



**Universidade de Brasília  
Faculdade de Tecnologia  
Departamento de Engenharia Elétrica**

**Metodologia para quantificação e  
gerenciamento do fluxo reverso de potência  
decorrente da integração de geração  
distribuída fotovoltaica na rede elétrica**

Leonardo Maximo Silva

**PROJETO FINAL DE CURSO  
ENGENHARIA DE CONTROLE E AUTOMAÇÃO**

Brasília  
2024

**Universidade de Brasília**  
**Faculdade de Tecnologia**  
**Departamento de Engenharia Elétrica**

**Metodologia para quantificação e  
gerenciamento do fluxo reverso de potência  
decorrente da integração de geração  
distribuída fotovoltaica na rede elétrica**

Leonardo Maximo Silva

Projeto Final de Curso submetido como requi-  
sito parcial para obtenção do grau de Enge-  
nheiro de Controle e Automação

Orientador: Prof. Dr. Anésio de Leles Ferreira Filho

Coorientador: Prof. Dr. Elder Geraldo Domingues

Brasília

2024

## FICHA CATALOGRÁFICA

Silva, Leonardo Maximo.

Metodologia para quantificação e gerenciamento do fluxo reverso de potência decorrente da integração de geração distribuída fotovoltaica na rede elétrica / Leonardo Maximo Silva; orientador Anésio de Leles Ferreira Filho; coorientador Elder Geraldo Domingues. -- Brasília, 2024.

158 p.

Projeto Final de Curso (Engenharia de Controle e Automação) -- Universidade de Brasília, 2024.

1. Fluxo reverso de potência. 2. Microgeração fotovoltaica. 3. Impactos técnicos e financeiros. 4. Método de Monte Carlo. I. Filho, Anésio de Leles Ferreira, orient. II. Domingues, Elder Geraldo, coorient. III. Título

**Universidade de Brasília**  
**Faculdade de Tecnologia**  
**Departamento de Engenharia Elétrica**

## **Metodologia para quantificação e gerenciamento do fluxo reverso de potência decorrente da integração de geração distribuída fotovoltaica na rede elétrica**

Leonardo Maximo Silva

Projeto Final de Curso submetido como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro de Controle e Automação

Trabalho aprovado. Brasília, 13 de Setembro de 2024:

---

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

---

**Prof. Dr. Elder Geraldo Domingues, IFG**  
Coorientador

---

**Prof. Dr. Kleber Melo e Silva,**  
**UnB/FT/ENE**  
Examinador interno

---

**Prof. Daniel Vieira, ANEEL**  
Examinador externo

Brasília  
2024

*Dedico este trabalho aos meus pais, Paulo e Daniela, à minha irmã, Mariana, e aos meus avós, João e Maria, que sempre acreditaram em mim e tornaram a minha jornada acadêmica possível.*

Leonardo Maximo Silva

# Agradecimentos

Agradeço a Deus por me dar força e determinação durante toda a minha vida.

À minha família por ter investido e acreditado em mim.

Ao meu orientador Prof. Dr. Anésio de Leles Ferreira Filho pela oportunidade, pelos conselhos e por me guiar durante a realização deste trabalho.

Ao meu coorientador Prof. Dr. Elder Geraldo Domingues e ao Prof. Dr. Wesley Oliveira pelas contribuições e sugestões que enriqueceram a minha pesquisa.

Aos membros da banca de defesa deste trabalho de graduação, Prof. Daniel Vieira e Prof. Dr. Kleber Melo e Silva, pela disponibilidade e interesse.

À Universidade de Brasília e ao seu corpo docente que contribuíram para a minha formação acadêmica, e permitiram que este trabalho fosse possível.

A todos que me incentivaram nos momentos difíceis.

*“Se eu vi mais longe, foi por estar sobre ombros de gigantes.”*  
*(Isaac Newton)*

# Resumo

No Brasil, a integração de fontes renováveis de energia como a solar apresentou um aumento de 8 GW e 11 GW nos anos 2022 e 2023, respectivamente, o que pode ter resultado em um significativo crescimento das inversões de fluxo nas redes de distribuição. Nesse contexto, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabeleceu a Resolução 1.059/2023 que obriga as distribuidoras de energia, quando da ocorrência de fluxo reverso de potência (FRP) no disjuntor do alimentador ou nos postos de transformação das distribuidoras, a elaborarem um estudo detalhado desse fenômeno e das alternativas para eliminá-lo. Neste contexto, este trabalho propõe uma metodologia técnico-econômica probabilística para determinar as melhores práticas e procedimentos de engenharia para se avaliar o impacto da geração distribuída fotovoltaica (GDFV) nas tensões, perdas técnicas, demanda de pico e FRP, considerando-se vários níveis de penetração e o emprego de 6 soluções para gerenciamento do fluxo reverso. As soluções avaliadas são baseadas na restrição temporária da energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos (SFV). Por meio de simulações computacionais realizadas no OpenDSS em conjunto com um algoritmo desenvolvido em Python, aplicou-se a metodologia proposta a um alimentador de perfil majoritariamente residencial. O posicionamento dos SFVs e a seleção da irradiância solar, da temperatura e da curva de carga foram consideradas variáveis estocásticas tratadas por meio do método de Monte Carlo. Uma vez que os impactos nos níveis de tensão, nas perdas técnicas e na demanda de pico são expressos em unidades diferentes, eles foram convertidos em uma mesma base monetária com o intuito de se identificar a estratégia de eliminação ou mitigação do FRP que gera mais benefícios para a distribuidora de energia. Os resultados mostram que, sem o emprego de soluções para a inversão de fluxo, esse fenômeno se eleva significativamente conforme cresce o nível de penetração. Além disso, para esta condição, os impactos técnicos e econômicos podem representar prejuízos para as distribuidoras. Ao se aplicar estratégias que procuram o equilíbrio entre geração e consumo, é possível mitigar severamente o FRP, e obter benefícios técnicos e econômicos. Ao se monetizar as soluções em análise, conclui-se que todas as estratégias que mitigam significativamente ou eliminam o fluxo reverso apresentam lucros para a distribuidora. Logo, a metodologia proposta permite i) ampliar o entendimento do processo de caracterização do FRP, ii) da sua associação com os impactos técnicos e econômicos decorrentes da penetração da GDFV, e ainda, iii) propor soluções práticas e economicamente viáveis para mitigar os efeitos adversos do FRP. Tais aspectos caracterizam-se como relevantes quando o objetivo é garantir a confiabilidade e a eficiência das redes de distribuição no contexto da transição energética, promovendo a sustentabilidade e a estabilidade do sistema elétrico. **Palavras-chave:** Fluxo reverso de potência. Microgeração fotovoltaica. Impactos técnicos e financeiros. Método de Monte Carlo.

# Abstract

In Brazil, the integration of renewable energy sources such as solar power has increased by 8 GW and 11 GW in the years 2022 and 2023, respectively. This increase may have led to a significant rise in reverse power flow in distribution networks. In this context, the Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) established Resolution 1.059/2023, which requires energy distributors to conduct a detailed study of this phenomenon and alternatives to eliminate it when reverse power flow (FRP) occurs at the feeder breaker or at the distributors' transformation stations. This paper proposes a probabilistic techno-economic methodology to determine the best practices and engineering procedures for evaluating the impact of photovoltaic distributed generation (GDFV) on voltages, technical losses, peak demand, and FRP, considering various penetration levels and employing six solutions for managing reverse flow. The evaluated solutions are based on temporarily restricting the energy generated by photovoltaic systems (SFV). Through computational simulations conducted using OpenDSS in conjunction with a Python-developed algorithm, the proposed methodology was applied to a predominantly residential feeder. The positioning of SFVs and the selection of solar irradiance, temperature, and load curve were considered stochastic variables addressed using the Monte Carlo method. Since the impacts on voltage levels, technical losses, and peak demand are expressed in different units, they were converted to a common monetary base to identify the strategy for eliminating or mitigating FRP that provides the most benefits to the energy distributor. The results show that without employing solutions for reverse flow, this phenomenon significantly increases as the penetration level rises. Furthermore, under this condition, the technical and economic impacts could represent losses for distributors. By applying strategies that seek to balance generation and consumption, it is possible to severely mitigate FRP and achieve technical and economic benefits. When monetizing the solutions under analysis, it is concluded that all strategies that significantly mitigate or eliminate reverse flow offer profits to the distributor. Thus, the proposed methodology allows i) an expanded understanding of the process of characterizing FRP, ii) its association with the technical and economic impacts resulting from GDFV penetration, and iii) the proposal of practical and economically viable solutions to mitigate the adverse effects of FRP. These aspects are relevant when the goal is to ensure the reliability and efficiency of distribution networks in the context of the energy transition, promoting sustainability and stability of the electrical system. **Keywords:** Reverse power flow. Photovoltaic microgeneration. Technical and financial impacts. Monte Carlo method.

# Lista de figuras

Figura 2.1	Modelagem de um sistema fotovoltaico no OpenDSS (Rylander; Peppanen, 2020) . . . . .	38
Figura 2.2	Curva de eficiência do inversor em função da potência de entrada (EPRI, 2011). . . . .	40
Figura 2.3	Curva de fator de temperatura em função da temperatura do SFV (EPRI, 2011). . . . .	40
Figura 2.4	Níveis de tensão estabelecidos pela ANEEL (ANEEL, 2021a) . . . . .	44
Figura 2.5	Exemplo de curva de demanda média entre os dias 10/01/2024 e 11/01/2024 (ONS, 2024) . . . . .	46
Figura 2.6	Demonstração das perdas técnicas em um sistema de distribuição elétrica (ANEEL, 2023c) . . . . .	48
Figura 3.1	Fluxograma simplificado da metodologia proposta . . . . .	53
Figura 3.2	Cálculo da intensidade de FRP no alimentador . . . . .	60
Figura 3.3	Cálculo da permanência média de FRP no alimentador . . . . .	62
Figura 3.4	Cálculo da presença média de FRP nas UCs em relação ao alimentador . . . . .	63
Figura 3.5	Cálculo da contribuição média de FRP nas UCs em relação ao alimentador . . . . .	64
Figura 3.6	Cálculo da presença média de FRP nos transformadores . . . . .	66
Figura 3.7	Cálculo da contribuição média dos transformadores para o FRP . . . . .	67
Figura 3.8	Cálculo da permanência de FRP nos transformadores . . . . .	68
Figura 3.9	Cálculo da presença do FRP nas UCs em relação aos transformadores de distribuição . . . . .	69
Figura 3.10	Cálculo da contribuição média de FRP nas UCs em relação aos transformadores de distribuição . . . . .	70
Figura 3.11	Fluxograma para obtenção dos impactos técnicos (Stecanella, 2020) . . . . .	75
Figura 3.12	Fluxograma do Caso 1 . . . . .	78
Figura 3.13	Fluxograma do Caso 2 . . . . .	80
Figura 3.14	Fluxograma do Caso 3 . . . . .	81
Figura 3.15	Fluxograma do Caso 4 . . . . .	83
Figura 3.16	Fluxograma para obtenção dos impactos econômicos (Stecanella, 2020) . . . . .	90
Figura 4.1	Curvas de carga residencial, comercial e industrial do alimentador em análise. . . . .	93
Figura 4.2	Temperatura ambiente registrada pelo INMET em Brasília ao longo do ano de 2022 (INMET, 2022). . . . .	94
Figura 4.3	Irradiância registrada pelo INMET em Brasília ao longo do ano de 2022 (INMET, 2022). . . . .	95

Figura 4.4	Velocidade do vento registrada pelo INMET em Brasília ao longo do ano de 2022 (INMET, 2022). . . . .	96
Figura 4.5	Temperatura estimada do SFV para o ano de 2022 estimada por meio do modelo proposto em (TamizhMani <i>et al.</i> , ). . . . .	96
Figura 4.6	Valores históricos e tendência do CE no período de 2011 a 2047 (ANEEL, 2023f). . . . .	97
Figura 4.7	P95% da intensidade do FRP do alimentador e o P95% da contribuição média dos transformadores de distribuição para o FRP, em porcentagem de suas potências nominais. . . . .	99
Figura 4.8	Permanência média do FRP (em horas/dia) nos transformadores e no alimentador em avaliação. . . . .	100
Figura 4.9	P95% da presença do FRP nas UCs [%] e o P95% da contribuição média das UCs para o FRP [%] no alimentador em análise. . . . .	101
Figura 4.10	P95% da presença do FRP nas UCs [%] e o P95% da contribuição média das UCs para o FRP [%] nos transformadores de distribuição. . . . .	101
Figura 4.11	P95% da presença do FRP nos transformadores de distribuição [%] e o P95% da contribuição desses transformadores [%] para o FRP no alimentador em análise. . . . .	102
Figura 4.12	Variação nos perfis de tensão do alimentador devido ao aumento da penetração de GDFV. . . . .	103
Figura 4.13	Variação dos valores médios horários das perdas técnicas do alimentador devido ao aumento da penetração de GDFV. . . . .	104
Figura 4.14	Variação da demanda de pico do alimentador devido ao aumento da penetração de GDFV. . . . .	104
Figura 4.15	Valores esperados do valor presente das monetizações das variações das tensões, das perdas, da demanda de pico e o total. . . . .	105
Figura 4.16	Riscos associados às monetizações das variações das tensões, das perdas, da demanda de pico e o total. . . . .	105
Figura 4.17	P95% da intensidade do FRP do alimentador e o P95% da contribuição média dos transformadores de distribuição para o FRP, em porcentagem de suas potências nominais, considerando o caso 1. . . . .	107
Figura 4.18	Permanência média do FRP (em horas/dia) nos transformadores e no alimentador em avaliação, considerando o caso 1. . . . .	108
Figura 4.19	P95% da presença do FRP nas UCs [%] e o P95% da contribuição média das UCs para o FRP [%] no alimentador em análise, considerando o caso 1. . . . .	108
Figura 4.20	P95% da presença do FRP nas UCs [%] e o P95% da contribuição média das UCs para o FRP [%] nos transformadores de distribuição, considerando o caso 1. . . . .	109

Figura 4.21	P95% da presença do FRP nos transformadores de distribuição [%] e o P95% da contribuição desses transformadores [%] para o FRP no alimentador em análise, considerando o caso 1. . . . .	110
Figura 4.22	Variação nos perfis de tensão do alimentador devido ao aumento da penetração de GDFV, considerando o caso 1. . . . .	111
Figura 4.23	Variação dos valores médios horários das perdas técnicas do alimentador devido ao aumento da penetração de GDFV, considerando-se o caso 1. . . . .	111
Figura 4.24	Variação da demanda de pico do alimentador devido ao aumento da penetração de GDFV, considerando-se o caso 1. . . . .	112
Figura 4.25	Valores esperados do valor presente das monetizações das variações das tensões, das perdas, da demanda de pico e o total, considerando-se o caso 1.	113
Figura 4.26	Riscos associados às monetizações das variações das tensões, das perdas, da demanda de pico e o total, considerando-se o caso 1. . . . .	113
Figura 4.27	P95% da intensidade do FRP do alimentador e o P95% da contribuição média dos transformadores de distribuição para o FRP, em porcentagem de suas potências nominais, considerando o caso 2. . . . .	114
Figura 4.28	Permanência média do FRP (em horas/dia) nos transformadores e no alimentador em avaliação, considerando o caso 2. . . . .	115
Figura 4.29	P95% da presença do FRP nas UCs [%] e o P95% da contribuição média das UCs para o FRP [%] no alimentador em análise, considerando o caso 2.	116
Figura 4.30	P95% da presença do FRP nas UCs [%] e o P95% da contribuição média das UCs para o FRP [%] nos transformadores de distribuição, considerando o caso 2. . . . .	117
Figura 4.31	P95% da presença do FRP nos transformadores de distribuição [%] e o P95% da contribuição desses transformadores [%] para o FRP no alimentador em análise, considerando o caso 2. . . . .	118
Figura 4.32	Variação nos perfis de tensão do alimentador devido ao aumento da penetração de GDFV, considerando-se o caso 2. . . . .	118
Figura 4.33	Variação dos valores médios horários das perdas técnicas do alimentador devido ao aumento da penetração de GDFV, considerando-se o caso 2. . . . .	119
Figura 4.34	Variação da demanda de pico do alimentador devido ao aumento da penetração de GDFV, considerando-se o caso 2. . . . .	119
Figura 4.35	Valores esperados do valor presente das monetizações das variações das tensões, das perdas, da demanda de pico e o total, considerando-se o caso 2.	120
Figura 4.36	Riscos associados às monetizações das variações das tensões, das perdas, da demanda de pico e o total, considerando-se o caso 2. . . . .	121
Figura 4.37	P95% da intensidade do FRP do alimentador e o P95% da contribuição média dos transformadores de distribuição para o FRP, em porcentagem de suas potências nominais, considerando o caso 3. . . . .	122

Figura 4.38	Permanência média do FRP (em horas/dia) nos transformadores e no alimentador em avaliação, considerando o caso 3. . . . .	123
Figura 4.39	P95% da presença do FRP nas UCs [%] e o P95% da contribuição média das UCs para o FRP [%] no alimentador em análise, considerando o caso 3.	124
Figura 4.40	P95% da presença do FRP nas UCs [%] e o P95% da contribuição média das UCs para o FRP [%] nos transformadores de distribuição, considerando o caso 3. . . . .	124
Figura 4.41	P95% da presença do FRP nos transformadores de distribuição [%] e o P95% da contribuição desses transformadores [%] para o FRP no alimentador em análise, considerando o caso 3. . . . .	125
Figura 4.42	Variação nos perfis de tensão do alimentador devido ao aumento da penetração de GDFV, considerando-se o caso 3. . . . .	126
Figura 4.43	Variação dos valores médios horários das perdas técnicas do alimentador devido ao aumento da penetração de GDFV, considerando-se o caso 3. . . . .	127
Figura 4.44	Variação da demanda de pico do alimentador devido ao aumento da penetração de GDFV, considerando-se o caso 3. . . . .	127
Figura 4.45	Valores esperados do valor presente das monetizações das variações das tensões, das perdas, da demanda de pico e o total, considerando-se o caso 3.	128
Figura 4.46	Riscos associados às monetizações das variações das tensões, das perdas, da demanda de pico e o total, considerando-se o caso 3. . . . .	128
Figura 4.47	P95% da intensidade do FRP do alimentador e o P95% da contribuição média dos transformadores de distribuição para o FRP, em porcentagem de suas potências nominais, considerando o caso 4. . . . .	129
Figura 4.48	Permanência média do FRP (em horas/dia) nos transformadores e no alimentador em avaliação, considerando o caso 4. . . . .	130
Figura 4.49	P95% da presença do FRP nas UCs [%] e o P95% da contribuição média das UCs para o FRP [%] no alimentador em análise, considerando o caso 4.	131
Figura 4.50	P95% da presença do FRP nas UCs [%] e o P95% da contribuição média das UCs para o FRP [%] nos transformadores de distribuição, considerando o caso 4. . . . .	131
Figura 4.51	P95% da presença do FRP nos transformadores de distribuição [%] e o P95% da contribuição desses transformadores [%] para o FRP no alimentador em análise, considerando o caso 4. . . . .	132
Figura 4.52	Variação nos perfis de tensão do alimentador devido ao aumento da penetração de GDFV, considerando-se o caso 4. . . . .	133
Figura 4.53	Variação dos valores médios horários das perdas técnicas do alimentador devido ao aumento da penetração de GDFV, considerando-se o caso 4. . . . .	134
Figura 4.54	Variação da demanda de pico do alimentador devido ao aumento da penetração de GDFV, considerando-se o caso 4. . . . .	135

Figura 4.55	Valores esperados do valor presente das monetizações das variações das tensões, das perdas, da demanda de pico e o total, considerando-se o caso 4.	135
Figura 4.56	Riscos associados às monetizações das variações das tensões, das perdas, da demanda de pico e o total, considerando-se o caso 4. . . . .	136
Figura 4.57	P95% da intensidade do FRP do alimentador e o P95% da contribuição média dos transformadores de distribuição para o FRP, em porcentagem de suas potências nominais, considerando o caso 5. . . . .	137
Figura 4.58	Variação nos perfis de tensão do alimentador devido ao aumento da penetração de GDFV, considerando-se o caso 5. . . . .	138
Figura 4.59	Variação dos valores médios horários das perdas técnicas do alimentador devido ao aumento da penetração de GDFV, considerando-se o caso 5. .	139
Figura 4.60	Variação da demanda de pico do alimentador devido ao aumento da penetração de GDFV, considerando-se o caso 5. . . . .	139
Figura 4.61	Valores esperados do valor presente das monetizações das variações das tensões, das perdas, da demanda de pico e o total, considerando-se o caso 5.	140
Figura 4.62	Riscos associados às monetizações das variações das tensões, das perdas, da demanda de pico e o total, considerando-se o caso 5. . . . .	140
Figura 4.63	P95% da intensidade do FRP do alimentador e o P95% da contribuição média dos transformadores de distribuição para o FRP, em porcentagem de suas potências nominais, considerando o caso 6. . . . .	142
Figura 4.64	Variação nos perfis de tensão do alimentador devido ao aumento da penetração de GDFV, considerando-se o caso 6. . . . .	142
Figura 4.65	Variação dos valores médios horários das perdas técnicas do alimentador devido ao aumento da penetração de GDFV, considerando-se o caso 6. .	143
Figura 4.66	Variação da demanda de pico do alimentador devido ao aumento da penetração de GDFV, considerando-se o caso 6. . . . .	144
Figura 4.67	Valores esperados do valor presente das monetizações das variações das tensões, das perdas, da demanda de pico e o total, considerando-se o caso 6.	144
Figura 4.68	Riscos associados às monetizações das variações das tensões, das perdas, da demanda de pico e o total, considerando-se o caso 6. . . . .	145

## Lista de tabelas

Tabela 3.1	Limites de tensão de fase em regime permanente estabelecidos pela ANEEL.	70
Tabela 4.1	Dados do alimentador em análise. . . . .	93
Tabela 4.2	Dados empregados na valoração dos impactos técnicos. . . . .	97
Tabela 4.3	Esperança do valor presente da monetização dos impactos técnicos decorrentes da integração de GDFV para os casos em análise. . . . .	146
Tabela 4.4	Risco do valor presente da monetização dos impactos técnicos decorrentes da integração de GDFV para os casos em análise. . . . .	147

## Lista de abreviaturas e siglas

$N_d^{max}$	Número máximo de dias simulados
$N_d^{min}$	Número mínimo de dias simulados
$N_S^{max}$	Número máximo de posições simuladas
$N_S^{min}$	Número mínimo de posições simuladas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BAPC	Basic Active Power Curtailment
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
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FI	Feeding Index
FRP	Fluxo reverso de potência
GD	geração distribuída
GDFV	Geração distribuída fotovoltaica
GDFV	geração distribuída fotovoltaica
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
MT	Média Tensão
OpenDSS	Open Distributed System Simulator
SDBT	Sistema Distribuído de Baixa Tensão
SDMT	Sistema Distribuído de Média Tensão
SFV	Sistemas fotovoltaicos
TUSD	Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição
UC	Unidade consumidora
UnB	Universidade de Brasília

