 3 foi R\$ 200 mil superior ao do Caso 1.

Cabe destacar que este trabalho não considerou os custos da troca de equipamentos para o aumento da capacidade de hospedagem, além de não ter realizado a análise dos impactos econômicos em relação aos prosumidores.

A aplicação desta metodologia em alimentadores do sistema de distribuição possibilita: i) ajustar a modelagem para obter perfis de tensão que reflitam com maior precisão as condições reais observadas em campo, ii) realizar uma análise mais precisa dos impactos técnicos e financeiros advindos da penetração da GDFV, levando-se em consideração a capacidade de hospedagem da rede, e iii) propor soluções estratégicas que ampliem essa capacidade, garantindo, assim, a eficiência e sustentabilidade do sistema elétrico em face dos desafios impostos pela transição energética.

Para trabalhos futuros, sugere-se:

- Aplicar a metodologia proposta para todos os alimentadores de uma distribuidora;
- Analisar os impactos econômicos para o prosumidor, abordando os custos envolvidos na troca de equipamentos para aumentar a capacidade de hospedagem;
- Aplicar esta metodologia à minigeração e, com isso, considerar os custos relacionados ao fator de potência;

- Investigar a aplicação de outras soluções para aumentar a capacidade de hospedagem;
- Implementar de forma integrada diferentes soluções visando o aumento da capacidade de hospedagem;
- Considerar a estocasticidade do CE no cálculo dos impactos financeiros da integração de GDFV.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ADEFARATI, T.; BANSAL, R. C. Integration of renewable distributed generators into the distribution system: a review. *IET Renewable Power Generation*, Wiley Online Library, v. 10, n. 7, p. 873–884, 2016. Citado na página 17.

ALALAMAT, F. *Increasing the hosting capacity of radial distribution grids in Jordan*. 2015. Citado na página 4.

ALMEIDA, L. R. d. *et al.* Contribuições à análise dos impactos da microgeração distribuída por fonte fotovoltaica nos sistemas de distribuição de energia elétrica. Universidade Federal de Uberlândia, 2024. Citado 3 vezes nas páginas iv, 20, and 21.

ALVES, C. S.; MUNIZ, J. R.; FERNANDES, A. T.; PARÁ, P. Federal do. Análise comparativa entre soluções pelo lado da rede e soluções pelo lado da gd para mitigação da sobretensão em redes de distribuição de bt com penetração da geração fotovoltaica. 2023. Citado na página 4.

ANDRADE, J. C. G.; PATO, P. A. V.; CUNHA, V. C. da; RICCIARDI, T. R.; TRINDADE, F.; FREITAS, W.; ROSOLEN, R. A. de G. Avaliação de estratégias de regulação de tensão em sistemas de distribuição com elevada penetração de microgeradores fotovoltaicos. Galoá, 2021. Citado na página 3.

ANEEL. *Resolução Normativa N° 482*. 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Citado na página 1.

ANEEL. *Nota Técnica nº 0057/2014-SRD/ANEEL*. 2014. Disponível em: <[Https://cutt.ly/XgHjtPB.C](https://cutt.ly/XgHjtPB.C)>. Citado na página 30.

ANEEL. *Resolução Normativa N° 687*. 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Citado na página 1.

ANEEL. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST: Módulo 2*. 2021. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_1.pdf>. Citado na página 29.

ANEEL. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST: Módulo 7*. 2021. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_6.pdf>. Citado 4 vezes nas páginas 26, 27, 29, and 31.

ANEEL. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST: Módulo 8*. 2021. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_7.pdf>. Citado 8 vezes nas páginas iv, 14, 15, 21, 26, 35, 39, and 72.

ANEEL. *Resolução Normativa N° 1000*. 2021. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>>. Citado 2 vezes nas páginas 1 and 8.

ANEEL. *DESPACHO N° 544*. 2022. Disponível em: <[Https://www2.aneel.gov.br/cedoc/dsp2022544ti.pdf](https://www2.aneel.gov.br/cedoc/dsp2022544ti.pdf)>. Citado na página 62.

ANEEL. *Tarifas Residenciais - Evolução TUSD/TE*. 2022. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20223023ti.pdf>>. Citado na página 62.

ANEEL. *Tarifas Residenciais - Efeito do Ajuste Tarifário*. 2023. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZDFmMzIzM2QtM2EyNi00YjkyLWlxdmYtYTU4NTI0NWlyNTI5IiwidCI6IjQwZDZmOWI4IiwiaWQiOiJ1IiwiaWF0Ijoi>>. Citado na página 62.