# Lista de símbolos

## Variáveis

$\Delta D_d$	Variação percentual da demanda de pico para o dia d em relação ao caso no qual o nível de penetração é igual a zero
$\Delta D_{pen}$	Variação do valor da demanda de pico para o nível de penetração pen obtida por meio da função de distribuição de frequência relativa de $\Delta D_S$
$\Delta L_d$	Variação percentual do valor das perdas técnicas para o dia d em comparação com o caso em que o nível de penetração é igual a zero
$\Delta L_{pen}$	Variação do valor das perdas técnicas para o nível de penetração pen obtida por meio da função de distribuição de frequência relativa de $\Delta L_S$
$\Delta V_{pen}$	Variação do valor percentual das violações de tensão para o nível de penetração pen em comparação com o caso em que o nível de penetração é igual a zero
$\Delta V_S$	Variação do valor percentual das violações de tensão para o dia d em comparação com o caso em que o nível de penetração é igual a zero
$\Delta V_S$	Variação do valor percentual das violações de tensão para o posicionamento S em comparação com o caso em que o nível de penetração é igual a zero
$\eta_{Inversor}(P_{CC}(t))$	Rendimento da conversão CC-CA do inversor para dada $P_{CC}(t)$ no instante de tempo t
$\eta_T(T_{SFV}(t))$	Rendimento do módulo fotovoltaico para dada temperatura do SFV para o instante de tempo t
$\mu_x$	Média da variável em análise x
$\Phi_i$	Total de fases existentes na conexão da UC i ao barramento
$\sigma[VP]$	Desvio padrão da variável aleatória VP
$\sigma^2[VP]$	Variância da variável aleatória VP
$\sigma_x$	Desvio padrão da variável em análise x
$C_{FRP}^T(pen_{SFV})_{total}$	Contribuição média total dos transformadores para o FRP no alimentador para todos os dias e horas simulados estimada pelo método dos mínimos quadrados [%]
$C_{FRP,total}^T$	Contribuição média total dos transformadores para o FRP no alimentador para todos os dias e horas simulados
$C_{FRP,total}^{UC_i,T_j}$	Contribuição média total das UCs conectadas a um transformador j, para todas as horas e dias analisados
$C_{FRP}^{T_j}(d,h)$	Contribuição do transformador j para o FRP para a hora h de um dia d
$C_{FRP}^{U_i,T_j}(d,h)$	Contribuição da UC i conectada ao transformador j para o FRP para a

	hora h do dia d
$C_{FRP}^{UC,A}$	Contribuição média total das UCs do alimentador considerando-se todas as horas e dias simulados
$CA_{aliment}$	Consumo anual do alimentador
$comp_{tensao}$	Compensação financeira repassada ao titular da unidade consumidora
$CV_{D_d}$	Coefficiente de variação da demanda de pico para um dia
$CV_{D_S}$	Coefficiente de variação da demanda de pico para um sorteio
$CV_d$	Coefficiente de variação para um dia
$CV_{L_d}$	Coefficiente de variação das perdas técnicas para um dia
$CV_{L_S}$	Coefficiente de variação das perdas técnicas para um sorteio
$CV_S$	Coefficiente de variação para um sorteio
$CV_{V_d}$	Coefficiente de variação das violações de tensão para um dia
$CV_{V_S}$	Coefficiente de variação das violações de tensão para um sorteio
$D_0$	Demanda para o caso em que o nível de penetração é igual a zero
$D_{\$}^{pen}$	Valor da monetização da demanda de pico para um dado nível de penetração
$D_d$	Demanda de poico do dia d simulado com probabilidade de 95% de não ser excedida
$D_h$	Demanda de todas as UCs do alimentador para a hora h do dia d simulado
$D_i$	Demanda da UC i para a hora h
$D_{pen}$	Demanda de pico para o cenário de penetração pen
$D_S$	Demanda de pico da posição de sorteio S
$DRC_{limite}$	Limite de tolerância da Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica
$DRP_{limite}$	Limite de tolerância da Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária
$I_{FRP}^A (pen_{SFV})_{max}$	Intensidade máxima do fluxo reverso de potência registrada no alimentador para todos os dias e horas simulados estimada pelo método dos mínimos quadrados [%]
$I_{FRP,max}^A$	Intensidade máxima do fluxo reverso de potência registrada no alimentador para todos os dias e horas simulados
$I_{FRP}^A (d,h)$	Valor da intensidade do FRP registrada no alimentador para uma dada hora de um dia
$I_{rr}(t)$	Irradiância incidente no módulo fotovoltaico relativa ao valor típico de pico da irradiância na superfície para o instante de tempo t
$L_0$	Perdas técnicas para o caso em que o nível de penetração é igual a zero
$L_{\$,t}^{pen}$	Valor da monetização das perdas técnicas para um dado nível de penetração pen e ano t
$L_d$	Perdas técnicas do dia d simulado para o posicionamento S

$L_h$	Perdas técnicas de todas as UCs do alimentador para a hora h do dia d simulado
$L_{pen}$	Perdas técnicas para o cenário de penetração pen
$L_S$	Perdas técnicas da posição de sorteio S para o nível de penetração pen
$N_\phi$	Total de fases presentes no alimentador
$N_d$	Número de dias considerados para a análise
$N_d^{max}$	Número máximo de dias simulados
$N_d^{min}$	Número mínimo de dias simulados
$N_{FRP}^{UC,A}$	Número total de UCs do alimentador que apresentaram FRP
$N_{SFV}^{T_j}$	Número de UCs conectadas ao transformador j que possuem SFV instalado
$N_S^{max}$	Número máximo de posições simuladas
$N_S^{min}$	Número mínimo de posições simuladas
$N_T$	Número de transformadores analisados
$N_{UC}^A$	Número total de UCs conectadas ao alimentador em análise
$N_{UC}^{T_j}$	Número de UCs conectadas ao transformador j em análise
$O_{FRP}^A(d,h)$	Indicador de ocorrência de FRP no alimentador para a hora h do dia d
$O_{FRP}^{T_j}(d,h)$	Indicador de ocorrência de FRP no transformador j para a hora h do dia d
$O_{FRP}^{UC_i}(d,h)$	Indicador de ocorrência de FRP para a UC i conectada a determinado transformador j para a hora h do dia d
$P_{CA}(t)$	Potência ativa de saída do inversor para o instante de tempo
$P_{CC}(t)$	Potência gerada pelo SFV, em CC, para o instante de tempo t
$P_C^{UC_i}(d,h)$	Potência ativa consumida pela UC i para a hora h do dia d
$P_C^{UC_i,T_j}(d,h)$	Potência ativa consumida pela UC i conectada ao transformador j para a hora h do dia d
$P_{G_{SFV}}^{UC_i}(d,h)$	Potência ativa gerada pelo SFV conectado a UC i para a hora h do dia d
$P_{G_{SFV}}^{UC_i,T_j}(d,h)$	Potência ativa gerada pela UC i conectada a um transformador j em análise para a hora h do dia d
$P_I^{UC_i,T_j}(d,h)$	Potência ativa injetada pela UC i de um transformador j para a hora h do dia d
$P_I^{UC_i,T_j}(d,h)$	Potência ativa injetada pela UC i em análise conectada a um transformador j para a hora h do dia d
$P_I^{UC_n,T_j}(d,h)$	Potência ativa injetada pela UC n conectada a um transformador j para a hora h do dia d
$P_L$	Potência dissipada em condutores
$P_{pen_{SFV}}$	Potência instalada dos SFVs para um dado nível de penetração $pen_{SFV}$
$P_{SFV_i}$	Potência máxima instalada do SFV da UC i
$P_{SFV}$	Potência máxima instalada do sistema fotovoltaico da unidade consumi-

	dora
$P_{SFV}^{max}$	Potência máxima instalada de SFV para o alimentador que resulta em 100% de penetração
$P_{T_j}^{new}$	Potência ativa esperada no transformador j após se aplicar a restrição de um SFV para a hora h do dia d
$P_{T_j}(d,h)$	Potência ativa do transformador j em fluxo reverso para a hora h de um dia d
$pen_{SFV}$	Nível de penetração do SFV
$Perm_{FRP}^A$	Permanência média de FRP no alimentador considerando-se diversos dias simulados para um mesmo posicionamento de SFV
$Perm_{FRP}^T$	Permanência média de FRP em todos os transformadores, considerando-se todos os dias e horas simulados
$Pres_{FRP}^T$	Presença média de FRP para todos os transformadores considerando-se as horas e dias simulados
$Pres_{FRP}^{UC,A}$	Presença média de FRP para todas as UCs do alimentador, considerando-se todas as horas e dias simulados
$Pres_{FRP}^{UC}$	Presença média de FRP para as UCs em um transformador considerando-se as horas e dias analisados
$Q_{CA}(t)$	Potência gerada pelo SFV, em CC, para o instante de tempo t
$R_{SFV}^{UC_i,T_j}(d,h)$	Potência restringida de um SFV instalado na UC i conectada a um transformador j em análise para a hora h do dia d
$S_A$	Potência base do alimentador
$S_{nom}^{T_j}$	Potência nominal do transformador j
$T_{ambiente}(t)$	Temperatura ambiente
$T_{SFV}(t)$	Temperatura do sistema fotovoltaico
$V_0$	Valor relativo médio das violações de tensão para o caso em que o nível de penetração é igual a zero
$V_{\$}^{pen}$	Coeficiente de variação para as violações de tensão para um dia
$V_d$	Quantidade relativa média de violações de tensão do alimentador para o dia d simulado
$V_h$	Quantidade relativa média de violações de tensão do alimentador para a hora h do dia d simulado
$V_{i,\phi}$	Violação de tensão em regime permanente da fase $\phi$ do barramento de conexão da UC i
$V_{pen}$	Quantidade relativa média de violações de tensão do alimentador para um cenário de penetração pen
$V_S$	Quantidade relativa média de violações de tensão do alimentador para um sorteio de posicionamento S
$v_{vento}$	Velocidade do vento

$VP_D^{pen}$	Valor presente referente à monetização dos impactos gerados pela demanda de pico decorrentes da inserção de GD para um nível de penetração pen
$VP_i$	Valor i da variável aleatória VP
$VP_L^{pen}$	Valor presente referente à monetização dos impactos gerados pelas perdas técnicas decorrentes da inserção de GD para um nível de penetração pen
$VP_{total}^{pen}$	Valor presente total referente à monetização dos impactos gerados pela inserção de GD para um nível de penetração pen
$VP_V^{pen}$	Valor presente da monetização dos impactos gerados pelas violações de tensão decorrentes da inserção de GD para um nível de penetração pen
BAPC	Basic Active Power Curtailment
CV	Coefficiente de Variação
d	Dia em análise
DPC	Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica
DPR	Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária
E	Consumo medio diário da unidade consumidora
$E[VP]$	Valor esperado da variável aleatória VP
EUSD	Encardo de Uso do Sistema de Distribuição
FP	Fator de potência
h	Hora do dia em análise
HSP	Horas de sol pleno
I	Corrente elétrica que flui pelo condutor
k	Constante de irradiância solar
n	Número de simulações realizadas
n <sub>lc</sub>	Maior valor, entre as fases medidas, do número de leituras situadas na faixa crítica
n <sub>lp</sub>	Maior valor, entre as fases medidas, do número de leituras situadas na faixa precária
$p(VP_i)$	Probabilidade de ocorrência da variável aleatória $VP_i$
PR	Performance Ratio
R	Resistência do condutor
T	Número de anos considerados para a análise dos impactos financeiros referentes às perdas técnicas

# Sumário

<b>1</b>	<b>Introdução</b>	<b>24</b>
1.1	Contextualização	24
1.2	Estado da arte	26
1.2.1	Resoluções	26
1.2.2	Quantificação e solução do fluxo reverso de potência	31
1.3	Objetivos e contribuições	33
1.4	Organização do manuscrito	34
<b>2</b>	<b>Fundamentação teórica</b>	<b>36</b>
2.1	Considerações iniciais	36
2.2	Sistemas fotovoltaicos	36
2.2.1	Dimensionamento da potência instalada nos sistemas fotovoltaicos	37
2.2.2	Modelagem dos sistemas fotovoltaicos	37
2.3	Conceitos básicos utilizados na metodologia proposta	40
2.3.1	Níveis de penetração	40
2.3.2	Método de Monte Carlo	41
2.4	Variáveis da rede	43
2.4.1	Níveis de tensão	43
2.4.2	Demanda de pico	46
2.4.3	Perdas técnicas	47
2.5	Viabilidade econômica	48
2.5.1	Fluxo de caixa descontado	49
2.5.2	Custo de capital	49
2.5.3	Valor presente líquido	49
2.6	Fluxo reverso de potência	50
2.7	Considerações finais	51
<b>3</b>	<b>Metodologia</b>	<b>52</b>
3.1	Considerações iniciais	52
3.2	Visão geral da metodologia	52
3.3	Materiais empregados nos cálculos dos indicadores de fluxo reverso de potência	55
3.3.1	Curvas de carga	57
3.3.2	Irradiação solar e temperatura	58
3.3.3	Posicionamento dos sistemas fotovoltaicos	58
3.3.4	Ambiente computacional	59
3.4	Caracterização do fluxo reverso de potência	59

3.4.1	Indicadores vinculados ao alimentador . . . . .	59
3.4.2	Indicadores vinculados aos transformadores de distribuição . . . . .	67
3.5	Cálculo dos impactos técnicos . . . . .	70
3.5.1	Níveis de tensão . . . . .	70
3.5.2	Perdas técnicas . . . . .	72
3.5.3	Demanda de pico . . . . .	73
3.5.4	Algoritmo de determinação dos impactos técnicos . . . . .	74
3.6	Soluções empregadas para o fluxo reverso . . . . .	76
3.6.1	Caso 1 . . . . .	77
3.6.2	Caso 2 . . . . .	78
3.6.3	Caso 3 . . . . .	79
3.6.4	Caso 4 . . . . .	82
3.6.5	Caso 5 . . . . .	83
3.6.6	Caso 6 . . . . .	84
3.7	Cálculo dos impactos econômicos . . . . .	85
3.7.1	Níveis de tensão . . . . .	85
3.7.2	Demanda de pico . . . . .	86
3.7.3	Perdas técnicas . . . . .	87
3.7.4	Impacto econômico total . . . . .	88
3.7.5	Algoritmo de determinação dos impactos econômicos . . . . .	88
3.8	Considerações finais . . . . .	91
<b>4</b>	<b>Resultados e discussões . . . . .</b>	<b>92</b>
4.1	Considerações iniciais . . . . .	92
4.2	Dados gerais do alimentador e das simulações . . . . .	92
4.2.1	Base de dados do alimentador . . . . .	92
4.2.2	Condições metereológicas . . . . .	94
4.2.3	Parâmetros utilizados na monetização dos impactos técnicos . . . . .	96
4.2.4	Condições das simulações . . . . .	97
4.3	Resultados do caso base (caso 0) . . . . .	98
4.3.1	Caracterização do fluxo reverso de potência para o caso 0 . . . . .	98
4.3.2	Análise dos impactos técnicos para o caso 0 . . . . .	103
4.3.3	Análise dos impactos econômicos para o caso 0 . . . . .	105
4.4	Resultados do caso 1 . . . . .	106
4.4.1	Caracterização do fluxo reverso de potência para o caso 1 . . . . .	106
4.4.2	Análise dos impactos técnicos para o caso 1 . . . . .	110
4.4.3	Análise dos impactos econômicos para o caso 1 . . . . .	112
4.5	Resultados do caso 2 . . . . .	114
4.5.1	Caracterização do fluxo reverso de potência para o caso 2 . . . . .	114
4.5.2	Análise dos impactos técnicos para o caso 2 . . . . .	117

4.5.3	Análise dos impactos econômicos para o caso 2 . . . . .	120
4.6	Resultados do caso 3 . . . . .	121
4.6.1	Caracterização do fluxo reverso de potência para o caso 3 . . . . .	122
4.6.2	Análise dos impactos técnicos para o caso 3 . . . . .	126
4.6.3	Análise dos impactos econômicos para o caso 3 . . . . .	127
4.7	Resultados do caso 4 . . . . .	129
4.7.1	Caracterização do fluxo reverso de potência para o caso 4 . . . . .	129
4.7.2	Análise dos impactos técnicos para o caso 4 . . . . .	133
4.7.3	Análise dos impactos econômicos para o caso 4 . . . . .	135
4.8	Resultados do caso 5 . . . . .	136
4.8.1	Caracterização do fluxo reverso de potência e análise dos impactos técnicos para o caso 5 . . . . .	137
4.8.2	Análise dos impactos econômicos para o caso 5 . . . . .	140
4.9	Resultados do caso 6 . . . . .	141
4.9.1	Caracterização do fluxo reverso de potência e análise dos impactos técnicos para o caso 6 . . . . .	141
4.9.2	Análise dos impactos econômicos para o caso 6 . . . . .	144
4.10	Análise comparativa . . . . .	145
4.11	Considerações finais . . . . .	148
<b>5</b>	<b>Conclusões . . . . .</b>	<b>149</b>
	<b>Referências . . . . .</b>	<b>154</b>

# 1 Introdução

## 1.1 Contextualização

A capacidade instalada global de energia solar em 2021, 2022, 2023 e 2024 cresceu, respectivamente, 175, 192, 286 e 310 GW (este último dado é um valor previsto). Já a da energia eólica avançou 94, 75, 100 e 100 GW nos mesmos anos. No Brasil, para o mesmo período, a energia solar aumentou 5, 8, 12 e cerca de 11 GW, enquanto a eólica teve acréscimos de 3,6 GW, 4, 4,5 e 5 (IEA, 2024). Este incremento de potência na rede pode culminar na ocorrência com mais frequência de fluxo reverso de potência (FRP) nas redes de distribuição. Esse fenômeno é verificado quando a energia gerada localmente pelas fontes renováveis excede a demanda, o que culmina em um fluxo no sentido inverso nas redes elétricas. Essa inversão de fluxo pode causar variações na tensão e na frequência, elevação das perdas de energia e sobrecarga de equipamentos. De acordo com (Iweh *et al.*, 2021), a injeção de fontes renováveis pode afetar os transformadores de distribuição, causar flutuações no fluxo de potência e influenciar toda a tensão da rede.

Além disso, a operação inadequada da rede pode conduzir i) a problemas de estabilidade e confiabilidade do sistema e, conseqüentemente, ii) na necessidade do emprego de estratégias de gerenciamento e controle eficazes para lidar com os desafios decorrentes da integração de fontes renováveis nas redes de distribuição. Quando a geração distribuída (GD) excede a demanda local, é possível que a coordenação e operação dos sistemas de proteção e regulação de tensão sejam comprometidas. Essas situações possuem o potencial de causar danos ao sistema elétrico de distribuição ou aos equipamentos relacionados a essa operação.

Tendo em vista esse cenário de constante aumento da penetração fotovoltaica (PV) e as questões relacionadas ao FRP causado por micro ou minigeração distribuída (MMGD), bem como os aspectos relativos à "capacidade de hospedagem" da rede elétrica, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) abriu a Consulta Pública nº 0041/2022-SRD/SGT/STM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL (ANEEL, 2023b). As diretrizes resultantes da análise das contribuições da mencionada consulta pública, expostas na Nota Técnica nº 0002/2023 da ANEEL, foram regulamentadas na Resolução Normativa nº 1.059/2023 (ANEEL, 2023d), que altera o §1º do art. 73 da Resolução Normativa nº 1.000/2021.

De acordo com o estabelecido pela Resolução Normativa nº 1.059/2023 (ANEEL, 2023d), identificado o FRP em componentes como transformadores ou disjuntores de alimentação, as distribuidoras devem elaborar um estudo detalhado das condições presentes e das alternativas para correção do fluxo. Este estudo deve incluir, no mínimo, cinco abordagens para remediar a situação, a saber: i) reconfiguração ou remanejamento de carga; ii) definição de outro circuito para atendimento; iii) conexão em nível de tensão mais elevado; iv) redução

permanente de potência da MMGD; e v) redução da potência da MMGD em dias/horários específicos. Além disso, a distribuidora deve avaliar a viabilidade e os custos associados a cada alternativa, selecionando a opção que apresente o menor custo global.

Segundo a ANEEL, o propósito central destas diretrizes é assegurar que a integração da MMGD no sistema elétrico ocorra de forma sustentável e economicamente viável. Contudo, a agência tem enfrentado interpelações quanto à aplicabilidade do mencionado dispositivo, revelando-se assim a necessidade de refinamentos no texto regulatório. Nesta perspectiva, a Nota Técnica nº 76/2023-STD/STR/ANEEL (ANEEL, 2023a) delinea propostas preliminares de ajustes no instrumento regulatório. Este processo de revisão visa não apenas a clareza e a eficácia regulatória, mas também a adequação das normas às realidades práticas enfrentadas pelos agentes do setor e pelos consumidores. De maneira geral, os principais pontos identificados até o momento são:

1. *Definição das características mínimas do estudo*: Trata-se da definição das características essenciais que o estudo demandado às distribuidoras deve abranger para garantir uma análise abrangente e rigorosa;
2. *Análise da experiência internacional*: Envolve um exame detalhado das práticas e políticas adotadas em diferentes contextos internacionais, proporcionando uma perspectiva global sobre as estratégias de integração tecnológica e seus resultados efetivos;
3. *Estudo da viabilidade de uso de baterias*: Este tópico foca na análise técnica e econômica do emprego de sistemas de armazenamento de energia, como baterias, em redes elétricas para melhorar a eficiência e a gestão da energia renovável;
4. *Caracterização dos impactos da injeção por sistemas pequenos em regiões com elevada penetração*: Investiga os efeitos dinâmicos e potencialmente disruptivos que a injeção de energia de sistemas de pequena escala pode ter em áreas com significativa penetração de fontes renováveis; e
5. *Avaliação de Sistemas "Zero Grid"/"Grid Zero"*: Avalia a implementação e o funcionamento de sistemas que operam independentemente ou com mínima dependência da rede elétrica tradicional, visando uma autonomia energética.

Considerando os aspectos mencionados, verificou-se a necessidade do desenvolvimento de um estudo que vise a: i) elaborar indicadores para o FRP; ii) avaliar os impactos desse fenômeno nos componentes da rede elétrica, tais como transformadores, alimentadores e condutores de energia elétrica; iii) desenvolver soluções para mitigar ou eliminar a inversão de fluxo nas redes de distribuição; e iv) investigar os impactos técnicos e econômicos da integração de geração distribuída fotovoltaica (GDFV) em variáveis da rede, como tensões, perdas técnicas, demanda de pico e fator de potência, contemplando a ocorrência de fluxo reverso e o emprego de estratégias para resolvê-lo.

Na próxima seção, é apresentada uma revisão bibliográfica de estudos que contem-

plem o fluxo reverso, tanto em relação à sua identificação quanto à sua solução. Também são apresentadas regulações de diversos países, incluindo o Brasil, que demonstram como tomadores de decisão no mundo lidam com essa situação.

## 1.2 Estado da arte

Nesta seção, são exibidos os estudos e resoluções relacionados à quantificação e solução do fluxo reverso de potência. Os trabalhos e documentos encontram-se divididos em subseções de acordo com os seguintes assuntos: resoluções, quantificação e solução do FRP.

### 1.2.1 Resoluções

Esta subseção apresenta o Estado da Arte sobre a integração de fontes renováveis, geração distribuída e fluxo reverso de potência no Brasil e em alguns países da América do Norte, Europa, Ásia e Oceania.

#### 1.2.1.1 Brasil

A resolução 1059/2023 da ANEEL, em seu art. 73, parágrafo primeiro, descreve que: "*Caso a conexão nova ou o aumento de potência injetada de microgeração ou minigeração distribuída implique em inversão do fluxo de potência no posto de transformação da distribuidora ou no disjuntor do alimentador, a distribuidora deve realizar estudos para identificar as opções viáveis que eliminem tal inversão*". De acordo com este documento, uma vez identificado o FRP em componentes como transformadores ou disjuntores de alimentação, as distribuidoras devem elaborar um estudo detalhado das condições presentes e das alternativas para correção do fluxo. Este estudo deve incluir, no mínimo, cinco abordagens para remediar a situação, a saber: i) reconfiguração dos circuitos e remanejamento da carga, ii) definição de outro circuito elétrico para conexão da geração distribuída, iii) conexão em nível de tensão superior ao disposto no inciso I do caput do art. 23, iv) redução da potência injetável de forma permanente e v) redução da potência injetável em dias e horários pré-estabelecidos ou de forma dinâmica. A publicação da supracitada resolução ocorreu em 7 de fevereiro de 2023. Desde então, observou-se um intenso debate entre as empresas prestadoras de serviços de instalação de sistemas fotovoltaicos, as distribuidoras de energia elétrica e a ANEEL. Entretanto, em 31 de Agosto de 2023, foi publicado um novo documento (ANEEL, 2023), que constitui uma proposta de melhoria regulatória em relação à Lei nº 14.620/2023, que dispõe sobre o Programa Minha Casa Minha Vida. Tendo em vista que a resolução 1059/2023 tem recebido muitos questionamentos sobre sua aplicação, têm sido propostos pequenos ajustes no seu texto. Dentre esses pequenos ajustes, têm-se três segmentos: i) explicitar que, para conexões do grupo B, a análise do FRP não deve ocorrer no posto de transformação, mas sim no nível de tensão superior, ii) a não aplicação desse mecanismo em casos de minigeração ou microgeração distribuída que não injete potência na rede de distribuição elétrica, e iii)

casos de microgeração que se enquadrem nos critérios de gratuidades dispostos no artigos da REN nº 1.000/2021: 104 (conexão gratuita de sua unidade consumidora ao sistema de distribuição de energia elétrica), 105 (solicitação de aumento de carga de unidade consumidora do grupo B), e 106 (encargos de responsabilidade da distribuidora e participação financeira do consumidor).

#### 1.2.1.2 América do norte

O relatório da *North American Electric Reliability Corporation* (NERC, 2017) apresenta os desafios de confiabilidade e de modelagem associados a integração de Recursos Energéticos Distribuídos (RED) nos sistemas de potência da América do Norte. De acordo com os autores, os efeitos da integração de RED não são totalmente representados nos modelos e ferramentas de operação dos sistemas, o que poderia resultar em fluxos de potência imprevisíveis e aumento de erros nas previsões da demanda. O objetivo do documento é apresentar uma lista de padrões técnicos e recomendações operacionais para as futuras modelagens e previsões de sistemas com altos níveis de penetração de RED. A agregação dos modelos de RED devem diferenciar o recurso energético distribuído por: i) tipo de recurso para cenários de despacho significativos; ii) requisitos de interconexão; e iii) tipo de tecnologia. Dito isso, a modelagem de RED é dividida em quatro tipos de estudos e planejamento: a) fluxo de potência em estado estacionário; b) curto-circuito em estado estacionário; c) suportabilidade a distúrbios dinâmicos; e d) estabilidade transitória dinâmica. O documento especifica que caso haja, na modelagem, uma quantidade significativa de casos de fluxo reverso de potência na subestação de distribuição, serão exigidas representações e modelagens mais detalhadas, dependendo do caso em particular.

Em (CPUD, 2023), os autores têm como objetivo descrever a interconexão, operação e requerimentos a serem atendidos por estações de geração conectadas ao sistema de geração distribuída da cidade de Riverside localizada na Califórnia. Em caso de FRP, o projeto de geração distribuída deve ser revisado para se evitar a sua ocorrência. São propostas 4 opções para restringi-lo. A primeira opção envolve o uso de um mecanismo de proteção de FRP que deve ser implementado no ponto comum de acoplamento entre os condutores dos produtores de energia e da subestação. A exportação de potência, como mencionado na regra 22 do departamento de distribuidoras da cidade de Riverside, deve ser restringida a 0.1% da potência nominal do transformador, com um atraso máximo de 2 segundos. A segunda alternativa é a limitação da potência de geração em 5% da sua capacidade nominal, com o mesmo período máximo de atraso citado anteriormente. Para uma unidade de geração classificada como “non-islanding”, a terceira alternativa prevê a restrição da capacidade agregada da unidade de geração para o máximo de 25% da corrente nominal e de 50% da potência nominal do transformador. A quarta prevê que a capacidade da unidade de geração não deve exceder 50% da carga mínima consumida pelos clientes durante o último ano. Neste documento, é proposta uma bateria de testes capazes de i) verificar a ocorrência do FRP em

controladores, relés e/ou inversores, e ainda, ii) a possibilidade de eliminá-lo. Esses testes são compostos por 9 etapas sequenciais, a saber: fluxo de potência para a mínima, média e máxima corrente de operação; fator de potência adiantado; mínimo fator de potência; sequência de fases negativa; corrente em operação (load current); falha de balanceamento; configurações de atraso temporal; dielétrico e resistência a surtos de acordo com a definição do IEEE.

Em (MTSRG, 2017), os autores apresentam os padrões técnicos de Massachussets e os requisitos para a interconexão de geração distribuída. O documento informa que a ocorrência de FRP em transformadores das subestações é permitida, porém com modificações nos sistemas. Todos os projetos com o potencial de causar FRP nos transformadores deverão apresentar um *System Impact Study* (SIS) para se avaliar os níveis de FRP que o transformador da subestação consegue suportar. Nesse estudo, três itens devem ser avaliados: i) sistema de controle de tensão; ii) limite de capacidade do transformador; e iii) proteção contra falhas no aterramento na transmissão. O primeiro avalia a capacidade que o sistema de controle de tensão possui para acomodar FRP. A aptidão do sistema em responder com estratégias de controle apropriadas também é analisada para esse cenário. O segundo critério contempla a redução da vida útil do transformador, considerando-se os aspectos estabelecidos na padronização IEEE Std. C57.91 sobre as perdas pelo envelhecimento do isolamento, que são agravadas pelo FRP. O terceiro mensura a capacidade dos sistemas de proteção em lidar contra falhas no aterramento e sobretensões ocasionadas pela geração distribuída em cenários nos quais ocorre FRP. O manual, dessa forma, apresenta como contribuição critérios a serem avaliados considerando-se os impactos da geração distribuída e a possibilidade do FRP. Entretanto, não é definida nenhuma metodologia para quantificar os impactos do FRP. Eles, basicamente, elencam alguns critérios que devem ser atendidos pelas distribuidoras.

### 1.2.1.3 Europa

Em (CEER, 2015), o *Council of European Energy Regulators* (CEER) abriu uma consulta pública sobre o futuro papel dos Operadores do Sistema de Distribuição (OSD) considerando-se as mudanças no setor energético da União Europeia. Segundo os autores, a operação da distribuição e transmissão, no que diz respeito ao controle de tensão, podem não ser mais suficientes ou podem precisar de melhorias devido ao aumento da geração distribuída conectada à rede. Com isso, os OSD podem ter que enfrentar o desafio de gerenciar o fluxo de potência na rede, o qual será mais dinâmico devido à importação e exportação de energia na distribuição.

O relatório (CEER, 2017) tem o objetivo de apresentar diretrizes e boas práticas associadas às tarifas da rede de distribuição. São abordados os desafios relacionados a crescente integração de fontes renováveis e aumento do autoconsumo de energia elétrica. Dentre os desafios citados consta a ocorrência de FRP devido ao aumento da geração distribuída conectada à rede. O documento ressalta que o aumento da GD pode demandar mais investi-

mentos em sistemas de proteção na rede de distribuição devido à capacidade da rede elétrica. Em (CEER, 2019), são apresentadas as estratégias propostas pelo CEER para o horizonte de 2019 a 2021, considerando-se três aspectos principais: digitalização, descarbonização e regulação dinâmica. O relatório aborda as oportunidades, desafios e objetivos estratégicos para cada um desses aspectos. Em relação a descarbonização, um dos objetivos estratégicos é a integração de fontes renováveis em todos os setores. Além disso, há a necessidade do controle da penetração de fontes renováveis intermitentes no mercado, tendo em vista os seus impactos nos projetos das redes elétricas e em seu funcionamento, bem como a ocorrência de FRP. Porém, não são abordados mais profundamente os impactos do FRP na rede elétrica ou as possíveis alternativas para os operadores dos sistemas.

O documento da *Agency for the Cooperation of Energy Regulators* (ACER, 2022) revisa alguns aspectos dos requisitos para conexão de geradores na rede de distribuição de energia elétrica da União Europeia. Os principais assuntos abordados são os requisitos técnicos para pontos de carregamento de veículos elétricos, modernização do setor, a capacidade das redes com os elevados níveis de penetração de RED e a resiliência dos geradores com relação a fenômenos climáticos. Além disso, o documento tem o objetivo de subsidiar o desenvolvimento de políticas de descarbonização do setores de energia e transporte. Tal documento enfatiza que uma revisão das regras de operação e planejamento se faz necessária, tendo duas possíveis abordagens listadas pela ACER: i) aprimoramento da infraestrutura atual, com o objetivo de aumentar capacidade das redes de transmissão e distribuição, considerando não apenas a carga, mas a geração distribuída; e ii) mudar para uma operação inteligente da rede, com a instalação de dispositivos de proteção para aprimorar a controlabilidade dos fluxos de potência na rede de distribuição em diferentes cenários, observando a regulação de tensão.

Em (GFG, 2021), os autores exibem uma emenda à lei de energia renovável alemã (documento do conselho federal 569/20). Nessa resolução, é estabelecido que a injeção de potência na rede deve ser constantemente monitorada por um sistema inteligente. Tal sistema permite que a companhia de energia elétrica acompanhe a potência injetada pela geração distribuída em tempo real. É permitido, dessa forma, que a companhia desligue momentaneamente o sistema de geração distribuída ou restrinja a potência produzida na ocorrência de ameaças à rede, como o FRP. Na impossibilidade de se implementar esse sistema de monitoramento, opta-se pela instalação de um sistema que pode ser regulado remotamente e que permita a restrição ou impeça o fornecimento de potência à rede. Cabe destacar que não são apresentados detalhes técnicos em relação aos dois sistemas ora mencionados.

O documento MTERD (2020) estabelece os princípios e critérios para a solicitação, tramitação e outorga da permissão de acesso e de conexão de geração distribuída de energia à rede elétrica espanhola. Na Espanha, faz-se necessário um estudo que considera aspectos relacionados a critérios econômicos e de capacidade da rede para realizar a conexão de GDFV. Com isso, verifica-se que o pedido de conexão não prejudica a rede na qual será realizada a inserção de GDFV. Também é estabelecido que, deve-se prover um sistema

de controle que impeça a injeção dessa potência acima do permitido em instalações cuja potência total instalada supere a sua demanda registrada. O documento tem como foco principal os procedimentos necessários para se efetuar conexões nos sistemas de transmissão e distribuição espanhóis. Não há citações específicas sobre o FRP, tendo em vista que esse não é o escopo do documento. Entretanto, algumas recomendações e boas práticas elencadas sobre a conexão de GDFV impactam de forma indireta no FRP, como por exemplo, os casos em que há excesso de geração proveniente dos sistemas fotovoltaicos (SFV).

#### 1.2.1.4 Ásia

Em (Mizuno, 2014), os autores apresentam uma revisão do histórico e dos atuais problemas da geração de energia eólica no Japão. Eles também abordaram o papel da legislação e como o desenvolvimento futuro dessa tecnologia pode ocorrer. São expostos os procedimentos que as distribuidoras empregam para elas restringirem o suprimento da energia gerada caso a geração eólica ameace a estabilidade da rede. Esse comportamento justifica-se por possíveis flutuações na tensão, dificuldades para se manter a frequência de rede adequada, e manejo de energia elétrica excedente causada pela intermitência de fontes eólicas e fotovoltaicas. Caso essa restrição exceda 8% das horas de geração em um ano, é necessário que a companhia de energia pague pela energia recebida. Para tratar os problemas de rede expostos, há um projeto do METI (“Ministry of Economy, Trade and Industry”) e do NEDO (“New Energy and Industrial Technology Development Organization”) visando apoiar o desenvolvimento de sistemas de armazenamento em alta escala na subestação, sistemas de controle de potência e sistemas de previsão climáticas. O METI também criou uma forma de se intensificar a capacidade da rede para absorver fisicamente a energia proveniente de geração distribuída. Segundo os autores, o documento exhibe como contribuições a apresentação de medidas tomadas pelo governo japonês e pelas companhias de energia elétrica para combater os problemas de FRP. Entretanto, não são apresentados, neste documento, detalhes sobre as soluções propostas para os problemas ocasionados na rede devido à geração distribuída.

#### 1.2.1.5 Oceania

No documento da *Energy Networks Australia* (ENA, 2019), os autores apresentam diretrizes, requisitos legais e outras informações concernentes à conexão de geração distribuída à rede elétrica australiana. O documento especifica os requisitos de proteção da rede contra a ocorrência de FRP. Define-se que i) o FRP deve ser limitado para o mínimo possível de acordo com o relé de proteção, precisão do transformador de corrente, e características de sincronização do sistema de geração de energia distribuída; ii) o design de sistemas de controle devem minimizar o FRP imediatamente após a sincronização; iii) deve-se apresentar valores correspondentes ao máximo tempo de desconexão e atraso de ativação, e iv) condições específicas de FRP na rede devem ser identificadas por meio de um estudo técnico.

No documento (ENA, 2022), os autores apresentam um documento similar ao supra-citado, porém, ele é focado na conexão de sistemas em baixa tensão. Tratam-se dos requisitos de proteção para os casos de conexão de GDFV. Quando a potência dos sistema é inferior ou igual a 200 kVA, o sistema de proteção é obrigatório caso haja exportação de energia à rede. Se a potência do sistema for maior que 200 kVA, o sistema de proteção contra o FRP pode não ser exigido, independentemente se há ou não exportação de energia. Não é apresentado, contudo, detalhes sobre os estudos técnicos que definem os critérios para a definição da obrigatoriedade dos sistemas de proteção no casos ora citados.

No documento da *Electricity Authority Te Mana Hiko* (EA, 2024), os autores abordam o futuro da operação do sistema elétrico da Nova Zelândia considerando a transição energética nos setores da economia, transporte e indústria. São listados os desafios futuros para os operadores dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica, tendo em vista a crescente integração de RED. De acordo com o documento, a coordenação do sistema de operação aumentará significativamente a sua complexidade devido ao aumento da demanda de energia elétrica, à geração intermitente e aos casos de fluxo de potência bidirecionais ocasionados pela geração distribuída. Os autores apontam que uma maior integração dos operadores de transmissão e distribuição da Nova Zelândia se faz necessária para lidar com estes desafios. Além disso, o documento lista os atuais projetos regulatórios do país relacionados à integração de fontes renováveis e desafios da operação. Um destes projetos é chamado de *The future Security and Resilience*, o qual tem o objetivo de melhorar a coleta de dados dos operadores, a visibilidade e a previsibilidade das demandas da geração intermitente. Porém, o documento não apresenta soluções regulatórias ou projetos específicos para a geração distribuída ou sobre o fluxo reverso de potência.

### 1.2.2 Quantificação e solução do fluxo reverso de potência

Em (Yang *et al.*, 2023), os autores propõem uma metodologia que auxilie na avaliação da capacidade de adaptação das redes de distribuição, quando elas estão sujeitas à inversão do fluxo de potência devido à presença de GDFV. Para tanto, são utilizados três índices de adaptabilidade, a saber: i) segurança, ii) economia e iii) baixo carbono. Com o objetivo de dar peso a cada um dos indicadores, são utilizados métodos como *Ordered Weighted Averaging* (OWA), *Analytic Hierarchy Process* (AHP), e *Entropy Weighted Model* (EWM). Além disso, os autores empregam a teoria de credibilidade e modelagem em nuvem para evitar ambiguidades da aleatoriedade do processo. São analisados três cenários distintos para uma rede localizada na China: i) GDFV desconectada da rede, ii) GDFV conectada à rede e consumo totalmente local, e iii) GDFV conectada à rede e FRP. Os autores verificaram que, no tocante ao indicador de segurança, os cenários se relacionam da seguinte maneira: cenário 1 > cenário 2 > cenário 3, indicando que o FRP, presente no último caso, é responsável por agravar as violações de tensões. Para o segundo indicador (economia), a relação entre os cenários foi de cenário 2 > cenário 3 > cenário 1, justificando o fato de que ao conectar

a GDFV a rede de distribuição, tem-se um alívio da potência demandada, aumentando-se a capacidade de transmissão e reduzindo a necessidade de investimentos na rede. Em contrapartida, a presença do FRP pode intensificar as perdas. Por fim, no que tange ao indicador de baixo carbono, tem-se a seguinte ordem, cenário 3 > cenário 2 > cenário 1, demonstrando que nos cenários em que a GDFV está conectada à rede, há um aumento da geração, reduzindo a compra de energia da rede (proveniente de fontes com emissão de carbono), resultando na redução da emissão de gás carbônico. O artigo exhibe um *framework* para avaliação da adaptabilidade das redes, além de aplicar, para uma rede real localizada na China, três cenários distintos.

Com o crescente aumento de geração proveniente da GDFV, [Majeed e Nwulu \(2023\)](#) investigaram a ocorrência de FRP nos transformadores de distribuição da rede de baixa tensão, estimando seus valores críticos para uma rede IEEE europeia modificada e uma rede da Companhia de Eletricidade de Gana. Os autores utilizam o *software* ETAP para simular as duas redes com a presença de GDFV, e obter dados para formular correlação entre os níveis de penetração e parâmetros da rede como o fluxo ativo de potência e as perdas técnicas. Além disso, são definidos alguns perfis de FRP para classificar a sua progressão e criticidade, possibilitando a definição de limites máximos de níveis de penetração. Os perfis buscam discernir o avanço do FRP dentro da rede de distribuição. Com isso, é possível, por exemplo, verificar se apenas ramos isolados da rede, ou seja, se os transformadores de distribuição estão experienciando o FRP ou se é um caso em que a subestação se encontra nessa situação. Os autores constataram que o limite de segurança da rede se dá para um nível de penetração de aproximadamente 63% e 70%, com um total de 7,36 kW e 7,44 kW de FRP para as redes da Companhia Elétrica de Gana e a rede modificada IEEE, respectivamente. Foram estabelecidos critérios para identificar e classificar o FRP dentro de uma rede de distribuição. Em adição, determinou-se níveis de penetração críticos com o objetivo de prevenir danos à rede. Por fim, verificou-se que o FRP ocorre antes da necessidade da manutenção/expansão da rede por motivos de sobrecarga, destacando a importância de se executar investigações sobre o FRP. Constatou-se que os autores tiveram uma abordagem determinística sobre o comportamento das cargas ao longo do ano, desconsiderando a variação sazonal dos diferentes dias. Além disso, a potência de geração da GDFV não varia de acordo com as diferentes características de irradiação solar ao longo do ano.

Em seu trabalho, [Hasheminamin et al. \(2015\)](#) desenvolveram uma metodologia baseada em índices propostos por eles para avaliar os impactos decorrentes da alta penetração de GDFV, considerando os fenômenos de FRP e o aumento das tensões. Para isso, os autores realizaram simulações em uma rede de teste do IEEE de 13 barras, dentro de uma janela de 24 horas, considerando-se os perfis de geração solar da Austrália durante o mês de Junho. Inicialmente, são adquiridos os dados referentes ao fluxo de potência. Em seguida, é realizada uma análise de sensibilidade e com base nos índices de contribuição de FRP (RPFCI), de impacto de potência ativa em tensão (APIVI), e de impacto de potência reativa

em tensão (RPVI), são definidos os pontos da rede a serem analisados. Posteriormente, é realizada a detecção do aumento das tensões e os cálculos do índice de balanço de potência (PBI). Por fim, são tomadas as decisões e é realizado o controle do nível de penetração. Os autores constataram que para níveis de penetração superiores a 80%, ocorrem violações de tensão por longos períodos, podendo atingir até 4 horas. Esse período pode se estender, considerando cargas residenciais, para até 7 horas. Evidencia-se que as cargas residenciais são muito mais suscetíveis às violações de tensão, quando comparadas a cargas comerciais. Concluiu-se que a avaliação baseada em índices (IBA) proposta pelos autores permite uma margem de segurança que confere maiores níveis de penetração quando comparada com a técnica Basic Active Power Curtailment (BAPC).

Demazy, Alpcan e Mareels (2020) propõem um *framework* para estimar a probabilidade da intensidade do FRP para um dado nível de penetração. Os parâmetros considerados para cada um dos cenários são a localidade, a quantidade, a capacidade do SFV e os perfis de carga da rede. Para obter os resultados, eles consideraram que uma abordagem regular não seria adequada, tendo em vista a sua complexidade. Com isso, os autores empregaram técnicas de *machine learning* para realizar previsões rápidas para os cenários. Foram realizadas simulações computacionais, considerando-se diferentes níveis de penetração, que contemplam três aspectos sobre os impactos: i) critério de ampacidade, ii) dispositivos de proteção, iii) desequilíbrio de carga. Para o critério de ampacidade, verificou-se que a chance de se detectar FRP na rede é diretamente proporcional ao nível de penetração. Para os dispositivos de proteção, constatou-se que, para o caso de 80% de penetração fotovoltaica, uma corrente de módulo 2,5 vezes maior que o valor nominal pode se manter durante um período de 2 horas, afetando a atuação dos dispositivos de proteção. Também foi constatado que o desequilíbrio de carga para níveis de penetração elevados é acentuado. Não foram testados casos em que há presença de armazenamento, mas os autores afirmam que o *core* do modelo seria o mesmo. Dentre as contribuições do artigo estão a velocidade e versatilidade da Rede Neural Profunda treinada (RNP), evitando assim a necessidade de grandes esforços computacionais após o período de treinamento. Por outro lado, com a abordagem tradicional (solução do fluxo de potência), para cada cenário novo, é necessário executar novamente os cálculos, exigindo um grande consumo de tempo devido ao esforço computacional. Neste estudo, as simulações foram realizadas considerando-se apenas dados referentes ao verão, o que pode refletir diretamente nos resultados obtidos dado que as curvas de geração podem ser bem distintas a depender da estação do ano.

### 1.3 Objetivos e contribuições

Este estudo visa desenvolver e testar uma metodologia técnico-econômica probabilística para determinar os melhores procedimentos e práticas de engenharia para se avaliar e minimizar os impactos do FRP, considerando-se vários níveis de penetração de microgeração

e o emprego de 6 soluções de restrição temporária da potência gerada pelos SFVs. Para tanto, inicialmente, serão desenvolvidos algoritmos que permitam:

- Identificar a presença do fluxo reverso em alimentadores e transformadores da rede de distribuição;
- Quantificar o FRP estatisticamente, considerando-se o comportamento estocástico das grandezas irradiância solar, temperatura do ambiente e posição da geração distribuída;
- Calcular os impactos técnicos e econômicos nos níveis de tensão, perdas técnicas e demanda de pico para cada nível de penetração avaliado;
- Efetuar uma associação dos impactos calculados com o fluxo reverso;
- Testar soluções baseadas em estratégias de controle dos inversores de potência de sistemas fotovoltaicos para se evitar o fluxo reverso na rede de distribuição;
- Verificar a viabilidade econômica das soluções testadas.

A seguir, são exibidas as contribuições oriundas do desenvolvimento deste estudo:

- **Desenvolvimento e Avaliação de Soluções para Mitigação do FRP em Redes de Distribuição:** Além de a metodologia proposta permitir identificar e quantificar o FRP, ela avança na proposição de soluções para mitigar os efeitos adversos desse fenômeno em redes de distribuição. A análise da viabilidade econômica dessas soluções fornece uma base sólida para a implementação de estratégias que garantam a estabilidade e eficiência das redes, contribuindo para a sustentabilidade do sistema elétrico em um cenário de crescente adoção de GDFV;
- **Caracterização e Quantificação do FRP em Redes de Distribuição com GDFV:** Neste estudo, são elaborados indicadores que, ao serem empregados na análise do FRP presentes em alimentadores e transformadores de distribuição, permitem i) a quantificação deste fenômeno considerando a variabilidade estocástica de fatores como a irradiância solar, a temperatura ambiente e a localização da geração distribuída, e ainda, ii) a sua associação com os impactos técnicos e econômicos decorrentes da integração de GDFV na rede.

## 1.4 Organização do manuscrito

O trabalho é organizado da seguinte forma:

- O capítulo 1 exhibe o conceito de FRP, e como ele é abordado no mundo. Para isso, realiza-se o levantamento do Estado da Arte em relação às regulamentações, à caracterização e às soluções para esse fenômeno. Além disso, definem-se os objetivos e as contribuições deste trabalho;

- O capítulo 2 expõe a fundamentação teórica no que diz respeito aos indicadores e soluções propostas para o FRP, além das variáveis da rede, da modelagem dos SFVs, e da análise de viabilidade econômica efetuada;
- O capítulo 3 apresenta a metodologia proposta para se avaliar e gerenciar o FRP, considerando-se vários níveis de penetração de microgeração e o emprego de 6 soluções de restrição temporária da potência gerada pelos SFVs;
- O capítulo 4 descreve os resultados obtidos ao se aplicar a metodologia proposta. De início, caracteriza-se o FRP e avaliam-se os impactos técnicos e econômicos decorrentes da integração de GDFV, considerando-se o emprego de 6 soluções para mitigar ou eliminar esse fenômeno. Por fim, esses casos são comparados em relação à sua monetização, o que permite identificar qual estratégia apresenta os maiores benefícios para as distribuidoras de energia; e
- O capítulo 5 sintetiza as conclusões do estudo e comenta sobre maneiras de se continuar os estudos.

## 2 Fundamentação teórica

### 2.1 Considerações iniciais

Neste capítulo são apresentados alguns conceitos necessários para se compreender os aspectos relacionados à caracterização e quantificação do FRP, e ainda, ao cálculo dos impactos técnicos e financeiros decorrentes da integração de GDFV na rede. Para tanto, ele é organizado da seguinte forma:

- A seção 2.2 discorre sobre a modelagem dos SFV;
- A seção 2.3 aprofunda os conceitos de nível de penetração e de método de Monte Carlo, os quais são necessários para a compreensão da metodologia proposta;
- A seção 2.4 expõe as variáveis da rede elétrica relacionados ao nível de tensão, demanda de pico e perdas técnicas;
- A seção 2.5 detalha os conceitos de viabilidade econômica que serviram de base para este estudo;
- A seção 2.6 examina o fenômeno do fluxo reverso de potência;
- A seção 2.7 sintetiza as informações descritas no capítulo.