ANEEL. *Perdas de Energia Elétrica na Distribuição*. 2024. Disponível em: <https://git.aneel.gov.br/publico/centralconteudo/-/raw/main/relatorioseindicadores/tarifaeconomico/Relatorio_Perdas_Energia.pdf>. Citado 3 vezes nas páginas iv, 17, and 18.

ARSHAD, A.; LEHTONEN, M. A stochastic assessment of pv hosting capacity enhancement in distribution network utilizing voltage support techniques. *IEEE Access*, IEEE, v. 7, p. 46461–46471, 2019. Citado 2 vezes nas páginas 3 and 4.

AZIZ, T.; KETJOY, N. Enhancing pv penetration in lv networks using reactive power control and on load tap changer with existing transformers. *IEEE Access*, IEEE, v. 6, p. 2683–2691, 2017. Citado na página 4.

BOLLEN, M.; HÄGER, M. Power quality: interactions between distributed energy resources, the grid, and other customers. *Leonardo Energy*, 2005. Citado 2 vezes nas páginas 20 and 21.

BOLLEN, M. H.; HASSAN, F. *Integration of distributed generation in the power system*. [S.l.]: John Wiley & sons, 2011. Citado na página 2.

BRAGA, M. D. Capacidade de hospedagem de sistemas de distribuição com inserção de geração distribuída utilizando o opendss. IESTI-Instituto de Engenharia de Sistemas e Tecnologia da Informação, 2019. Citado na página 21.

CAMARGOS, R. S. C.; STECANELLA, P. A. J.; VIEIRA, D.; LÍVIA, M. D. R.; MELO, F. C.; DOMINGUES, E. G.; FILHO, A. D. L. F. Technical and financial impacts on distribution systems of integrating batteries controlled by uncoordinated strategies. *IEEE Access*, IEEE, v. 9, p. 91361–91376, 2021. Citado na página 4.

CAMPOS, C. A. A. *et al.* Análise da capacidade de hospedagem de geração distribuída em uma rede radial de distribuição. Insitituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, 2019. Citado 2 vezes nas páginas 22 and 23.

CARVALHO, P. A. M. d. Avaliação dos impactos técnicos e financeiros decorrentes da integração de recursos energéticos distribuídos. 2021. Citado na página 9.

CHIRADEJA, P. Benefit of distributed generation: A line loss reduction analysis. In: IEEE. *2005 IEEE/PES Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific*. [S.l.], 2005. p. 1–5. Citado na página 1.

DUGAN, R. C.; MONTENEGRO, D. Reference guide-the open distribution system simulator opendss electric power research institute, inc. *Disponivel em: https://bit.ly/3MGQfTk*, 2020. Citado na página 29.

EPE. *Nota Técnica - Custo Marginal de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro - Metodologia e Cálculo*. 2022. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dadosabertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-607/topico-593/NT%20EPEDEE-NT-0342022%20%20CME.pdf>>. Citado 3 vezes nas páginas v, 62, and 63.

EPE. *Painel de Dados Mini e Micro Geração Distribuída*. 2024. Disponível em: <<https://dashboard.epe.gov.br/apps/pdgd/>>. Citado na página 1.

HASHEMI, S.; ØSTERGAARD, J. Methods and strategies for overvoltage prevention in low voltage distribution systems with pv. *IET Renewable power generation*, Wiley Online Library, v. 11, n. 2, p. 205–214, 2017. Citado na página 4.

IEA. *Renewables 2023*. 2024. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/renewables-2023>>. Citado na página 1.

INMET. *Dados Históricos Anuais*. 2020. Disponível em: <<https://portal.inmet.gov.br/dadoshistoricos>>. Citado 5 vezes nas páginas iv, 30, 59, 60, and 61.

KHANAL, M. K. Analysis of impacts and hosting capacity from the integration of photovoltaic power plants on many feeders from a utility. 2018. Citado 2 vezes nas páginas 22 and 34.

LIU, M. Z.; PROCOPIOU, A. T.; PETROU, K.; OCHOA, L. F.; LANGSTAFF, T.; HARDING, J.; THEUNISSEN, J. On the fairness of pv curtailment schemes in residential distribution networks. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 11, n. 5, p. 4502–4512, 2020. Citado na página 4.