### 2.2 Sistemas fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos são instalações destinadas à geração de eletricidade por meio da conversão da energia solar em energia elétrica. Esse processo de conversão é efetuado via células fotovoltaicas, que são dispositivos semicondutores capazes de converter a luz do sol diretamente em energia elétrica. Os geradores fotovoltaicos são uma das formas mais limpas e sustentáveis de geração de energia, visto que eles não emitem poluentes durante a operação e utilizam uma fonte de energia sustentável e abundante: o sol.

Ao se analisar a integração de GDFV na rede elétrica, constata-se que a geração encontra-se próxima do consumo. Essa situação pode resultar em diversos benefícios e desafios à qualidade da energia, como, por exemplo, a redução de perdas técnicas e a ocorrência de inversão de fluxo, respectivamente. Para esse cenário, diferencia-se, ainda, a minigeração da microgeração. Caso a potência instalada se limite até 75 kW, caracteriza-se a microgeração e, se for superior a 75 kW, mas inferior a 5 MW, ela é denominada de minigeração, ([ANEEL, 2021b](#)). Neste estudo, são investigados SFVs conectados às unidades consumidoras (UCs) que, normalmente, caracterizam-se como microgeração.

### 2.2.1 Dimensionamento da potência instalada nos sistemas fotovoltaicos

Nesta seção, são expostos os procedimentos adotados por trabalhos existentes na literatura para o dimensionamento dos SFVs.

Dado que um sistema fotovoltaico converte energia provinda dos raios solares em eletricidade, neste estudo, inicialmente serão definidas algumas variáveis que estão diretamente relacionadas à geração e à eficiência desse sistema: a irradiância, horas de sol pleno (HSP) e perdas.

A irradiância (medida em  $Wm^{-2}$ ) é definida como a quantidade de energia solar que incide sobre uma unidade de área. Como forma de simplificar o tratamento dessa variável, é frequente o emprego de um valor constante de irradiância na superfície terrestre,  $k = 1 kWm^{-2}$  (Stecanella, 2020).

O conceito de HSP é oriundo de uma interpretação da energia solar fornecida sobre uma determinada área. Essa energia pode ser dada pela integração da curva de irradiância em função do tempo para essa região em análise. Dessa forma, define-se as HSP como sendo o tempo, dado em horas, necessário para se obter essa mesma energia fornecida à região caso a irradiância seja uma constante de valor  $k = 1 kWm^{-2}$  (Stecanella, 2020).

As perdas inerentes ao processo de geração fotovoltaica estão relacionadas a perdas no inversor, a perdas nos cabos, à temperatura do módulo fotovoltaico e a variações na irradiação. Esses elementos podem ser agrupados em apenas um parâmetro, conhecido como performance ratio (PR), que representa a eficiência do sistema instalado.

De posse dos valores correspondentes às principais variáveis relacionadas à geração e à eficiência de um gerador fotovoltaico, é possível definir a potência instalada em um sistema fotovoltaico por meio da equação 2.1.

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

Em que:

- $P_{SFV}$ : Potência máxima instalada do SFV da UC [kW];
- E: Consumo medio diário da UC [ $\frac{kWh}{dia}$ ];
- k: Constante de irradiância na superfície terrestre [ $\frac{kW}{m^2}$ ];
- HSP: Horas de sol pleno [ $\frac{kWh}{m^2 \cdot dia}$ ];
- PR: Performance Ratio [adimensional].

### 2.2.2 Modelagem dos sistemas fotovoltaicos

Um SFV pode ser modelado com base nas condições climáticas e na conversão de corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA), CC-CA. Uma possível modelagem para

esse tipo de sistema é dada pela Figura 2.1.

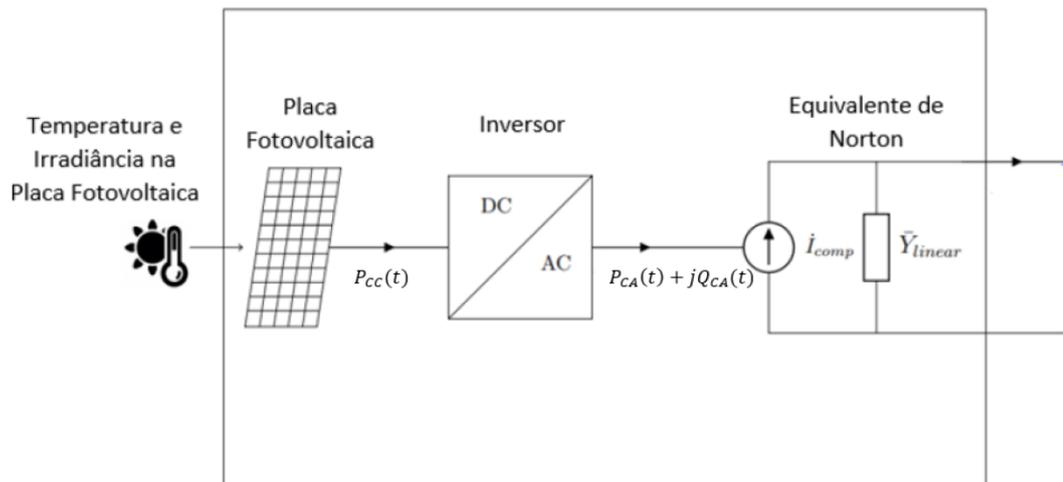


Figura 2.1 – Modelagem de um sistema fotovoltaico no OpenDSS (Rylander; Peppanen, 2020)

As condições climáticas estão relacionadas ao rendimento do sistema. Um parâmetro importante para sua modelagem é a curva de irradiância, a qual afeta diretamente a energia solar produzida e, logo, a sua capacidade de geração. Em outras palavras, quanto maior a irradiância, maior a produção. Outro critério importante é a temperatura, que apresenta relação inversa com a geração. Logo, quanto maior a temperatura no SFV, menor a energia produzida por esse gerador.

A temperatura do painel fotovoltaico depende da transferência de calor entre o ambiente e o sistema fotovoltaico. Esse processo considera parâmetros como irradiância, a velocidade do vento e a temperatura ambiente (Neto, 2017). Em (TamizhMani *et al.*, ), os autores realizaram um estudo contendo diferentes materiais para os painéis fotovoltaicos, dentre eles: silício monocristalino, amorfo e policristalino. Com o uso de redes neurais, foram desenvolvidos quatro coeficientes para estimar a temperatura de um sistema fotovoltaico em função da irradiância, velocidade do vento e temperatura ambiente. 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.*, ).

$$T_{SFV}(t) = 0,943 \cdot T_{ambiente}(t) + 0,028 \cdot I_r(t) - 1,528 \cdot v_{vento}(t) + 4,3 \text{ [}^\circ\text{C]} \quad (2.2)$$

Em que:

- $T_{SFV}(t)$ : Temperatura do SFV [ $^\circ\text{C}$ ];
- $T_{ambiente}(t)$ : Temperatura ambiente [ $^\circ\text{C}$ ];
- $I_r(t)$ : Irradiância [ $\frac{\text{W}}{\text{m}^2}$ ];

- $v_{vento}(t)$ : Velocidade do vento [ $\frac{m}{s}$ ];

Uma fonte de geração fotovoltaica produz sua energia em corrente contínua. Para que ela possa ser utilizada pelo prosumidor, em geral, ela é transformada em corrente alternada. Tal transformação é executada pelo inversor. A eficiência dessa conversão depende da potência de operação do equipamento. Desse modo, a potência gerada pelo SFV, em CC e em CA, são dadas pelas equações 2.3, 2.4 e 2.5.

$$P_{CC}(t) = P_{SFV} \cdot I_{rr}(t) \cdot \eta_T(T_{SFV}(t)) \text{ [kW]} \quad (2.3)$$

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

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

Em que:

- $P_{CC}(t)$ : Potência gerada pelo SFV, em CC, para o instante de tempo t [kW];
- $P_{SFV}$ : Potência máxima instalada do SFV da UC [kW];
- $I_{rr}(t)$ : Irradiância incidente no módulo fotovoltaico relativa ao valor típico de pico da irradiância na superfície para o instante de tempo t [p.u.];
- $\eta_T(T_{SFV}(t))$ : Rendimento do módulo fotovoltaico para dada temperatura do SFV para o instante de tempo t [adimensional];
- $P_{CA}(t)$ : Potência ativa de saída do inversor para o instante de tempo t [kW];
- $\eta_{Inversor}(P_{CC}(t))$ : Rendimento da conversão CC-CA do inversor para dada  $P_{CC}(t)$  no instante de tempo t [adimensional];
- $Q_{CA}(t)$ : Potência reativa de saída do inversor para o instante de tempo t [KVAR];
- FP: Fator de potência do inversor [adimensional].

O inversor é um dos principais elementos que compõe a modelagem dos SFVs. Conforme as equações 2.3, 2.4 e 2.5, esse equipamento apresenta influência direta sobre a potência gerada por esses sistemas, a depender de sua eficiência, que é função de sua potência de entrada. A Figura 2.2 apresenta a curva de eficiência do inversor utilizado na modelagem dos SFVs.

Da Figura 2.2, percebe-se que, quanto mais próxima for a potência de entrada da potência do inversor, maior será o seu rendimento.

A Figura 2.3 representa a curva dos fatores de temperatura que indicam a eficiência da geração dos SFVs, que possui influência direta sobre esses geradores, conforme a equação 2.3.

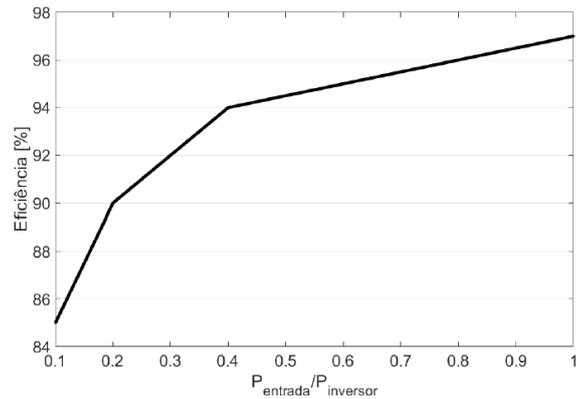


Figura 2.2 – Curva de eficiência do inversor em função da potência de entrada (EPRI, 2011).

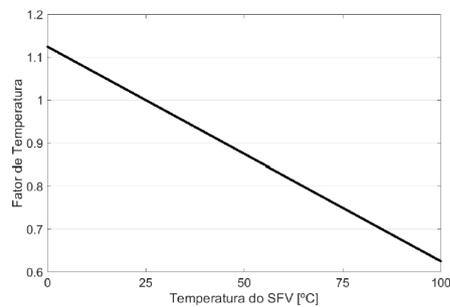


Figura 2.3 – Curva de fator de temperatura em função da temperatura do SFV (EPRI, 2011).

A curva 2.3 possui comportamento descendente. Desse modo, quanto maior for a temperatura, menor será o rendimento do SFV. Ressalta-se que o eixo das abscissas corresponde à temperatura do painel fotovoltaico, dado pela equação 2.2, e não à temperatura ambiente.

## 2.3 Conceitos básicos utilizados na metodologia proposta

Antes de se apresentar os indicadores empregados neste estudo para a caracterização do FRP, 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, 2020).

### 2.3.1 Níveis de penetração

Neste trabalho, o nível de penetração é dado pela razão entre a potência total instalada dos SFVs e a potência total em BT do alimentador em análise. Para esse fim, primeiramente, é calculada a potência fotovoltaica de cada UC ( $P_{SFV_i}$ ) conectada ao alimentador, conforme descrito em 2.1. Em seguida, a potência fotovoltaica de todas as UCs em baixa tensão (BT) do alimentador em estudo é somada, resultando na potência de GDFV que implicaria em um nível de penetração de 100% ( $P_{SFV}^{max}$ ).

$$P_{SFV}^{max} = \sum_{i=1}^{N_{UC,alim}} P_{SFV_i} [kW] \quad (2.6)$$

Em que:

- $P_{SFV}^{max}$ : Potência máxima instalada de SFV para o alimentador que resulta em 100% de penetração [kW];
- $P_{SFV_i}$ : Potência máxima instalada do SFV da UC i [kW];
- $N_{UC,alim}$ : Número total de UCs do alimentador.

Da posse de  $P_{SFV}^{max}$ , realiza-se a seleção aleatória de UCs e dimensiona-se os SFVs para cada uma delas com o objetivo de se atingir o nível de penetração desejado. A potência a ser inserida em cada nível de penetração é determinada de acordo com 2.7.

$$P_{pen_{SFV}} = P_{SFV}^{max} \cdot pen_{SFV} [kW] \quad (2.7)$$

Em que:

- $pen_{SFV}$ : Nível de penetração do SFV (entre 0 e 100%);
- $P_{pen_{SFV}}$ : Potência instalada dos SFVs para um dado nível de penetração  $pen_{SFV}$  [kW];
- $P_{SFV}^{max}$ : Potência máxima instalada de SFV para o alimentador que resulta em 100% de penetração [kW].

A simulação de fluxo de potência para a identificação do FRP e dos impactos técnicos possui alguns parâmetros desconhecidos, como o local de instalação dos SFVs, a irradiação solar e a temperatura ambiente na região. De forma a contemplar essas incertezas, a metodologia deste trabalho emprega o método de Monte Carlo, definido na subseção seguinte.

### 2.3.2 Método de Monte Carlo

O método de Monte Carlo é baseado na execução de diversas amostragens aleatórias para se obter dados numéricos. Um elevado número de simulações é realizado de forma a determinar todas as probabilidades de possíveis resultados. Esse método é utilizado como referência para adquirir aproximações numéricas, em situações em que se empregam modelos analíticos para gerar resultados de fluxo de potência probabilístico (Vieira, 2016).

O número de simulações que devem ser executadas pode ser fixado ou determinado por meio de um critério estatístico de parada. Um dos critérios empregados para acompanhar esse procedimento de parada é o designado Coeficiente de Variação (CV), calculado conforme 2.8. Quando o CV for menor que o valor pré-estabelecido (normalmente entre 5% a 6%), as simulações são finalizadas (Vieira, 2016).

$$CV = \frac{\sigma_x}{\mu_x \sqrt{n}} \quad (2.8)$$

Em que:

- CV: Coeficiente de Variação;
- $\sigma_x$ : Desvio padrão da variável em análise x;
- $\mu_x$ : Média da variável em análise x;
- n: Número de simulações realizadas.

Para atingir um dos objetivos específicos propostos neste trabalho, foi adotado o CV para calcular um número de dias a serem simulados, e uma quantidade de possíveis localizações dos SFVs. As simulações de fluxo de potência são realizadas até que um CV menor ou igual a 5% seja atingido, em cada uma das variáveis analisadas.

No caso da irradiação solar e da temperatura ambiente, além de um  $CV \leq 5\%$ , faz-se necessário que essa grandeza permaneça em patamares inferiores ou iguais a 5% por pelo menos mais 80 dias de simulação (tempo mínimo para garantir um número considerável de amostras). O número máximo de 365 dias é adotado e as datas não se repetem nas simulações de forma a considerar todas as estações do ano. O uso do CV para determinar o número de dias simulados também ajuda a reduzir o tempo de processamento de dados (Stecanella, 2020).

Em relação ao número de posicionamentos dos SFVs, a condição de parada é um  $CV \leq 5\%$ . Esse patamar deve permanecer por 20 simulações. Os resultados técnicos obtidos após a simulação de cada posicionamento da GDFV são os utilizados na monetização. Assim, um número mínimo de 20 foi estabelecido para que se tenha uma quantidade significativa de amostras na abordagem estocástica. Com o intuito de reduzir o tempo computacional, um limite máximo de 40 simulações foi definido (Stecanella, 2020).

Em resumo, os parâmetros utilizados para se determinar o critério de parada da simulação considerando-se um dado nível de penetração são, a saber: número mínimo de dias simulados ( $N_d^{min}$ ), número máximo de dias a serem simulados ( $N_d^{max}$ ), número mínimo de posições a serem simuladas ( $N_S^{min}$ ), número máximo de posições ( $N_S^{max}$ ) e o limiar do CV dado por um valor  $\varepsilon = 5\%$ .

Desse modo, para obter resultados relevantes, são realizadas, no mínimo,  $N_d^{min}$  simulações para cada sorteio S. Determina-se, com as grandezas referentes aos impactos técnicos para cada dia simulado ( $V_d$ ,  $D_d$  e  $L_d$ ), o coeficiente de variação para um dia ( $CV_d$ ) por meio da equação 2.9.

$$CV_d = \max[CV_{V_d}, CV_{D_d}, CV_{L_d}] \quad (2.9)$$

Em que:

- $CV_d$ : Coeficiente de variação para um dia;
- $CV_{V_d}$ : Coeficiente de variação das violações de tensão para um dia;
- $CV_{D_d}$ : Coeficiente de variação da demanda de pico para um dia;
- $CV_{L_d}$ : Coeficiente de variação das perdas técnicas para um dia.

São realizadas, então,  $N_S^{min}$  simulações para uma posição sorteada dado um certo nível de penetração. Com as grandezas técnicas correspondentes a cada uma dessas posições ( $V_S$ ,  $D_S$  e  $L_S$ ), calcula-se o coeficiente de variação para um sorteio ( $CV_S$ ) por meio da equação 2.10.

$$CV_S = \max[CV_{V_S}, CV_{D_S}, CV_{L_S}] \quad (2.10)$$

- $CV_S$ : Coeficiente de variação para um sorteio;
- $CV_{V_S}$ : Coeficiente de variação das violações de tensão para um sorteio;
- $CV_{D_S}$ : Coeficiente de variação da demanda de pico para um sorteio;
- $CV_{L_S}$ : Coeficiente de variação das perdas técnicas para um sorteio.

Na próxima seção, as variáveis analisadas na rede concernentes aos níveis de tensão, à demanda de pico e às perdas técnicas são expostas em maiores detalhes.

## 2.4 Variáveis da rede

A seguir, serão apresentadas as três variáveis da rede de distribuição analisadas neste trabalho, as quais correspondem aos níveis de tensão, às perdas técnicas e à demanda.

### 2.4.1 Níveis de tensão

Para que equipamentos elétricos funcionem adequadamente, é necessário que sua tensão se mantenha entre uma determinada faixa de valores. Caso seu valor seja acima do recomendado, dispositivos podem ser danificados permanentemente e, se for abaixo do desejado, esses não funcionarão de maneira adequada.

Dessa forma, faz-se necessário normas e regulações que estabeleçam uma faixa de tensão que garanta a operação adequada de equipamentos elétricos. A ANEEL, dessa forma, detalha em Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional como são realizadas as medidas referentes aos níveis de tensão, além de estabelecer uma faixa de operação (ANEEL, 2021a). Os valores recomendados são visualizados na Figura 2.4.

Em 2.4, há três intervalos. A faixa verde indica os níveis de tensão considerados adequados; a amarela indica as precárias e a vermelha indica as críticas. Os valores de fronteira dessas faixas são determinados com base no tipo de fornecimento.

Há dois parâmetros utilizados para quantificar as tensões em faixas consideradas inadequadas. O primeiro é conhecido como Duração Relativa da Transgressão de Tensão

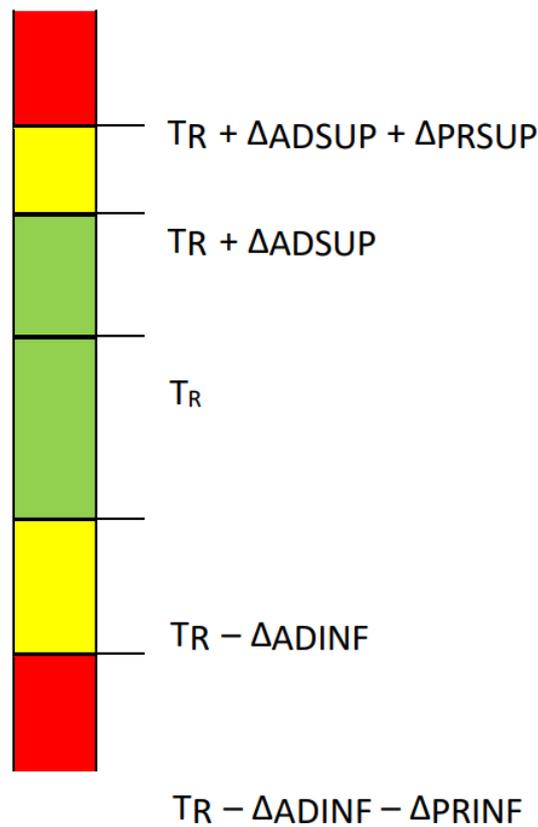


Figura 2.4 – Níveis de tensão estabelecidos pela ANEEL (ANEEL, 2021a)

Precária (DRP), e o segundo é denominado de Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica (DRC). Esses dois índices possuem como base a realização de 1008 leituras realizadas em intervalos de 10 minutos, dos quais se obtém as tensões consideradas, respectivamente, precárias ou críticas. Dessa forma, o DRP e o DRC são calculados de acordo com as equações 2.11 e 2.12.

$$DRP = \frac{nlp}{1008} \cdot 100 [\%] \quad (2.11)$$

$$DRC = \frac{nlc}{1008} \cdot 100 [\%] \quad (2.12)$$

Em que:

- DPR: Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária [%];
- DRC: Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica [%];
- nlp: Maior valor, entre as fases medidas, do número de leituras situadas na faixa precária;
- nlc: Maior valor, entre as fases medidas, do número de leituras situadas na faixa crítica.

Caso a tensão fornecida seja considerada inadequada, é necessário que a distribuidora compense financeiramente as unidades consumidoras conectadas em pontos nos quais essas violações foram detectadas. O cálculo dessa compensação é realizada por meio da equação 2.13, proposta em (ANEEL, 2021a).

$$comp_{tensao} = \left[ \left( \frac{DRP - DRP_{limite}}{100} \right) \cdot k_1 + \left( \frac{DRC - DRC_{limite}}{100} \right) \cdot k_2 \right] \cdot EUSD \text{ [R\$]} \quad (2.13)$$

Em que:

- $comp_{tensao}$ : Compensação financeira repassada ao titular da unidade consumidora [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 atingidos em Baixa Tensão, caso  $DRP > DRC_{limite}$ ;
- $k_2 = 5$ , para consumidores atingidos em Média Tensão, caso  $DRP > DRC_{limite}$ ;
- $k_2 = 3$ , para consumidores atingidos em Alta Tensão, caso  $DRP > DRC_{limite}$ ;
- EUSD: Encargo de Uso do Sistema de Distribuição [R\$].

Em períodos de alta demanda, o número de subtensões tende a aumentar, o que aumenta o número de transgressões de tensão registradas. Nesse caso, o acréscimo de mais cargas exige mais potência do sistema de distribuição elétrico e, caso não seja possível prover com qualidade todas as UCs, a tensão fornecida diminui. A presença de GDFV é uma alternativa para solucionar esse problema, tendo em vista que, caso a potência fornecida não seja suficiente, os prossumidores podem supri-la a partir de seus próprios SFVs. Conforme a presença de geração fotovoltaica na rede aumenta, entretanto, a presença de uma maior potência injetada pode se tornar danosa ao propiciar um aumento na taxa de sobretensões, o que também resulta em um maior número de violações de tensão. Em situações de FRP, caracterizadas por uma alta geração em relação ao consumo, as transgressões de tensão podem atingir taxas maiores que sem a presença desse fenômeno, o que aumenta a possibilidade de se danificar equipamentos elétricos.

## 2.4.2 Demanda de pico

Em uma rede de distribuição elétrica, é necessária a presença de dispositivos conhecidos como alimentadores, os quais são responsáveis por suprir a energia demandada pelos consumidores de uma determinada região. Como a potência exigida pelos clientes varia com o tempo, a potência fornecida por esses equipamentos também se altera.

Uma forma de compreender o perfil da demanda energética é por meio da representação gráfica da demanda fornecida pelo alimentador para cada instante de tempo, o que pode ser representado por uma curva de carga. Cada consumidor possui uma curva de carga única, contudo, elas podem ser agrupadas em três principais classes: residencial, industrial e comercial. O primeiro corresponde a um perfil de cargas composto majoritariamente por casas e condomínios residenciais; o segundo representa regiões industriais e o terceiro agrupa áreas comerciais.

A demanda de pico representa o maior valor de potência exigido pelos consumidores. Um exemplo de curva de demanda pode ser verificado na Figura 2.5, a qual exibe a demanda média em cada hora do dia registrada no ano de 2024 pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Nesse gráfico, verifica-se um aumento crescente de sua demanda até o pico cerca de 14h. Isso indica que esse é o período o qual possui mais cargas conectadas à rede. Esse resultado é esperado por indicar o momento em que empresas e comércios, que demandam muita energia, estão em pleno funcionamento. Sucede-se, então, uma queda na demanda devido ao fim das atividades comerciais, e o início do período de volta para casa. Dessa forma, cerca de 19h, há um pico menor de demanda, o qual representa o momento em que mais unidades residenciais possuem aparelhos conectados.

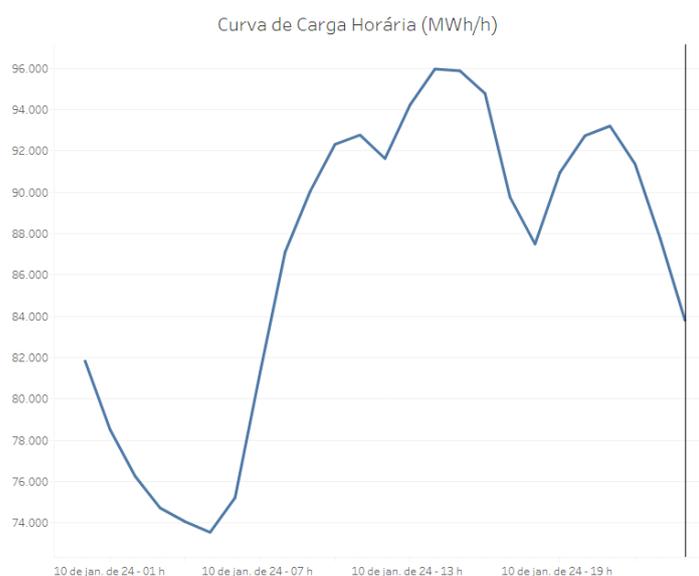


Figura 2.5 – Exemplo de curva de demanda média entre os dias 10/01/2024 e 11/01/2024 (ONS, 2024)

A demanda aumenta conforme mais aparelhos são conectados à rede. Com uma de-

manda maior, os alimentadores, transformadores, reguladores, cabos e outros equipamentos pertencentes à rede elétrica podem não apresentar os parâmetros adequados para suprir tal acréscimo. Desse modo, pode ser necessário a realização de reformas ou substituição desses dispositivos. A presença de SFVs, entretanto, pode ser benéfico por suprir parte da potência demandada pelas UCs, de modo que a potência fornecida pelo alimentador seja menor, e sua curva de demanda seja suavizada. Garante-se, então, uma sobrevida a esses equipamentos, os quais ainda podem atender aos parâmetros desejados mesmo sem mudanças ou substituições.

Caso a potência fornecida pelos SFVs seja maior que a requisitada pelas UCs, a injeção de potência na rede de distribuição pode se tornar excessiva, de modo a ocasionar o fluxo reverso. Entre alguns efeitos do FRP, destacam-se a diminuição da vida útil de equipamentos de conversão de energia, o aumento nas violações de tensão e em perdas técnicas. Portanto, a instalação de mais unidades de GD deve ser avaliada com cautela e o rigor técnico necessário para se mitigar possíveis problemas à rede elétrica.

### 2.4.3 Perdas técnicas

Em uma rede de distribuição, destacam-se dois tipos de perdas: as técnicas e as não técnicas. As perdas técnicas correspondem ao processo de dissipação inerente ao processo de fornecimento de energia elétrica. Por outro lado, as perdas não técnicas decorrem de incertezas nas medições e de furtos de energia. As perdas técnicas são inevitáveis, e assim como ocorre com as não técnicas, devem ser combatidas (ANEEL, 2023c).

Adicionalmente, as perdas técnicas podem ser constantes ou variáveis. As constantes dependem da construção dos equipamentos pertencentes a rede elétrica e, logo, apresentam pouca variação, como as perdas devido à histerese magnética e a correntes parasitas. As variáveis, por outro lado, estão relacionadas à corrente que flui pelo sistema, visto que a potência dissipada depende do quadrado da corrente elétrica, o que é dado pela equação 2.14.

$$P_L = R \cdot I^2 \quad (2.14)$$

Em que:

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

A redução das perdas é desejado, tendo em vista que é resultado de um processo de fornecimento de energia mais eficiente. Soma-se a isso a economia gerada para a distribuidora, por precisar comprar menos energia para suprir o sistema, e para os consumidores, já que serão beneficiados com menores valores regulatórios e da tarifa (ANEEL, 2023c).

Na Figura 2.6, há um exemplo de rede de transmissão, desde a geração da energia até sua distribuição. Nota-se a presença das perdas técnicas nas linhas de transmissão e de distribuição, além das perdas não técnicas como compondo a diferença entre o valor esperado de energia considerando as perdas e o fornecido ao sistema.

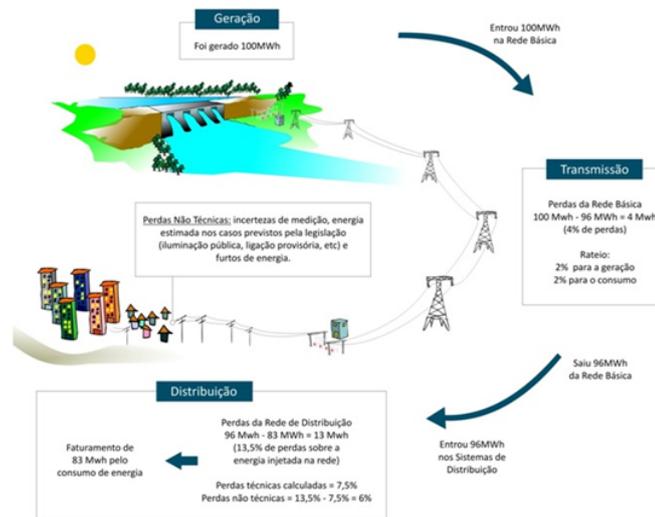


Figura 2.6 – Demonstração das perdas técnicas em um sistema de distribuição elétrica (ANEEL, 2023c)

A presença de GD tem o potencial de mitigar as perdas técnicas ao demandar uma menor potência da rede de transmissão e, logo, reduzir as perdas decorrentes do tráfego de longas distâncias. Há, ainda, o consumo próximo à geração, o que também implica uma menor energia dissipada durante o processo de distribuição. Quando a potência instalada de GD torna-se alta a ponto de causar o fluxo reverso ocorre, contudo, o aumento das perdas técnicas. Como os SFVs injetam mais corrente na rede que o necessário, isso implica, segundo a equação 2.14, maior dissipação de energia. Outro efeito que também deve ser observado é o aumento nas perdas contantes, tendo em vista que submeter equipamentos elétricos, como transformadores e reguladores, ao FRP pode gerar maiores perdas por histerese e correntes parasitas, principalmente, quando operam em um modo no qual não foram planejados (Frotscher *et al.*, 2021).

## 2.5 Viabilidade econômica

A análise de viabilidade econômica objetiva determinar tanto o retorno de um projeto de investimento, estimando se ele resultará em lucro ou prejuízo, como também os riscos envolvidos no processo. Logo, é imprescindível para a tomada de decisão de quem realiza o aporte de capital.

Os conceitos de viabilidade econômica empregados neste trabalho são definidos de acordo com o efetuado em (Camargos, 2022). Para que se haja compreensão dos detalhes

dos conceitos empregados, será realizada uma transcrição do que foi descrito em (Camargos, 2022).

### 2.5.1 Fluxo de caixa descontado

Com o objetivo de calcular o retorno esperado de um investimento, é necessário quantificar a expectativa de lucro a ser gerado. O fluxo de caixa descontado (FCD) é um método objetivo comumente utilizado no cálculo dessa expectativa. Ademais de trazer os lucros futuros para o presente, o FCD permite a utilização de informações detalhadas de custos, tributação e taxas de retorno (Oliveira, 2020).

Ressalta-se que o FCD possui duas abordagens distintas. O fluxo de caixa livre para o acionista tem como objetivo calcular o retorno de um investimento, enquanto o fluxo de caixa livre para a empresa (FCLE) almeja estimar o valor da companhia como um todo. A diferença entre esses dois fluxos de caixa é, principalmente, a taxa de desconto utilizada no cálculo do valor presente (Damodaran, 2014), (Neto, 2017) e (Oliveira, 2020).

### 2.5.2 Custo de capital

O custo de capital é um conceito fundamental e que precede o cálculo dos indicadores financeiros. "O custo de capital representa o custo de oportunidade do recurso a ser empregado em determinado investimento" (Oliveira, 2020). Dessa forma, é possível precificar quanto custa tomar recursos dos agentes detentores de capital, o que embasa a tomada de decisão do investimento. Tais agentes podem simplesmente ceder o recurso, como fazem os bancos, ou podem assumir o risco do negócio, tornando-se acionistas do empreendimento.

Destaca-se que, por assumir os riscos do negócio, normalmente o capital próprio é melhor remunerado do que o capital de terceiros.

### 2.5.3 Valor presente líquido

O valor presente líquido (VPL) é um indicador financeiro, o qual é calculado por meio da equação 2.15. O VPL é um dos indicadores mais comuns aplicados em análises de viabilidade econômica (Damodaran, 2014) e (Neto, 2017).

$$VPL = \sum_{j=0}^A \frac{FC_j}{(1 + r_{desc})^j} [R\$] \quad (2.15)$$

Em que:

- $FC_j$ : Fluxo de caixa no período  $j$  [R\$];
- $r_{desc}$ : Taxa de desconto dos fluxos de caixa do projeto. Usualmente, ela é denominada de taxa mínima de atratividade (TMA);
- $A$ : Tempo de vida útil do projeto. [Anos]

Da equação 2.15, percebe-se que o VPL é constituído pela soma de todos os fluxos de caixas trazidos a valor presente ao longo da vida útil do projeto. Ele pode, portanto, ser entendido como a riqueza líquida gerada ou como o potencial de criação de valor de um investimento. Desse modo, se o VPL for maior que zero, diz-se que o projeto é lucrativo. Isso significa que o investimento fornece um valor adicional ao investidor, após devolver o capital empregado e remunerar os agentes financiadores do projeto.

## 2.6 Fluxo reverso de potência

Conforme exposto no capítulo 1, o FRP ocorre quando a energia gerada localmente por fontes renováveis excede a demanda local, o que resulta em um fluxo no sentido inverso nas redes elétricas.

Cabe destacar que, conforme exposto em (ANEEL, 2024), as redes de distribuição são majoritariamente radiais, de modo a possuírem linhas com uma alta relação R/X (relação entre a resistência, R, e a reatância, X, dos condutores). Dessa forma, as linhas de distribuição apresentam uma característica mais resistiva, a qual provoca uma maior sensibilidade da magnitude de tensão em relação aos fluxos de energia ativa. Assim, nos sistemas de distribuição, a diferença de magnitude das tensões ditam esses fluxos de energia, de modo a fluir das magnitudes de tensão mais elevadas para as mais baixas. Isso implica em uma elevação da magnitude de tensão em localidades nas quais há FRP em decorrência da energia gerada pela MMGD. Quanto maior a inversão de fluxo de energia, maior a elevação de tensão na localidade. Como consequências desse aumento de tensão, pode haver a queima de equipamentos, danos aos sistemas de distribuição e aos seus usuários.

Além do impacto nos níveis de tensão, o FRP também possui efeitos nas perdas técnicas e na sobrecarga de linhas e transformadores de distribuição. De acordo com (ANEEL, 2024), exportar energia por meio dos sistemas de distribuição é um processo ineficiente, tendo em vista as altas dissipações de energia nos condutores dessas linhas, além do dimensionamento insuficiente de cabos e torres de distribuição para se transmitir grandes volumes de energia elétrica. No tocante à sobrecarga de linhas e de transformadores, nota-se que esses elementos foram projetados levando-se em consideração o fator de coincidência das cargas. Não se projeta o sistema de distribuição para atender à soma das demandas máximas das UCs, visto que o uso de energia pelos consumidores é diverso, além de ser necessário um alto investimento para um sistema sobredimensionado. Dessa forma, o fator de coincidência do consumo é baixo, principalmente para consumidores residenciais. Contudo, o fator de coincidência entre os sistemas de GDFV em uma mesma localidade é muito elevado, dado o comportamento da energia solar. Essa característica da geração solar provoca uma sobrecarga de linhas e transformadores em situações de alta penetração de MMGD, e de ocorrência de fluxo reverso (ANEEL, 2024).

Ao se analisar o contexto brasileiro, a ANEEL utiliza a inversão de fluxo de energia

como indicativo do excesso de GD, pois é um parâmetro objetivo, mais simples de ser calculado e reproduzido pelo consumidor interessado (ANEEL, 2024).

## **2.7 Considerações finais**

Este capítulo descreveu os fundamentos matemáticos e físicos relacionados à modelagem dos SFVs. Ademais, foram expostos os conceitos de níveis de penetração e de método de Monte Carlo, e também das variáveis da rede níveis de tensão, perdas técnicas e demanda de pico. Em seguida, os principais conceitos relacionados à viabilidade econômica aplicados neste estudo foram exibidos. Por fim, apresentou-se o conceito de fluxo reverso de potência e os seus efeitos com o objetivo de respaldar a metodologia proposta.

## 3 Metodologia

### 3.1 Considerações iniciais

Este capítulo apresenta a metodologia para a caracterização e controle do fluxo reverso, assim como o cálculo dos impactos técnicos e econômicos decorrentes da inserção de GDFV na rede elétrica. O capítulo é dividido da seguinte forma:

- A seção 3.2 expõe uma visão geral da metodologia, enfatizando suas principais características;
- A seção 3.3 detalha os materiais necessários para a execução deste estudo;
- A seção 3.4 apresenta os indicadores desenvolvidos para se caracterizar o FRP;
- A seção 3.5 estabelece o modo de cálculo dos impactos técnicos decorrentes da integração de geração distribuída fotovoltaica na rede elétrica;
- A seção 3.6 descreve as soluções utilizadas para se eliminar esse fenômeno; e
- Ao final, a seção 3.7 exhibe a metodologia proposta para a monetização dos impactos técnicos que os sistemas fotovoltaicos instalados geram nos níveis de tensão, nas perdas técnicas e na demanda de pico.

### 3.2 Visão geral da metodologia

A Figura 3.1 exhibe um diagrama simplificado da metodologia utilizada para se identificar e controlar o FRP, e ainda, calcular os impactos técnicos e econômicos que a GDFV pode provocar na rede elétrica. Isso é efetuado considerando-se 6 soluções de restrição de potência injetada pelas unidades consumidoras.

Na primeira etapa da metodologia exibida em 3.1, seleciona-se o caso a ser avaliado, a saber:

- (i) No caso 0, não são empregadas soluções para se mitigar/eliminar o FRP. Trata-se do caso base utilizado como referência quando da realização da análise comparativa entre os efeitos da aplicação das soluções testadas na quantificação do FRP e nos impactos técnicos e financeiros resultantes da integração de GDFV na rede elétrica;
- (ii) No caso 1, a potência do último SFV instalado é restringida até que ela seja igual à potência ativa em fluxo reverso no transformador de distribuição em que esse sistema está conectado. Isso pode implicar na desconexão momentânea do SFV da rede elétrica;
- (iii) No caso 2, as potências geradas pelos últimos SFVs instalados (na sequência inversa da sua conexão na rede) são restringidas até que a soma delas seja igual à potência

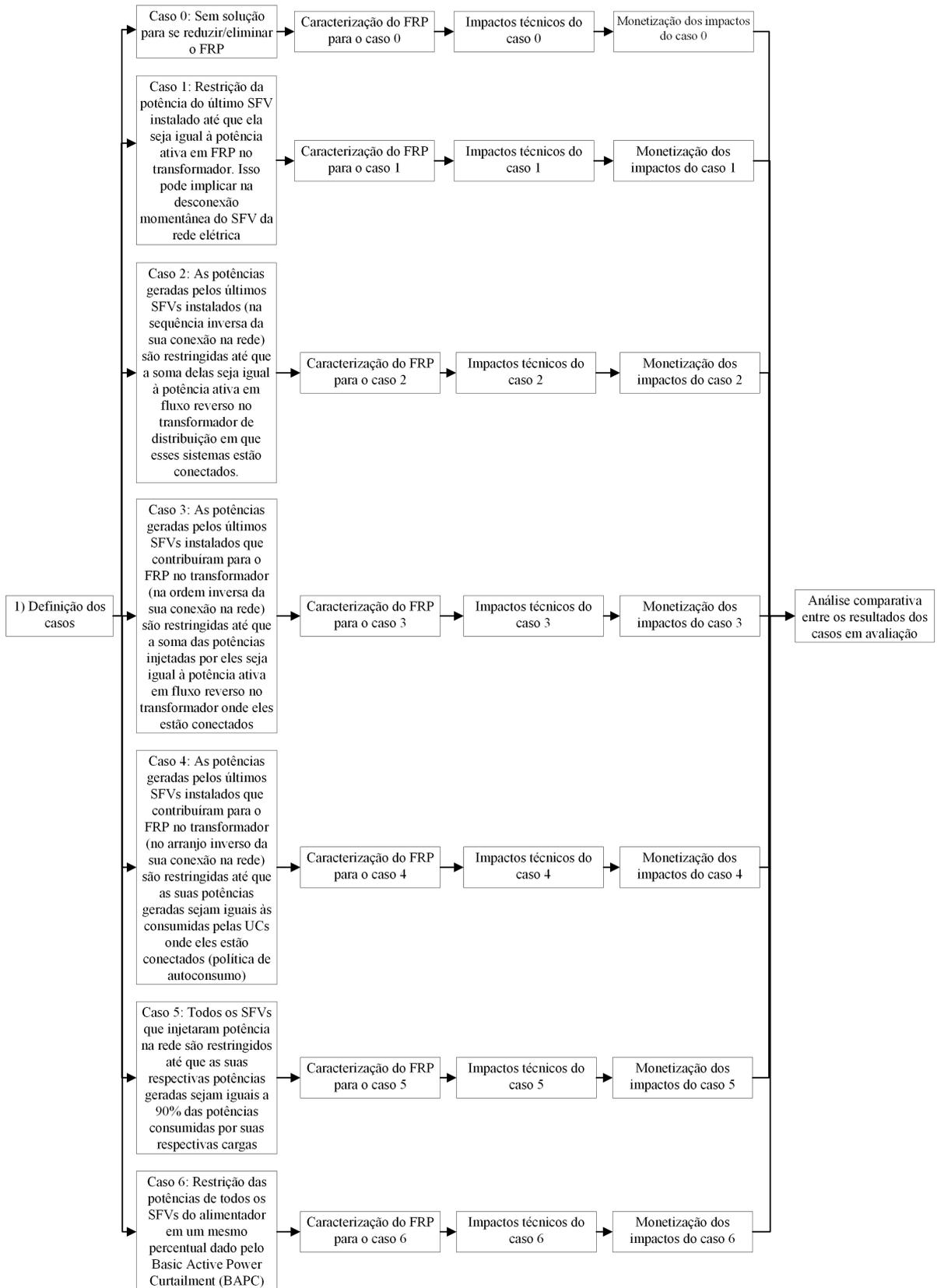


Figura 3.1 – Fluxograma simplificado da metodologia proposta

ativa em fluxo reverso no transformador de distribuição em que esses sistemas estão conectados. Para restringir a potência de um gerador fotovoltaico, essa solução não leva em consideração se o SFV contribui ou não para o FRP. Isso pode implicar na desconexão momentânea de alguns SFVs da rede elétrica;

- (iv) No caso 3, as potências geradas pelos últimos SFVs instalados que contribuíram para o FRP no transformador (na ordem inversa da sua conexão na rede) são restringidas até que a soma das potências geradas por eles seja igual ao FRP no transformador onde eles estão conectados. Logo, os SFVs que não contribuem para o FRP no transformador são isentos de cortes de potência. Essa solução pode implicar na desconexão temporária de alguns SFVs da rede;
- (v) No caso 4, as potências geradas pelos últimos SFVs instalados que contribuíram para o FRP no transformador (no arranjo inverso da sua conexão na rede) são restringidas até que as suas potências geradas sejam iguais às consumidas pelas UCs onde eles estão conectados (política de autoconsumo). Em outras palavras, esse método é aplicado até que a soma da potência restringida nos geradores que contribuem para o FRP seja igual à potência ativa em fluxo reverso no transformador. Essa estratégia é efetuada somente em transformadores que experienciaram inversão de fluxo durante a hora em investigação. Esse caso pode causar a desconexão momentânea de alguns SFVs da rede caso suas cargas não consumam potência durante o período analisado;
- (vi) No caso 5, todos os SFVs que injetaram potência na rede são restringidos até que as suas respectivas potências geradas sejam iguais a 90% das potências consumidas por suas respectivas cargas. Essa restrição de 90% se configura como um fator de segurança, tendo em vista que a potência consumida por uma UC pode ser menor que a inicialmente registrada por causa da estocasticidade do modelo empregado para as cargas da rede elétrica. Essa solução é empregada apenas para geradores conectados a transformadores de distribuição que experienciaram FRP durante a hora em análise. Esse caso pode implicar na desconexão temporária de alguns SFVs da rede;
- (vii) No caso 6, todos os SFVs instalados no alimentador são restringidos em um mesmo percentual dado pelo Basic Active Power Curtailment (BAPC). O BAPC é um indicador cujo objetivo é prever, com base na potência gerada por todos os SFVs e na demanda mensurada no alimentador, a porcentagem de potência que deve ser restringida em cada SFV para se eliminar o FRP no alimentador. Esse caso pode implicar na desconexão temporária de todos os SFVs da rede caso o BAPC calculado seja igual a 100%.

Na segunda etapa, por meio de i) simulações computacionais executadas no Open Distribution System Simulator (OpenDSS) via interface Component Object Model (COM), e fazendo-se uso da modelagem dos alimentadores da rede de distribuição brasileira utilizada nos cálculos das perdas técnicas pela ANEEL, e ii) do emprego de indicadores elaborados

neste estudo, o FRP é quantificado nos transformadores de distribuição e no alimentador visando-se a identificação da sua origem. Neste estudo, a modelagem dos alimentadores não constitui parte do foco da investigação realizada. Devido à complexidade do assunto e sobretudo ao fato de que as distribuidoras brasileiras disponibilizam, por meio da BDGD, os dados necessários para os cálculos das perdas técnicas, optou-se pelo uso dessas informações.

Na terceira etapa, determina-se os impactos técnicos da integração de GDFV à rede elétrica. Com esse objetivo, investiga-se os efeitos nos níveis de tensão, na demanda e nas perdas técnicas da GDFV integrada, utilizando-se a metodologia desenvolvida em (Stecanella, 2020). Para se garantir que os dados simulados representem a rede de distribuição em análise, neste estudo, optou-se por um método estocástico baseado no método de Monte Carlo, conforme realizado em (Stecanella, 2020). Como parâmetros a serem variados, têm-se a localização do SFV, a temperatura ambiente e a irradiância solar.

Na quarta etapa, os impactos calculados para os níveis de tensão, as perdas técnicas e a demanda de pico são convertidos em valores monetários, conforme proposto em (Stecanella, 2020). Os valores monetizados são, então, somados para se obter aquele que será empregado para representação dos impactos financeiros para a condição em análise. Logo, como pode ser observado, nas etapas de cálculos de impactos técnicos e financeiros, emprega-se a metodologia desenvolvida em (Stecanella, 2020). Por fim, na última etapa, é efetuada uma análise comparativa dos valores monetizados do ponto de vista da distribuidora e da caracterização do FRP para os casos propostos.

Na próxima seção, os materiais empregados nos cálculos dos indicadores de FRP são expostos em maiores detalhes.

### **3.3 Materiais empregados nos cálculos dos indicadores de fluxo reverso de potência**

Os materiais empregados neste trabalho seguem os mesmos preceitos do realizado em (Stecanella, 2020). Ademais, cabe mencionar novamente que a modelagem dos alimentadores aplicada neste estudo é a mesma utilizada para o cálculo das perdas técnicas efetuado pela ANEEL via software denominado ProgGeoPerdas. Algumas informações deste procedimento serão detalhadas ainda nesta seção. Para que haja compreensão dos detalhes dos materiais usados, será efetuada uma transcrição de parte do que foi desenvolvido em (Stecanella, 2020).

Para a caracterização do FRP e a determinação dos impactos técnicos e econômicos do alimentador em análise, é necessário executar o fluxo de potência do circuito. Com esse objetivo, 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 na barra de referência (subestação).

## 2. Potências ativa e reativa nas barras das UCs:

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

Em função dos procedimentos adotados no Brasil para o cálculo das perdas técnicas, as distribuidoras de energia elétrica detêm informações referentes aos alimentadores. Tratam-se de grandezas físicas fixas, que não variam estatisticamente. Desse modo, a tensão na saída do alimentador da subestação é controlada e pode, portanto, ser utilizada como a tensão de referência. O valor dessa tensão pode ser fixado em 1 pu ou variar entre 0,98 a 1,05 pu, a depender do tamanho do alimentador e do seu nível de carga (carga leve, média ou pesada). Dessa forma, a distribuidora busca, mesmo com a queda de tensão ao longo do alimentador, que as tensões nas barras mais afastadas eletricamente da subestação não sejam inferiores ao limite determinado.