NAVARRO-ESPINOSA, A.; OCHOA, L. F. Increasing the pv hosting capacity of lv networks: Olte-fitted transformers vs. reinforcements. In: IEEE. *2015 IEEE power & energy society innovative smart grid technologies conference (ISGT)*. [S.l.], 2015. p. 1–5. Citado na página 4.

NETO, D. P. Processo de otimização aplicada à análise de risco de investimento em geração de energia elétrica com fontes renováveis. 2017. Citado na página 10.

NOUR, A. M.; HATATA, A. Y.; HELAL, A. A.; EL-SAADAWI, M. M. Review on voltage-violation mitigation techniques of distribution networks with distributed rooftop pv systems. *IET Generation, Transmission & Distribution*, Wiley Online Library, v. 14, n. 3, p. 349–361, 2020. Citado na página 4.

NREL. *Advanced Hosting Capacity Analysis*. 2020. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/solar/market-research-analysis/advanced-hosting-capacity-analysis.html>>. Citado na página 20.

ONS. *Curva de carga horária*. 2024. Disponível em: <https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/curva_carga_horaria.aspx>. Citado 2 vezes nas páginas iv and 19.

PALUDO, J. A. *Avaliação dos impactos de elevados níveis de penetração da geração fotovoltaica no desempenho de sistemas de distribuição de energia elétrica em regime permanente*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2014. Citado na página 23.

PAREJA, L. A. G. Fluxo de potência em redes de distribuição de energia elétrica considerando incertezas. Universidade Estadual Paulista (Unesp), 2009. Citado na página 44.

RADATZ, P.; ROCHA, C.; SUNDERMAN, W.; RYLANDER, M.; PEPPANEN, J. Opendss pvsystem and invcontrol element models. *Electric power research institute-EPRI*, v. 30, 2020. Citado 2 vezes nas páginas iv and 10.

SARMIENTO, D. A.; VERGARA, P. P.; SILVA, L. C. D.; ALMEIDA, M. C. D. Increasing the pv hosting capacity with oltc technology and pv var absorption in a mv/lv rural brazilian distribution system. In: IEEE. *2016 17th international conference on harmonics and quality of power (ICHQP)*. [S.l.], 2016. p. 395–399. Citado 2 vezes nas páginas 2 and 3.

SEGUIN, R.; WOYAK, J.; COSTYK, D.; HAMBRICK, J.; MATHER, B. *High-penetration PV integration handbook for distribution engineers*. [S.l.], 2016. Citado na página 21.

STECANELLA, P. A. J. *et al.* Metodologia para a determinação dos impactos técnicos e financeiros provocados pela instalação de geração distribuída fotovoltaica em um sistema de distribuição. Instituição extra IF Goiano, 2020. Citado 7 vezes nas páginas 8, 12, 16, 18, 25, 27, and 57.

STETZ, T.; MARTEN, F.; BRAUN, M. Improved low voltage grid-integration of photovoltaic systems in germany. *IEEE Transactions on sustainable energy*, IEEE, v. 4, n. 2, p. 534–542, 2012. Citado na página 4.

TAMIZHMANI, G.; JI, L.; TANG, Y.; PETACCI, L.; OSTERWALD, C. Photovoltaic module thermal/wind performance: long-term monitoring and model development for energy rating. In: NATIONAL RENEWABLE ENERGY LAB., GOLDEN, CO.(US). *NCPV and Solar Program Review Meeting Proceedings, 24-26 March 2003, Denver, Colorado (CD-ROM)*. [S.l.], 2003. Citado 5 vezes nas páginas v, 10, 11, 61, and 62.

TORQUATO, R.; SALLES, D.; PEREIRA, C. O.; MEIRA, P. C. M.; FREITAS, W. A comprehensive assessment of pv hosting capacity on low-voltage distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 33, n. 2, p. 1002–1012, 2018. Citado na página 2.

USMAN, M.; BIGNUCOLO, F.; TURRI, R.; CERRETTI, A. Power losses management in low voltage active distribution networks. In: IEEE. *2017 52nd International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*. [S.l.], 2017. p. 1–6. Citado na página 18.

VIEIRA, D. Método para determinação do tipo de incentivo regulatório à geração distribuída solar fotovoltaica que potencializa seus benefícios técnicos na rede. 2017. Citado 2 vezes nas páginas 20 and 44.