Os dados necessários para a 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 a distribuidora não possui controle sobre eles. Essas características fazem com que a utilização do fluxo de potência para a caracterização do FRP, e a determinação dos impactos técnicos e econômicos seja um procedimento sujeito às incertezas que poderiam levar a resultados imprecisos, caso essas formas de caracterização não sejam adequadamente abordadas. É, logo, importante que as variáveis não fixas e previamente conhecidas sejam tratadas com o devido rigor estatístico.

Cabe mencionar que, para a determinação das tarifas de energia elétrica, as distribuidoras realizam campanhas de medição que visam a obtenção das faixas de consumo das UCs e das curvas de carga típicas. Essas informações são também empregadas, desde 2015, nos cálculos de perdas técnicas realizadas pela ANEEL, por meio do ProgGeoPerdas, procedimento consolidado no setor elétrico. Os modelos adotados para as cargas conectadas ao Sistema Distribuído de Média Tensão (SDMT) e ao Sistema Distribuído de Baixa Tensão (SDBT) representam um modelo ZIP (impedância, corrente e potência constantes) composto por dois tipos (ANEEL, 2018):

- 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, 2010). 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, 2018).

### 3.3.1 Curvas de carga

Por meio de campanhas de medições, as distribuidoras brasileiras determinam tipologias que representam uma faixa de seu mercado (ANEEL, 2016). Vários tipos de curvas de carga são determinados, cada um representando uma faixa de mercado da distribuidora, para dias úteis, sábados e domingos. Desse procedimento, a probabilidade de ocorrência de cada curva de carga pode ser calculada com base em sua participação no mercado da distribuidora. Assim, o procedimento usualmente adotado pelas distribuidoras para o segmento BT é:

O segmento BT é estratificado em sete classes, sendo que para cada uma delas é informada uma tipologia composta por um ou mais consumidores-tipos. Para as classes Residencial, Industrial, Comercial, Serviços e Outras Atividades, Rural e Subterrâneo, caso a tipologia encaminhada pela distribuidora seja composta apenas por um consumidor-tipo, esse consumidor-tipo será atribuído a todas as unidades consumidoras que constituem a classe. Havendo mais de um consumidor-tipo para cada classe, esses serão distribuídos na proporção do mercado representado por cada consumidor-tipo. Por exemplo, se for informado que a tipologia da classe residencial é composta por dois consumidores- tipos, um que representa 80% do mercado e outro os 20% restantes, o primeiro consumidor-tipo será distribuído com vistas a caracterizar 80% dos consumidores que compõem a classe residencial e ao segundo será atribuído aos 20% restantes. Por fim, caso ainda haja a diferenciação por faixa de consumo, o procedimento será semelhante, apenas com o acréscimo da segregação por cada faixa de consumo (ANEEL, 2014).

Dessa forma, para o cálculo das perdas técnicas via ProgGeoPerdas, cada distribuidora atribui uma curva de carga a cada uma das suas UCs, respeitando-se as probabilidades de cada tipologia.

Em síntese, as curvas de carga empregadas na metodologia deste trabalho são fixas para cada consumidor e fornecidas pela própria concessionária. Elas foram modeladas e separadas por categorias como:

- Tipo de consumidor: residencial, comercial, industrial, rural, serviço público, ilumi-

nação 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 tratadas como grandezas estocásticas, obtidas para cada hora de cada um dos dias que constituem o período de um ano. Os dados são oriundos 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, por vários sensores de parâmetros meteorológicos, e os disponibiliza automaticamente a cada hora (INMET, 2017).

Na metodologia deste trabalho, a caracterização do FRP e os impactos técnicos da GDFV nos níveis de tensão, nas perdas técnicas e na demanda de pico são identificadas para o período de 4 horas às 19 horas de um dia, ou seja, por meio da execução de 16 simulações do fluxo de potência (uma para cada hora considerada do dia). A escolha do dia é aleatória, mas os valores de irradiação solar e temperatura ambiente que serão empregados são valores reais, referentes aos dias selecionados.

Na literatura, há trabalhos que empregam os valores médios de cada hora do dia para a resolução do fluxo de potência, e há aqueles que consideram a natureza intermitente da GDFV. Nessa segunda abordagem, para cada instante do dia, a irradiação solar poderá assumir qualquer valor dentro de uma curva normal com média e desvio padrão pré-estabelecidos. No presente estudo, optou-se por sortear os dias do ano. Uma vez selecionado o dia, entretanto, os valores de irradiação solar e temperatura ambiente são dados reais obtidos via INMET.

### 3.3.3 Posicionamento dos sistemas fotovoltaicos

A ordem na qual as UCs recebem SFVs é aleatória, e isso influencia nas simulações computacionais. Cabe destacar que uma UC pode estar no início, no meio ou no final de um alimentador, o que altera os resultados do fluxo de potência. Ademais, neste estudo, a potência do SFV depende do consumo médio da UC, fato que resulta na necessidade de se estabelecer critérios que contemplem a estocasticidade dos posicionamentos das UCs. Por essa razão, nas simulações, inicialmente, são calculados os valores das potências dos SFVs que cada UC receberá. Em seguida, monta-se um vetor com as potências dos geradores fotovoltaicos referentes a essas UCs. Nesse vetor, a ordem das UCs foi escolhida aleatoriamente. Com a identificação de qual potência o alimentador teria caso esse equipamento estivesse, por exemplo, no nível de penetração igual a 10%, somam-se as potências dos SFVs, respeitando a ordem estabelecida no vetor, até que se alcance esse patamar. Para o nível de penetração de 20%, as UCs que receberam SFVs para 10% de  $pen_{SFV}$  permanecem com esses sistemas

instalados, e acrescenta-se, nas simulações, mais UCs até que a adição de todas as potências dos SFVs seja igual a potência do alimentador para 20% de penetração. Esse procedimento é executado até se alcançar 100% de penetração. Feito isso, realiza-se um novo sorteio da ordem das UCs que receberão SFVs, e repete-se esse processo.

### 3.3.4 Ambiente computacional

Para aplicar a metodologia proposta neste trabalho, foram realizadas modificações em um programa em Python visando-se contemplar os objetivos deste estudo. O OpenDSS foi empregado em conjunto com o mencionado programa, via interface COM, para se executar o fluxo de potência. Com isso, parte dos dados utilizados nas simulações computacionais são fornecidos ao software pelo usuário, e outra parte é oriunda da BDGD da ANEEL utilizada para o cálculo das perdas técnicas.

Na próxima seção, os indicadores utilizados para o FRP são expostos em maiores detalhes.

## 3.4 Caracterização do fluxo reverso de potência

Os indicadores dedicados à caracterização do FRP são calculados com o objetivo de se quantificar este fenômeno nos transformadores de distribuição e no alimentador, e ainda, para se identificar a sua origem. Por esta razão, eles são divididos em indicadores dedicados ao alimentador e aos transformadores de distribuição.

### 3.4.1 Indicadores vinculados ao alimentador

Os indicadores vinculados ao alimentador, bem como seus processos de cálculos e equações empregadas, são apresentados a seguir.

#### 3.4.1.1 Intensidade do fluxo reverso no alimentador

Para um dado nível de penetração, o valor da intensidade do fluxo reverso no alimentador em uma determinada hora é dada pelo módulo de sua potência ativa caso essa seja negativa, como visto na equação 3.1.

$$I_{FRP}^A(d,h) = \begin{cases} -D(d,h), & \text{caso a potência ativa no alimentador em uma dada hora seja negativa [kW]} \\ 0, & \text{caso a potência ativa no alimentador em uma dada hora seja 0 ou positiva [kW]} \end{cases} \quad (3.1)$$

Em que:

- $I_{FRP}^A(d,h)$ : Intensidade do FRP registrada no alimentador para a hora  $h$  do dia  $d$  [kW];
- $D(d,h)$ : Demanda registrada no alimentador para a hora  $h$  do dia  $d$  [kW].

Ao se analisar diversos dias, a intensidade do FRP no alimentador é dada pelo maior valor de  $I_{FRP}^A(d,h)$  registrado nesse período. Esse valor é, então, normalizado em relação à

potência base do alimentador, conforme a equação 3.2.

$$I_{FRP,max}^A = \frac{100}{S_A} \max_{d=1}^{N_d} (\max_{h=4}^{19} (I_{FRP}^A(d,h))) \quad [\%] \quad (3.2)$$

Em que:

- $I_{FRP,max}^A$ : Intensidade máxima do fluxo reverso de potência registrada no alimentador para todos os dias e horas simulados [%];
- $S_A$ : Potência base do alimentador [kVA].
- $N_d$ : Número de dias simulados;

A potência base do alimentador é dada pelo produto entre a tensão de linha do alimentador, a ampacidade de sua bitola e a raiz quadrada de 3, de modo a se obter um valor de potência trifásica.

Ao se considerar diversos posicionamentos dos SFVs para um certo nível de penetração, obtém-se um vetor que apresenta a intensidade máxima do FRP no alimentador para cada cenário avaliado. Com isso, calcula-se o valor com probabilidade de 95% de não ser excedido para esse nível de penetração ( $I_{FRP,P95\%}^A$ ), considerando-se todas as amostras que constituem este vetor. Esse processo é efetuado para todos os níveis de penetração em análise, e pode ser visualizado por meio da Figura 3.2.

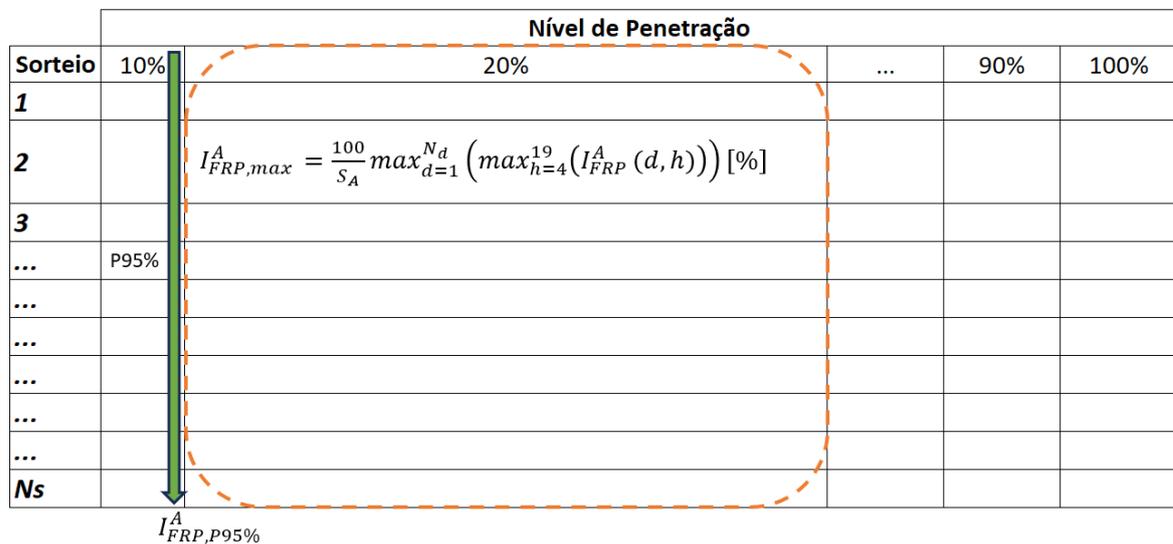


Figura 3.2 – Cálculo da intensidade de FRP no alimentador

#### 3.4.1.2 Permanência do fluxo reverso no alimentador

Considera-se que o alimentador está em FRP quando a potência ativa medida em seu disjuntor apresenta sinal negativo. Para a verificação da ocorrência ou não de FRP no alimentador em uma hora do dia para um certo nível de penetração, utiliza-se a equação 3.3.

$$O_{FRP}^A(d,h) = \begin{cases} 1, & \text{caso a potência ativa no alimentador em uma dada hora seja negativa} \\ 0, & \text{caso a potência ativa no alimentador em uma dada hora seja 0 ou positiva} \end{cases} \quad (3.3)$$

Em que:

- $O_{FRP}^A(d,h)$ : Indicador de ocorrência de FRP no alimentador para a hora  $h$  do dia  $d$  [ocorrência].

Ao se fixar um nível de penetração, a permanência do FRP no alimentador em um dia é dada pela soma das ocorrências desse fenômeno em relação às 16 horas em análise. No caso de uma avaliação que contemple diversos dias, soma-se a permanência registrada em cada um deles e, então, divide-se pelo número total de dias considerado para se obter um indicador médio em horas (em que houve ocorrência de FRP) por dia, de acordo com a equação 3.4.

$$Perm_{FRP}^A = \frac{1}{N_d} \sum_{d=1}^{N_d} \sum_{h=4}^{19} O_{FRP}^A(d,h) [\text{horas/dia}] \quad (3.4)$$

Em que:

- $Perm_{FRP}^A$ : Permanência média de FRP no alimentador considerando-se diversos dias simulados para um mesmo posicionamento de SFV [horas/dia];

Considerando-se a existência de diversos sorteios de posições dos SFVs nas simulações para um nível de penetração em análise, monta-se um vetor com o  $Perm_{FRP}^A$  obtido para cada sorteio. De posse deste valor, calcula-se o P95% desse vetor para esse  $pen_{SFV}$  ( $Perm_{FRP}^A, P95\%$ ) com o objetivo de se agregar esses dados. Esse método é aplicado a todos os níveis de penetração, e pode ser visualizado por meio da Figura 3.3.

### 3.4.1.3 Presença do fluxo reverso nas unidades consumidoras em relação ao alimentador

O FRP é identificado em uma UC quando essa gera mais potência ativa que consome. A equação 3.5 descreve como é detectado, no algoritmo desenvolvido, o momento em que há FRP em uma UC, em uma determinada hora do dia para um dado valor de  $pen_{SFV}$ .

$$O_{FRP}^{UC_i}(d,h) = \begin{cases} 1, & \text{caso } P_{G\_SFV}^{UC_i}(d,h) > P_C^{UC_i}(d,h) \text{ e } O_{FRP}^{T_j}(d,h) = 1 \\ 0, & \text{caso } P_{G\_SFV}^{UC_i}(d,h) \leq P_C^{UC_i}(d,h) \text{ ou } O_{FRP}^{T_j}(d,h) = 0 \end{cases} \quad (3.5)$$

Em que:

- $O_{FRP}^{UC_i}(d,h)$ : Indicador de ocorrência de FRP para a UC  $i$  conectada a determinado transformador  $j$  para a hora  $h$  do dia  $d$  [ocorrência];
- $P_{G\_SFV}^{UC_i}(d,h)$ : Potência ativa gerada pelo SFV conectado a uma UC  $i$  para a hora  $h$  do dia  $d$  [kW];



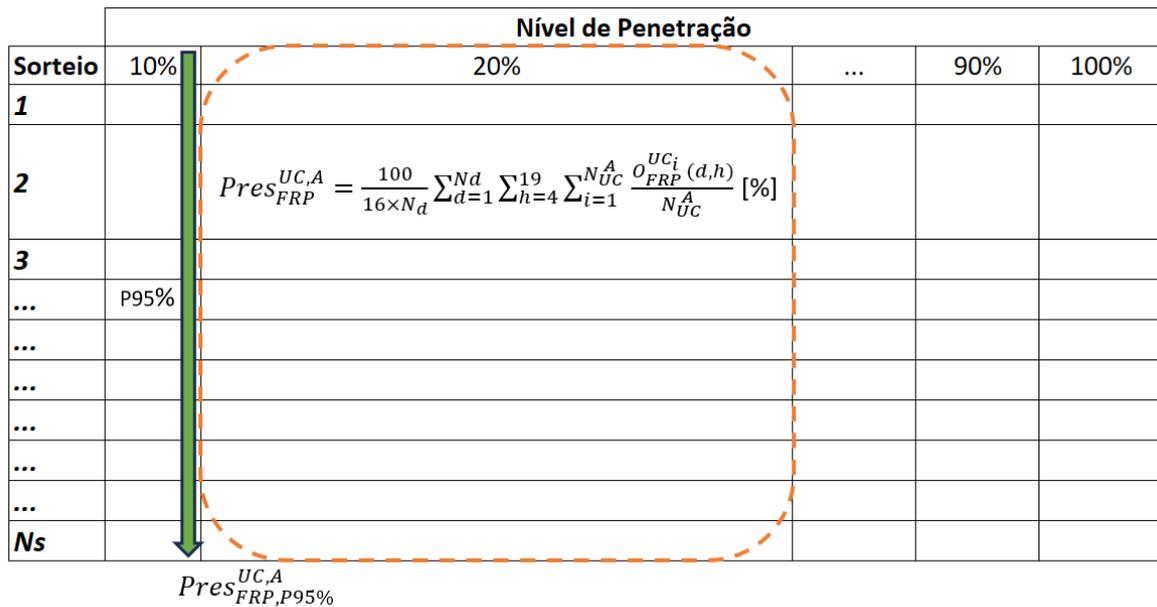


Figura 3.4 – Cálculo da presença média de FRP nas UCs em relação ao alimentador

#### 3.4.1.4 Contribuição das unidades consumidoras para o fluxo reverso de potência no alimentador

Considerando um certo valor de  $pen_{SFV}$ , a contribuição de uma UC para o FRP em uma certa hora para um transformador é dada pela razão entre a potência injetada por seu SFV em relação ao total de potência injetada por todas as UCs conectadas a esse transformador, conforme verificado pela equação 3.7.

$$C_{FRP}^{UC_i,T_j}(d,h) = \begin{cases} 100 \cdot \frac{P_I^{UC_i,T_j}(d,h)}{\sum_{n=1}^{N_{UC}^{T_j}} P_I^{UC_n,T_j}(d,h)}, & \text{caso } O_{FRP}^{T_j}(d,h) = 1 \text{ e } P_I^{UC_i,T_j}(d,h) > 0 [\%] \\ 0, & \text{caso } O_{FRP}^{T_j}(d,h) = 0 \text{ ou } P_I^{UC_i,T_j}(d,h) \leq 0 [\%] \end{cases} \quad (3.7)$$

Em que:

- $C_{FRP}^{UC_i,T_j}(d,h)$ : Contribuição da UC i conectada ao transformador j para o FRP para a hora h do dia d [%];
- $P_I^{UC_i,T_j}(d,h)$ : Potência ativa injetada pela UC i conectada a um transformador j para a hora h do dia d [kW];
- $N_{UC}^{T_j}$ : Número de UCs conectadas a um transformador j em análise;
- $P_I^{UC_n,T_j}(d,h)$ : Potência ativa injetada pela UC n conectada a um transformador j para a hora h do dia d [kW].

De início, determina-se o maior valor de  $C_{FRP}^{UC_i,T_j}$  de uma UC para as 16 horas e o total de dias analisados. Esses valores são obtidos para todas as UCs que contribuíram para o FRP na rede e, em seguida, somados. Por fim, o valor resultante é normalizado em relação ao



$$O_{FRP}^{T_j}(d,h) = \begin{cases} 1, & \text{caso a potência no transformador } j \text{ em uma dada hora seja negativa} \\ 0, & \text{caso a potência no transformador } j \text{ em uma dada hora seja 0 ou positiva} \end{cases} \quad (3.9)$$

Em que:

- $O_{FRP}^{T_j}(d,h)$ : Indicador de ocorrência de FRP no transformador  $j$  para a hora  $h$  do dia  $d$  [Ocorrência].

Calcula-se a presença do fluxo reverso nos transformadores em uma certa hora por meio do somatório das ocorrências de FRP para todos os transformadores presentes na rede em análise. Esse valor é dividido pelo número total de transformadores, o que resulta em um valor médio. De posse deste resultado, soma-se esses valores médios para as 16 horas analisadas. No caso de uma aferição que avalie diversos dias, realiza-se a adição da presença registrada em cada um deles e divide-se pelo número total de dias multiplicado pelas 16 horas em análise para se obter um indicador médio em percentual, dado pela equação 3.10.

$$Pres_{FRP}^T = \frac{100}{16 \cdot N_d} \sum_{d=1}^{N_d} \sum_{h=4}^{19} \sum_{j=1}^{N_T} \frac{O_{FRP}^{T_j}(d,h)}{N_T} [\%] \quad (3.10)$$

- $Pres_{FRP}^T$ : Presença média de FRP para todos os transformadores considerando-se as horas e dias simulados [%].

Um vetor composto por valores de  $Pres_{FRP}^T$  é montado ao se avaliar a possibilidade de diversos sorteios das posições dos SFVs nas simulações para um nível de penetração em análise. De posse deste valor, calcula-se o P95% desse vetor para o valor de  $pen_{SFV}$  considerado ( $Pres_{FRP,P95\%}^T$ ) com a finalidade de se agregar esses dados, o que resulta no processo representado pela Figura 3.6. Esse algoritmo é aplicado para todos os níveis de penetração em estudo.

#### 3.4.1.6 Contribuição dos transformadores de distribuição para o fluxo reverso de potência no alimentador

Ao se analisar um dado nível de penetração fotovoltaica, o valor da contribuição de um transformador para o FRP em uma certa hora é dada pelo módulo de sua potência ativa caso essa seja negativa dividida pela potência nominal desse elemento, como visto na equação 3.11.

$$C_{FRP}^{T_j}(d,h) = \begin{cases} -100 \cdot \frac{P_j(d,h)}{S_{nom}}, & \text{caso a potência ativa no transformador } j \text{ em uma dada hora seja negativa} [\%] \\ 0, & \text{caso a potência ativa no transformador } j \text{ em uma dada hora seja 0 ou positiva} [\%] \end{cases} \quad (3.11)$$

Em que:

- $C_{FRP}^{T_j}(d,h)$ : Contribuição do transformador  $j$  para o FRP para a hora  $h$  do dia  $d$  [%];

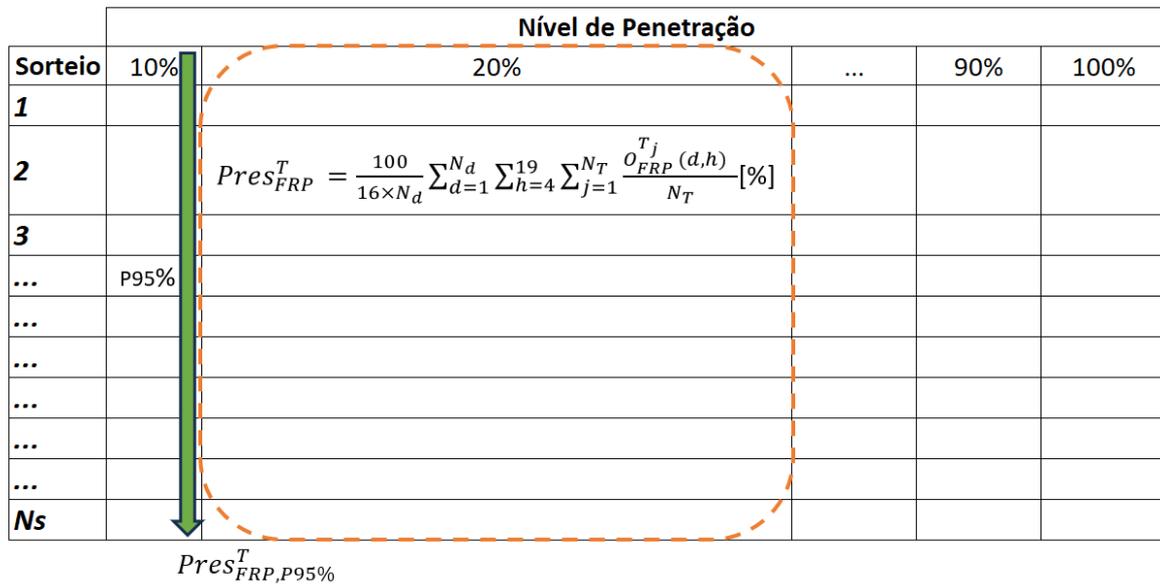


Figura 3.6 – Cálculo da presença média de FRP nos transformadores

- $P_{T_j}(d,h)$ : Potência ativa do transformador j em fluxo reverso para a hora h do dia d [kW];
- $S_{nom}^{T_j}$ : Potência nominal do transformador j [kVA].

Ao se considerar diversos dias, a contribuição de um transformador para o FRP é dada pelo maior valor de  $C_{FRP}^{T_j}$  registrado entre as 16 horas dos dias em análise. Esse processo é realizado para todos os transformadores presentes na rede. Feito isso, os valores encontrados para cada transformador de distribuição são somados e divididos pelo número total desses elementos conectados ao alimentador, de modo a se obter o valor médio da contribuição dos transformadores para o FRP, conforme a equação 3.12.

$$C_{FRP,total}^T = \frac{1}{N_T} \sum_{j=1}^{N_T} \max_{d=1}^{N_d} (\max_{h=4}^{19} (C_{FRP}^{T_j}(d,h))) [\%] \quad (3.12)$$

Em que:

- $C_{FRP,total}^T$ : Contribuição média total dos transformadores para o FRP no alimentador para todos os dias e horas simulados [%].

Com isso, organiza-se em um vetor, para diversos posicionamentos dos SFVs em um certo nível de penetração, a contribuição média dos transformadores para o FRP. Considerando-se os valores obtidos para os sorteios realizados, calcula-se o valor com probabilidade de 95% de não ser excedido para esse nível de PV ( $C_{FRP,total,P95\%}^T$ ) da contribuição dos transformadores para o FRP no alimentador. Esse procedimento é executado para todos os níveis de penetração, e pode ser visualizado por meio da Figura 3.7.





em que as suas colunas representam os dados referentes a essa presença para cada um dos transformadores em um posicionamento, e as suas linhas representam os valores de um certo transformador para todos os cenários considerados. Agrega-se esses dados por meio da obtenção de seu P95% para esse valor de penetração ( $Pres_{FRP,P95\%}^{UC}$ ) em relação às linhas e às colunas da matriz. Esse recurso é adotado para todos os níveis de penetração, conforme a Figura 3.9.

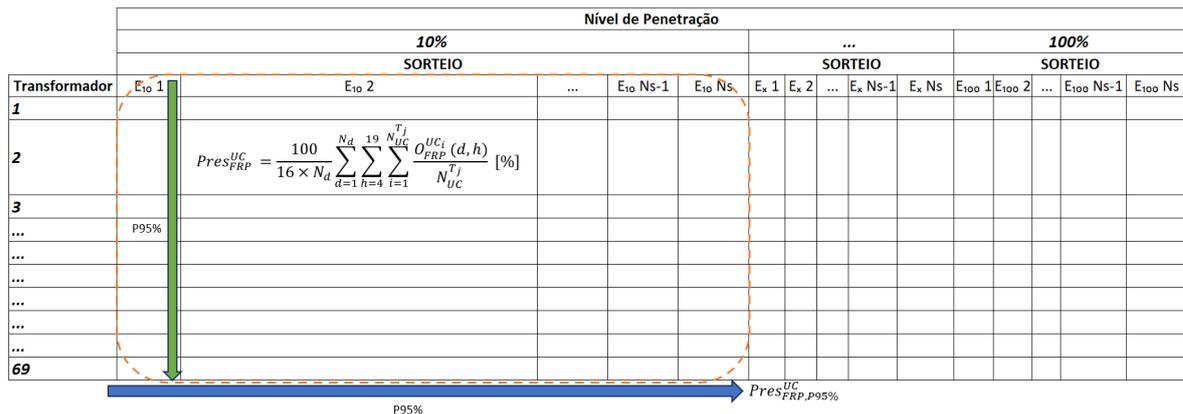


Figura 3.9 – Cálculo da presença do FRP nas UCs em relação aos transformadores de distribuição

### 3.4.2.3 Contribuição das unidades consumidoras para o fluxo reverso de potência nos transformadores de distribuição

A contribuição de uma UC para o FRP em uma certa hora para um transformador é dada pela equação 3.7. Considerando-se as 16 horas analisadas e o total de dias, essa contribuição em relação a um transformador para um dado nível de penetração é obtida por meio do maior valor de  $C_{FRP}^{UC_i,T_j}$  registrado. Esse processo é realizado para todas as UCs conectadas a esse transformador e, por fim, os valores determinados são somados e divididos em relação ao total de UCs presentes nesse elemento. A equação 3.15 representa o método utilizado.

$$C_{FRP,total}^{UC_i,T_j} = \frac{1}{N_{UC}^{T_j}} \sum_{i=1}^{N_{UC}^{T_j}} \max_{d=1}^{N_d} (\max_{h=1}^{19} (C_{FRP}^{UC_i,T_j}(d,h))) [%] \quad (3.15)$$

Em que:

- $C_{FRP,total}^{UC_i,T_j}$ : Contribuição média total das UCs conectadas a um transformador j, para todas as horas e dias analisados [%].

Desse modo, é possível construir um vetor contendo os valores de contribuição média de FRP nas UCs para cada transformador analisado. Ao se realizar essa análise para o sorteio de vários posicionamentos de SFV em um dado nível de penetração, chega-se a uma matriz em que suas colunas representam os dados referentes a essa contribuição média para cada um

dos transformadores em um dado posicionamento, e as suas linhas representam os valores de um certo transformador para todos os cenários considerados. Esses dados referentes a um nível de PV são, então, agrupados por meio da realização de seu P95% ( $C_{FRP, total, P95\%}^{UC_i, T_j}$ ) em relação às linhas e às colunas da matriz. Esse método é realizado para todos os níveis de penetração, e pode ser visualizado na Figura 3.10.

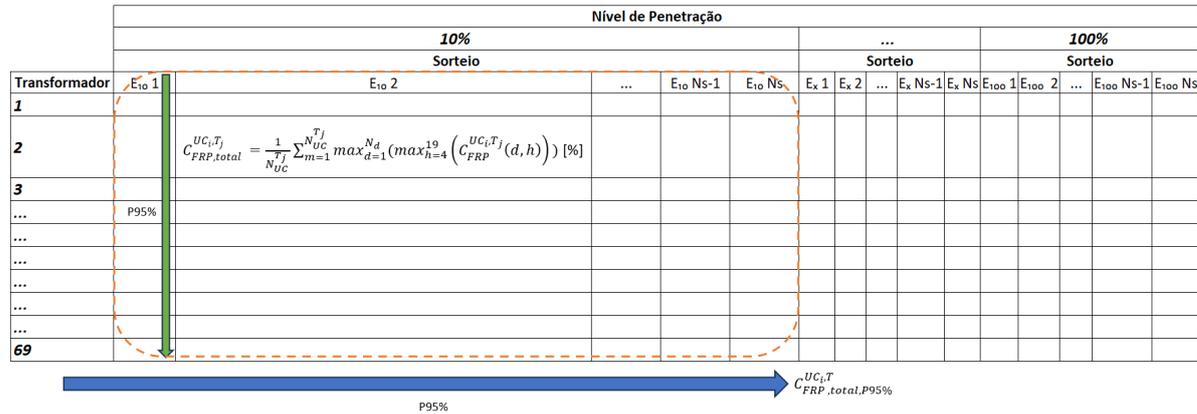


Figura 3.10 – Cálculo da contribuição média de FRP nas UCs em relação aos transformadores de distribuição

Na próxima seção, é descrito o procedimento adotado para se calcular os impactos técnicos.

### 3.5 Cálculo dos impactos técnicos

Os cálculos dos impactos técnicos e econômicos neste trabalho são efetuados de acordo com o proposto em (Stecanella, 2020). Para que se haja compreensão dos detalhes dos métodos empregados, será efetuada uma transcrição do que foi desenvolvido em (Stecanella, 2020).

Os impactos técnicos são calculados para três aspectos, a saber: níveis de tensão, perdas técnicas e demanda.

#### 3.5.1 Níveis de tensão

A ANEEL estabelece um intervalo de tensões adequadas para cada tipo de fornecimento de energia, (ANEEL, 2021a). Para conexões em baixa tensão e em média tensão (MT), a Tabela 3.1 sumariza o intervalo de tensões consideradas apropriadas.

Tabela 3.1 – Limites de tensão de fase em regime permanente estabelecidos pela ANEEL.

Tipo de Fornecimento	Tensão Nominal de Fase (V)	Faixa Adequada de Fornecimento (V)
BT	220	202 - 231
MT	7968	7410 - 8366

Neste estudo, a quantidade de violações caracteriza-se como o número de fases que apresentam um valor de tensão fora dos limites estabelecidos como adequados pela ANEEL.

Com o objetivo de determinar a taxa de violações de tensão, calcula-se a quantidade total de fases existentes no alimentador em avaliação e obtém-se as fases nas quais ocorrem violações de tensões, conforme as equações 3.16 e 3.17. A quantidade relativa média de violações de tensão é, então, determinada com base nas equações 3.18, 3.19 e 3.20.

$$N_{\phi} = \sum_{i=1}^{N_{UCs}} \Phi_i \quad (3.16)$$

$$V_{i,\phi} \begin{cases} 1, \text{ caso a tensão da fase } \phi \text{ da UC } i \text{ se encontre fora do limite adequado} \\ 0, \text{ caso a tensão da fase } \phi \text{ da UC } i \text{ se encontre dentro do limite adequado} \end{cases} \quad (3.17)$$

$$V_h = \frac{100}{N_{\phi}} \sum_{i=1}^{N_{UC}^A} \sum_{\phi} V_{i,\phi} [p.p] \quad (3.18)$$

$$V_d = \frac{1}{N_h} \sum_{h=1}^{N_h} V_h [p.p] \quad (3.19)$$

$$V_S = \frac{1}{N_d} \sum_{d=1}^{N_d} V_d [p.p] \quad (3.20)$$

$$V_{pen} = \frac{1}{N_S} \sum_{d=1}^{N_S} V_S [p.p] \quad (3.21)$$

Em que:

- $N_{\phi}$ : Total de fases presentes no alimentador;
- $\Phi_i$ : Total de fases existentes na conexão da UC  $i$  ao barramento;
- $V_{i,\phi}$ : Violação de tensão em regime permanente da fase  $\phi$  do barramento de conexão da UC  $i$ ;
- $V_h$ : Quantidade relativa média de violações de tensão do alimentador para a hora  $h$  do dia  $d$  simulado [p.p];
- $V_d$ : Quantidade relativa média de violações de tensão do alimentador para o dia  $d$  simulado [p.p];
- $V_S$ : Quantidade relativa média de violações de tensão do alimentador para um sorteio de posicionamento  $S$  [p.p];
- $V_{pen}$ : Quantidade relativa média de violações de tensão do alimentador para um cenário de penetração  $pen_{SFV}$  [p.p].

O impacto técnico decorrente da inserção de GDFV para os níveis de tensão é, logo, dado por 3.22.

$$\Delta V_d = V_d - V_0 [p.p] \quad (3.22)$$

Em que:

- $\Delta V_d$ : Variação do valor percentual das violações de tensão para o dia d em comparação com o caso em que o nível de penetração é igual a zero [p.p];
- $V_0$ : Valor relativo médio das violações de tensão para o caso em que o nível de penetração é igual a zero [p.p].

Adicionalmente, também se define, para cada sorteio S, a variação das violações de tensão em relação ao caso em que o nível de penetração é 0, de acordo com a equação 3.23.

$$\Delta V_S = V_S - V_0 [p.p] \quad (3.23)$$

Em que:

- $\Delta V_S$ : Variação do valor percentual das violações de tensão para o posicionamento S em comparação com o caso em que o nível de penetração é igual a zero [p.p].

Por fim, para cada nível de penetração, é possível calcular a taxa de violações de tensão com relação ao caso em que não há integração de GD por meio da equação .

$$\Delta V_{pen} = V_{pen} - V_0 [p.p] \quad (3.24)$$

Em que:

- $\Delta V_{pen}$ : Variação do valor percentual das violações de tensão para o nível de penetração  $pen_{SFV}$  em comparação com o caso em que o nível de penetração é igual a zero [p.p].

### 3.5.2 Perdas técnicas

As perdas técnicas referentes a um dia d são dadas por 3.25. Desse modo, é possível determinar a média de perdas referentes a um dia de um sorteio S por meio da equação 3.26. Por fim, as perdas técnicas para um dado nível de penetração são determinadas via média das perdas para cada sorteio S, conforme a equação 3.27.

$$L_d = \frac{1}{N_h} \sum_h^{N_h} L_h [kWh] \quad (3.25)$$

$$L_S = \frac{1}{N_d} \sum_d^{N_d} L_d [kWh] \quad (3.26)$$

$$L_{pen} = \frac{1}{N_S} \sum_S^{N_S} L_S \text{ [kWh]} \quad (3.27)$$

Em que:

- $L_h$ : Perdas técnicas de todas as UCs do alimentador para a hora  $h$  do dia  $d$  simulado [kWh];
- $L_d$ : Perdas técnicas do dia  $d$  simulado para o posicionamento  $S$  [kWh];
- $L_S$ : Perdas técnicas da posição de sorteio  $S$  para o nível de penetração  $pen_{SFV}$  [kWh];
- $L_{pen}$ : Perdas técnicas para o cenário de penetração  $pen_{SFV}$  [kWh].

O impacto técnico referente às perdas técnicas é, então, calculado pela equação 3.28.

$$\Delta L_d = \frac{L_d - L_0}{L_0} [p.p] \quad (3.28)$$

Em que:

- $\Delta L_d$ : Variação percentual do valor das perdas técnicas para o dia  $d$  em comparação com o caso em que o nível de penetração é igual a zero [p.p];
- $L_0$ : Perdas técnicas para o caso em que o nível de penetração é igual a zero [kWh].

### 3.5.3 Demanda de pico

O valor da demanda do alimentador para cada hora do dia é calculada conforme 3.29. Dessa forma, calcula-se, de acordo com a equação 3.30, a demanda de pico do dia com probabilidade de 95% de não ser excedida com base nos valores horários calculados. A demanda de pico para cada sorteio é, então, calculada como sendo o máximo valor das demandas de pico obtidas para cada dia, como realizado em 3.31. A demanda de pico para um determinado nível de penetração é, desse modo, dado pela equação 3.32.

$$D_h = \sum_{i=1}^{N_{UC}^A} D_i \text{ [kW]} \quad (3.29)$$

$$D_d = P_{95}[D_{95}] \text{ [kW]} \quad (3.30)$$

$$D_S = \max[D_d] \text{ [kW]} \quad (3.31)$$

$$D_{pen} = \max[D_S] \text{ [kW]} \quad (3.32)$$

Em que:

- $D_i$ : Demanda da UC  $i$  para a hora  $h$  [kW];
- $D_h$ : Demanda de todas as UCs do alimentador para a hora  $h$  do dia  $d$  simulado [kW];
- $D_d$ : Demanda de pico do dia  $d$  simulado com probabilidade de 95% de não ser excedida [kW];
- $D_S$ : Demanda de pico da posição de sorteio  $S$  [kW];
- $D_{pen}$ : Demanda de pico para o cenário de penetração  $pen_{SFV}$  [kW].

O impacto técnico da demanda de pico para o dia  $d$  em relação ao caso em que o nível de penetração é zero é dado pela equação 3.33.

$$\Delta D_d = \frac{D_d - D_0}{D_0} [p.p] \quad (3.33)$$

Em que:

- $\Delta D_d$ : Variação percentual da demanda de pico para o dia  $d$  em relação ao caso no qual o nível de penetração é igual a zero [p.p];
- $D_0$ : Demanda para o caso em que o nível de penetração é igual a zero [kW].

### 3.5.4 Algoritmo de determinação dos impactos técnicos

A Figura 3.11 representa o fluxograma para obtenção dos impactos técnicos para um alimentador devido à integração de GD (Stecanella, 2020). A seguir, descreve-se os procedimentos adotados para a determinação desses impactos:

1. Definir se será empregada ou não solução para o controle do fluxo reverso e, em caso afirmativo, selecionar a estratégia de controle para o FRP;
2. Iniciar o caso base (nível de penetração igual a 0%);
3. Começar o contador de sorteios ( $N_S = 1$ );
4. Se  $pen_{SFV} \neq 0\%$ , sortear o posicionamento de SFVs nas UCs;
5. Dimensionar o SFV com base nos dados meteorológicos e de consumo da UC;
6. Sortear um dia e inicializar o contador de dias ( $N_d = 1$ );
7. Definir a primeira hora do dia a ser simulada ( $h = 4$ );
8. Simular o fluxo de potência;
9. Se for simulado até  $h = 19$ , executar o próximo passo. Caso contrário, incrementar a hora e retornar ao passo 8;
10. Calcular os níveis de tensão, perdas técnicas e demanda de pico do dia  $d$ , e os seus respectivos coeficientes de variação do número de dias ( $CV_{V_d}$ ,  $CV_{L_d}$ ,  $CV_{D_d}$ );

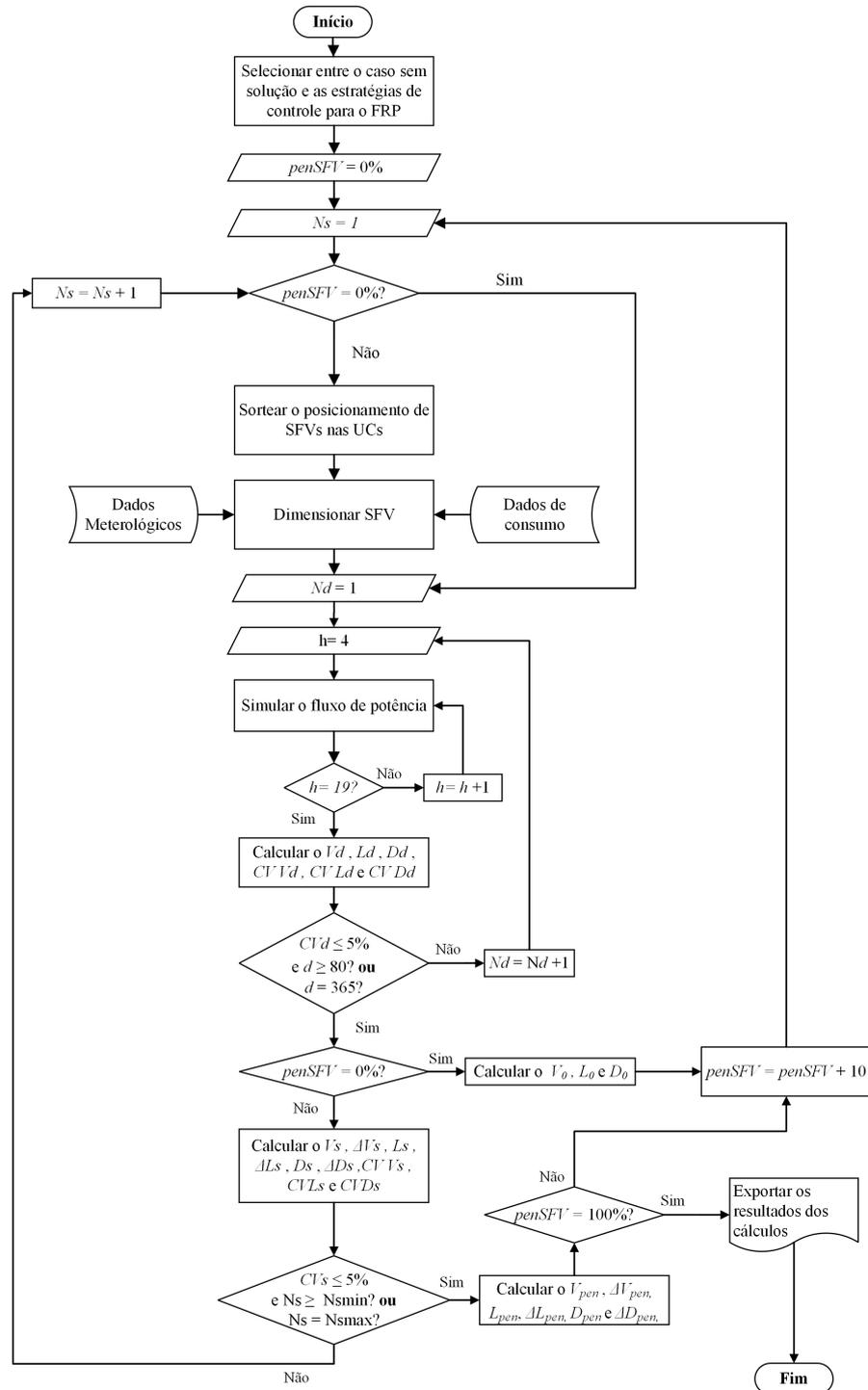


Figura 3.11 – Fluxograma para obtenção dos impactos técnicos (Stecanella, 2020)

11. Caso o maior CV referente aos dias seja menor ou igual a 5% e o número de dias simulados for maior que 80, ou foram simulados todos os dias correspondentes a um ano (365 dias), executar o próximo passo. Caso contrário, incrementar  $N_d$  e retornar ao passo 7;
12. Se o nível de penetração for igual a 0%, executar o próximo passo. Caso contrário, realizar o passo 15;

13. Calcular os níveis de tensão ( $V_0$ ), perdas técnicas ( $L_0$ ) e demanda de pico ( $D_0$ ) do alimentador sem a integração de GD;
14. Incrementar o nível de penetração em 10%, e retornar ao passo 3;
15. Calcular os níveis de tensão, perdas técnicas e demanda de pico para a posição sorteada, e seus respectivos coeficientes de variação do número de sorteios ( $CV_{V_S}$ ,  $CV_{L_S}$ ,  $CV_{D_S}$ );
16. Caso o maior CV referente às posições sorteadas seja menor ou igual a 5% e o número de sorteios simulador for de, no mínimo,  $N_{S_{min}}$  ou, no máximo, de  $N_{S_{max}}$ , realizar o próximo passo. Caso contrário, incrementar  $N_S$  e retornar ao passo 4. Foram utilizados  $N_{S_{min}} = 20$  e  $N_{S_{max}} = 40$  para todos os casos analisados;
17. Calcular os níveis de tensão, perdas técnicas e demanda de pico para o nível de penetração simulado, e seus respectivos coeficientes de variação do nível de penetração ( $CV_{V_{pen}}$ ,  $CV_{L_{pen}}$ ,  $CV_{D_{pen}}$ );
18. Caso o nível de penetração seja de 100%, executar o próximo passo. Caso contrário, somar 10% ao nível de penetração e retornar ao passo 3;
19. Exportar os resultados da simulação técnica para uma planilha.

Na próxima seção, com os indicadores utilizados para se caracterizar o fluxo reverso e o algoritmo de determinação dos impactos técnicos, é possível descrever com detalhes as soluções empregadas.

### 3.6 Soluções empregadas para o fluxo reverso

Neste trabalho, são propostas seis soluções para se minimizar/eliminar o fluxo reverso. Cinco delas procuram eliminá-lo tomando como referência os transformadores, enquanto a restante visa a sua extinção utilizando o alimentador como base. Nas cinco primeiras, supõe-se que é possível estimar o novo valor de potência ativa em um transformador de distribuição em FRP, somando-se as potências restringidas de cada SFV conectado a esse elemento. Por outro lado, com base no BAPC proposto em (Hasheminamin *et al.*, 2015), derivou-se uma forma de se solucionar o FRP no alimentador.

Para a hora  $h$  de um dia  $d$ , ao se aplicar cada estratégia proposta, realizam-se duas simulações de fluxo de potência. Na primeira, são obtidas as potências consumidas e geradas por cada UC, além da potência ativa em cada transformador de distribuição. De posse desses valores, calcula-se o quanto deve ser cortado em cada UC conectada a um transformador para que o total de potência gerada por elas seja igual ao FRP registrado nesse equipamento. Desse modo, efetua-se novamente a simulação de fluxo de potência para se adquirir os resultados correspondentes à solução em análise.

A subseção 3.6.6 apresenta a solução que utiliza o alimentador como referência, e as subseções 3.6.1, 3.6.2, 3.6.3, 3.6.4 e 3.6.5 exibem as que visam eliminar o FRP nos transformadores de distribuição.

### 3.6.1 Caso 1

Ao se analisar a ocorrência de FRP após a instalação do último SFV correspondente a um certo nível de penetração, supõe-se que esse fenômeno ocorreu devido a esse gerador. Dessa forma, no caso 1, a potência desse último SFV instalado é restringida até que ela seja igual à potência ativa em FRP no transformador de distribuição em que esse sistema está conectado, conforme a equação 3.34. Isso pode implicar na desconexão momentânea do SFV da rede elétrica caso a sua potência gerada seja menor ou igual à potência ativa em FRP registrada no transformador em análise.

Considere como exemplo um transformador de distribuição em que há inversão de fluxo com quatro UCs que possuem SFVs. Pressupõe-se que a potência ativa medida nesse transformador possua valor de -20 kW. Por outro lado, as potências geradas pelos SFVs nestas UCs são iguais a 60 kW, 30 kW, 80 kW e 50 kW, respectivamente. O consumo dessas UCs é de 40 kW, 30 kW, 100 kW e 30 kW, nessa ordem. Utilizando a equação 3.34, a potência produzida pela UC conectada ao último SFV instalado (pertencente à quarta UC) sofrerá um corte de 20 kW. Assim, ela será capaz de produzir, no máximo, 30 kW. Segundo essa estratégia, presume-se que não é necessário restringir outros SFVs para se eliminar o FRP nesse transformador.

$$R_{SFV}^{UC_i, T_j}(d, h) = \begin{cases} P_{GSFV}^{UC_i, T_j}(d, h), & \text{caso } |P_{T_j}(d, h)| > P_{GSFV}^{UC_i, T_j}(d, h) \text{ [kW]} \\ |P_{T_j}(d, h)|, & \text{caso } |P_{T_j}(d, h)| \leq P_{GSFV}^{UC_i, T_j}(d, h) \text{ [kW]} \end{cases} \quad (3.34)$$

Em que:

- $R_{SFV}^{UC_i, T_j}(d, h)$ : Potência restringida de um SFV instalado na UC  $i$  conectada a um transformador  $j$  em análise para a hora  $h$  do dia  $d$  [kW];
- $P_{GSFV}^{UC_i, T_j}(d, h)$ : Potência ativa gerada pela UC  $i$  conectada a um transformador  $j$  em análise para a hora  $h$  do dia  $d$  [kW];
- $P_{T_j}(d, h)$ : Potência ativa do transformador  $j$  em fluxo reverso para a hora  $h$  do dia  $d$  [kW].

A restrição do SFV na ordem inversa de instalação foi utilizada devido à resolução 1059 da ANEEL (ANEEL, 2023d), a qual estabelece que a inserção de um novo gerador deve ser avaliada. Como não se deseja afetar os primeiros SFVs instalados na rede, realiza-se cortes de potência a começar pelo último sistema conectado.

A Figura 3.12 representa o fluxograma correspondente ao caso 1 para um dia e hora fixos.

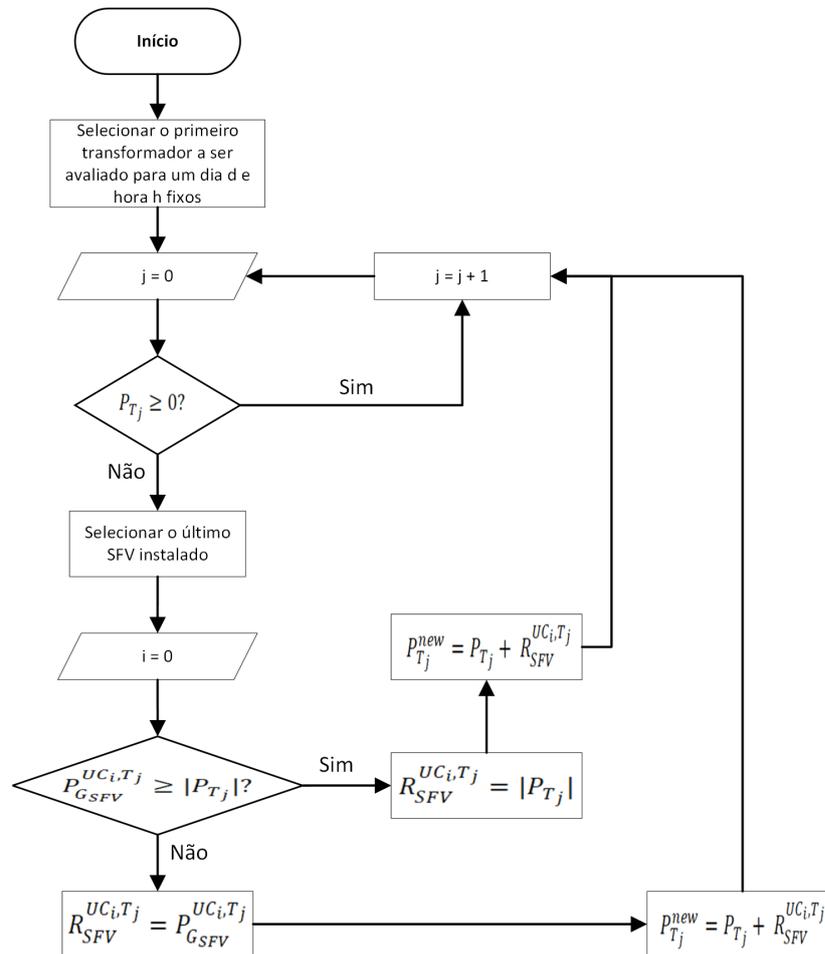


Figura 3.12 – Fluxograma do Caso 1

### 3.6.2 Caso 2

No caso 2, as potências geradas pelos últimos SFVs instalados (na sequência inversa da sua conexão na rede) são restringidas até que a soma delas seja igual à potência ativa em fluxo reverso no transformador de distribuição em que esses sistemas estão conectados. Para restringir a potência de um gerador fotovoltaico, essa solução não leva em consideração se o SFV contribui ou não para o FRP. Isso pode implicar na desconexão momentânea de alguns SFVs da rede elétrica.

Ao se analisar o último SFV instalado em uma UC conectada a um transformador no qual foi detectada inversão de fluxo em uma hora h de um dia d, a restrição de potência ativa aplicada a esse sistema é realizada por meio da equação 3.34. Feita essa restrição, soma-se a potência que esse gerador fotovoltaico foi impedido de produzir com a potência ativa em FRP registrada no transformador. Supõe-se, então, que esse transformador passa a possuir

um novo valor de potência ativa estimada, o qual é dado pela equação 3.35.

Caso, após a aplicação desta restrição, a potência do transformador ainda seja negativa, limita-se o penúltimo SFV instalado, e assim sucessivamente até que a potência ativa estimada no transformador seja igual a 0. Esse procedimento é realizado em regime horário para todos os transformadores conectados ao alimentador.

Com o objetivo de tornar mais claro o procedimento adotado, considere, por exemplo, um transformador de distribuição no qual houve fluxo reverso com quatro UCs com SFVs. A potência ativa mensurada nesse transformador é igual a -70 kW. Em contrapartida, as potências produzidas pelos SFVs nestas UCs são de 150 kW, 50 kW, 30 kW e 50 kW, nessa ordem. O consumo registrado por essas unidades é de, respectivamente, 50 kW, 50 kW, 60 kW e 50 kW. Avaliando os SFVs pertencentes a essas UCs em ordem inversa de sua instalação, o último SFV instalado (referente à quarta UC) será restringido em 50 kW, segundo a equação 3.34. Prossegue-se, assim, para a análise da terceira UC, a qual será limitada em 20 kW. Ao se somar as potências restringidas dessas UCs, chega-se ao valor de 70 kW, o qual é igual à potência ativa em fluxo reverso registrada no transformador, em módulo. Dessa forma, pressupõe-se que as restrições de potência realizadas serão capazes de eliminar o FRP nesse transformador. Percebe-se, contudo, que a quarta UC será momentaneamente desconectada da rede, enquanto que a terceira UC ainda poderá gerar não mais do que 10 kW.

$$P_{T_j}^{new}(d,h) = P_{T_j}(d,h) + R_{SFV}^{UC_i,T_j}(d,h) [kW] \quad (3.35)$$

Em que:

- $P_{T_j}^{new}$ : Potência ativa esperada no transformador j após se aplicar a restrição de um SFV para a hora h do dia d [kW].

O fluxograma correspondente ao caso 2 para um dia e hora fixos é representado pela Figura 3.13.

### 3.6.3 Caso 3

No caso 3, as potências geradas pelos últimos SFVs instalados que contribuíram para o FRP no transformador (na ordem inversa da sua conexão na rede) são restringidas até que a soma das potências geradas por eles seja igual ao FRP no transformador onde eles estão conectados. Logo, os SFVs que não contribuem para o FRP no transformador são isentos de cortes de potência. Essa solução pode implicar na desconexão temporária de alguns SFVs da rede.

A potência ativa no transformador, após se restringir o último SFV instalado que contribuiu para o fluxo reverso, é estimada somando-se a potência restringida desse gerador com a potência ativa (de sinal negativo) em FRP no transformador antes de se realizar essa restrição.

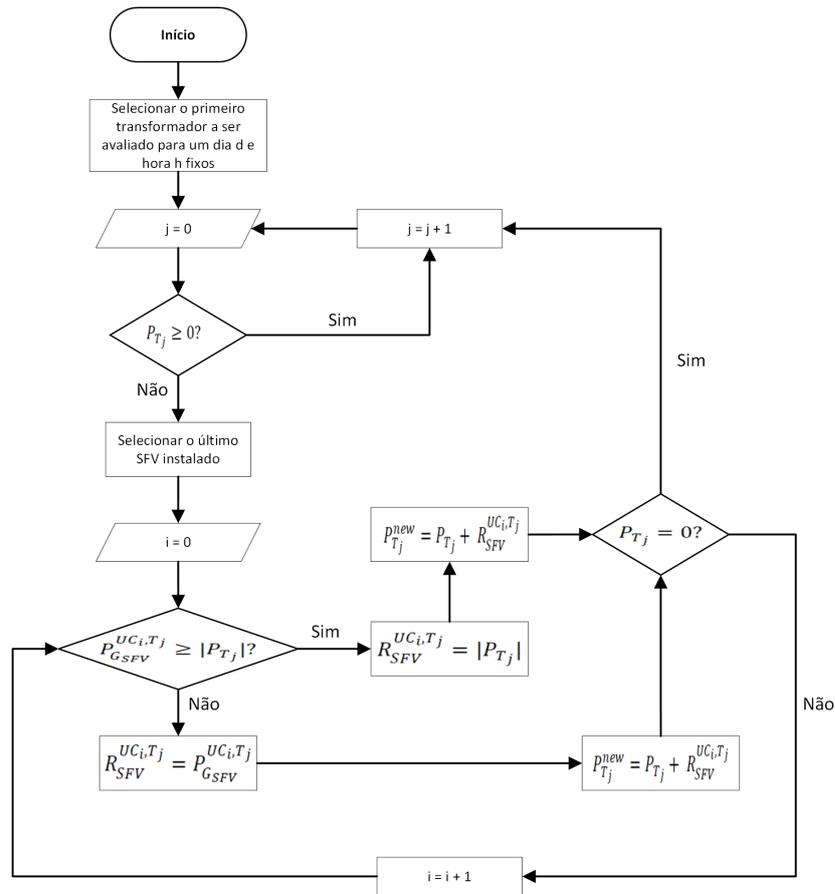


Figura 3.13 – Fluxograma do Caso 2

Desse modo, a restrição de apenas um SFV para uma hora  $h$  de um dia  $d$  é realizada via equação 3.36, e a potência ativa esperada no transformador é atualizada somando-se a quantidade de GDFV limitada do SFV em análise, conforme a equação 3.35. Esse método é, então, aplicado para todos os SFVs conectados ao transformador analisado em ordem decrescente de sua respectiva instalação até que a potência ativa esperada nesse elemento seja igual a 0. Assim, é possível que alguns SFVs sejam desconectados momentaneamente da rede. Destaca-se que a estimação da potência ativa no transformador após a restrição de um gerador é realizada da mesma forma que no caso 2.

Considere, por exemplo, um transformador de distribuição em FRP com quatro UCs que possuem SFVs. Assume-se que a potência ativa medida nesse transformador apresente valor de -120 kW, enquanto que as potências geradas pelos SFVs nestas UCs sejam iguais a, respectivamente, 150 kW, 50 kW, 30 kW e 100 kW, e os consumos registrados em cada UC sejam iguais a 50 kW, 50 kW, 60 kW e 50 kW, respectivamente. A potência injetada por cada uma dessas UCs, definida como a diferença entre a potência gerada e a consumida por esses elementos, são, nessa ordem, iguais a 100 kW, 0, -30 kW e 50 kW. De acordo com o algoritmo proposto, a segunda e terceira UCs em análise não sofrem cortes de potência, tendo em vista que elas não injetam potência na rede e, logo, não contribuem para o FRP.

Por outro lado, a primeira e a quarta unidades receberão restrições de potência. De acordo com a equação 3.36 e considerando a avaliação na ordem inversa de instalação das UCs, o SFV da quarta UC receberá uma limitação de 100 kW, enquanto o gerador da primeira UC sofrerá um corte de 20 kW. Ao se somar as restrições efetuadas para esses dois SFVs, será alcançado o valor de 120 kW, o qual é igual ao FRP registrado no transformador, em módulo. Desse modo, assume-se que os cortes de potência realizados serão capazes de eliminar o FRP nesse equipamento. Todavia, a quarta UC será momentaneamente desconectada ao passo que a primeira UC ainda poderá produzir 130 kW.

$$R_{SFV}^{UC_i, T_j}(d, h) = \begin{cases} P_{GSFV}^{UC_i, T_j}(d, h), & \text{caso } |P_{T_j}(d, h)| > P_{GSFV}^{UC_i, T_j}(d, h) \text{ e } P_I^{UC_i, T_j}(d, h) > 0 \text{ [kW]} \\ |P_{T_j}(d, h)|, & \text{caso } |P_{T_j}(d, h)| \leq P_{GSFV}^{UC_i, T_j}(d, h) \text{ e } P_I^{UC_i, T_j}(d, h) > 0 \text{ [kW]} \\ 0, & \text{caso } P_I^{UC_i, T_j} \leq 0 \text{ [kW]} \end{cases} \quad (3.36)$$

A Figura 3.14, para um dia e horário fixos, representam o caso 3.

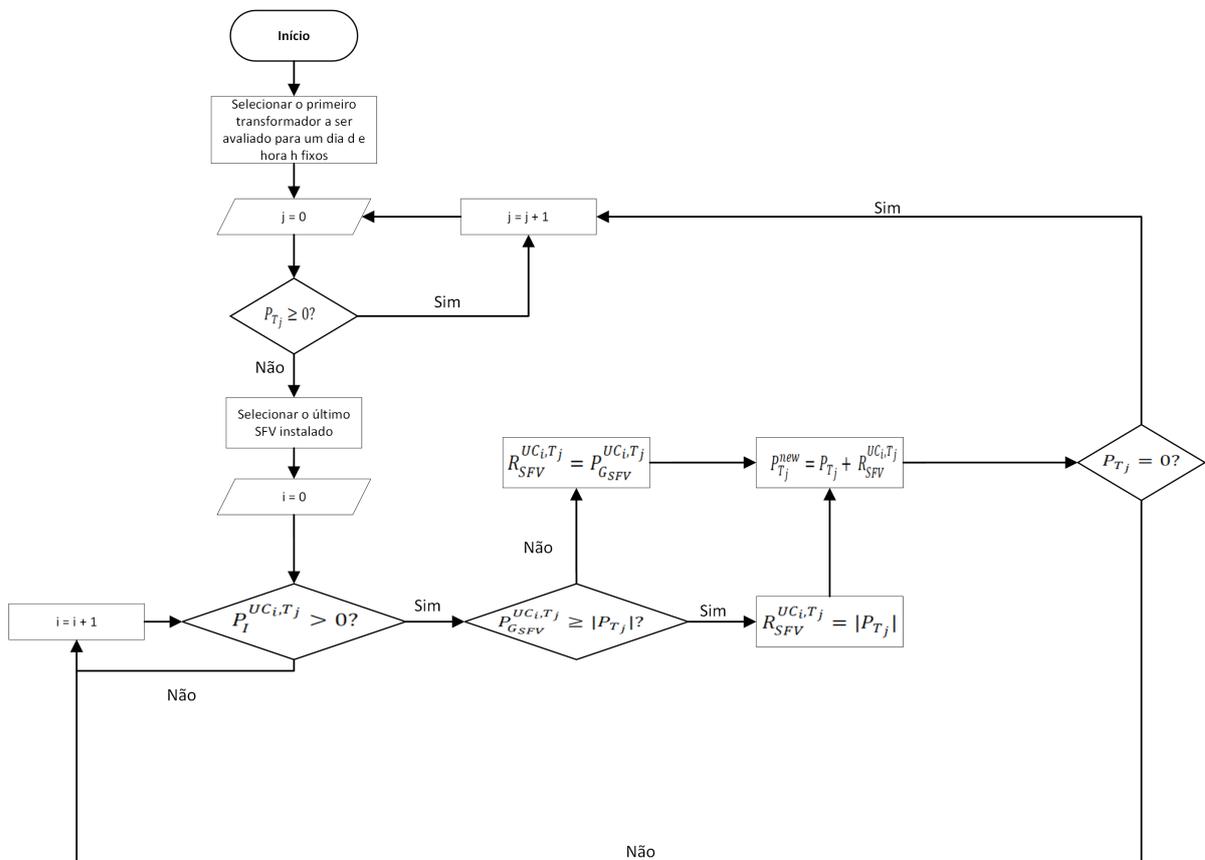


Figura 3.14 – Fluxograma do Caso 3

### 3.6.4 Caso 4

No caso 4, as potências geradas pelos últimos SFVs instalados que contribuíram para o FRP no transformador (no arranjo inverso da sua conexão na rede) são restringidas até que as suas potências geradas sejam iguais às consumidas pelas UCs onde eles estão conectados (política de autoconsumo). Em outras palavras, esse método é aplicado até que a soma da potência restringida nos geradores que contribuem para o FRP seja igual à potência ativa em fluxo reverso no transformador. Essa estratégia é efetuada somente em transformadores que experienciaram inversão de fluxo durante a hora em investigação.

Assim, o corte de potência de somente um SFV para uma hora  $h$  de um dia  $d$  é realizada via equação 3.37, e a potência ativa esperada no transformador é atualizada somando-se a quantidade de GDFV restringida do gerador em análise, conforme a equação 3.38. Esse método é empregado para todos os SFVs conectados ao transformador analisado em ordem decrescente de sua instalação, até que a potência ativa esperada nesse elemento seja igual a 0.

Com o intuito de explicar a estratégia proposta, analise, por exemplo, um transformador de distribuição em que ocorreu inversão de fluxo com quatro UCs com SFVs. A potência ativa medida nesse transformador é igual a -150 kW. Os SFVs instalados nessas UCs geram 180 kW, 50 kW, 60 kW e 100 kW, respectivamente. O consumo dessas unidades é de 80 kW, 50 kW, 60 kW e 50 kW, nessa ordem. A potência injetada por cada uma dessas UCs são, respectivamente, iguais a 100 kW, 0 kW, 0 kW e 50 kW. Em concordância com a solução aplicada, a segunda e terceira UCs não sofrem restrições de potência, visto que elas não injetam potência na rede. A primeira e quarta UCs, todavia, recebem cortes de potência. Ao se avaliar os geradores fotovoltaicos no arranjo inverso de sua conexão, a quarta UC sofrerá uma limitação de 50 kW, enquanto a primeira terá uma restrição de 100 kW. Essas unidades, logo, ainda poderão gerar 50 kW e 80 kW, nessa ordem. Ao se somar as potências limitadas dessas UCs, atinge-se o valor de 150 kW, que é igual à potência ativa em FRP no transformador, em módulo. Assume-se, logo, que os cortes de potência realizados serão suficientes para eliminar o fluxo reverso nesse transformador.

$$R_{SFV}^{UC_i, T_j}(d, h) = P_{GSFV}^{UC_i, T_j}(d, h) - P_C^{UC_i, T_j}(d, h) \quad (3.37)$$

Em que:

- $P_C^{UC_i, T_j}(d, h)$ : Potência ativa consumida pela UC  $i$  conectada ao transformador  $j$  para a hora  $h$  do dia  $d$  [kW].

$$P_{T_j}^{new}(d, h) = P_{T_j}(d, h) + P_I^{UC_i, T_j}(d, h) \text{ [kW]} \quad (3.38)$$

Em que:

- $P_I^{UC_i, T_j}(d, h)$ : Potência ativa injetada pela UC  $i$  em análise conectada a um transformador  $j$  para a hora  $h$  do dia  $d$  [kW].

O caso 4, para um dia e horário fixos, é retratado pela Figura 3.15.

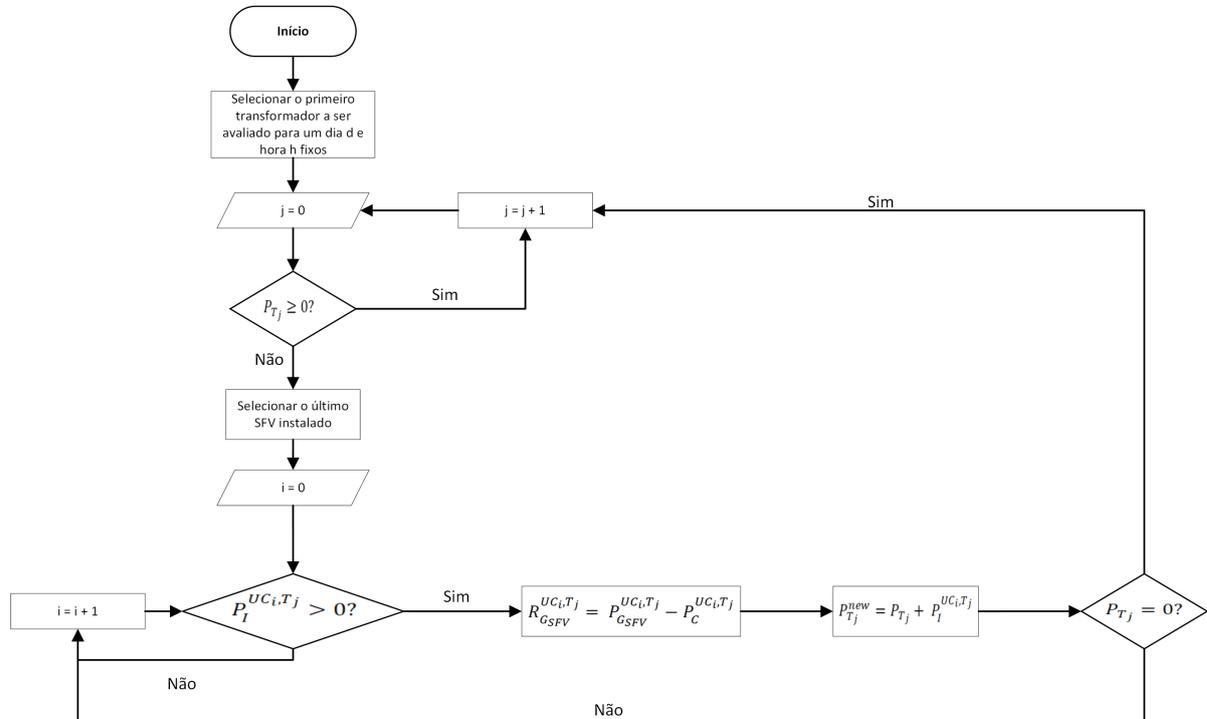


Figura 3.15 – Fluxograma do Caso 4

### 3.6.5 Caso 5

No caso 5, todos os SFVs que injetaram potência na rede são restringidos até que as suas respectivas potências geradas sejam iguais a 90% das potências consumidas por suas respectivas cargas. Essa restrição de 90% se configura como um fator de segurança, tendo em vista que a potência consumida por uma UC pode ser menor que a inicialmente registrada por causa da estocasticidade do modelo empregado para as cargas da rede elétrica. Essa solução é empregada apenas para geradores conectados a transformadores de distribuição que experienciaram FRP durante a hora em análise. Esse caso pode implicar na desconexão temporária de alguns SFVs da rede.

Assuma, como exemplo, que ocorreu FRP em um transformador de distribuição no qual há quatro UCs com SFVs conectados a elas. Mensura-se uma potência ativa nesse transformador igual a -70 kW. As potências geradas pelos SFVs nestas UCs são, respectivamente, 150 kW, 50 kW, 30 kW e 100 kW. Os consumos registrados nessas unidades são de 100 kW, 50 kW, 60 kW e 50 kW, nessa ordem. As potências injetadas por essas UCs são de, respectivamente, 50 kW, 0 -30 kW e 50 kW. Em conformidade com a equação 3.39, a segunda e terceira UCs estão isentas de cortes de potência, enquanto que a primeira e quarta UCs

receberão restrições de, respectivamente, 60 kW e 55 kW. Logo, elas ainda poderão gerar até 90 kW e 45 kW, nessa ordem. Presume-se que essas limitações de potência aplicadas eliminam o FRP no transformador em análise.

$$R_{SFV}^{UC_i, T_j}(d, h) = P_{GSFV}^{UC_i, T_j}(d, h) - 0.9 \cdot P_C^{UC_i, T_j}(d, h) \quad (3.39)$$

O valor de 90% da potência consumida pelas respectivas UCs foi utilizado como um fator de segurança. O uso desse fator decorre do fato das cargas consideradas serem de dois tipos: i) modelos com 100% de impedância constante para a parcela reativa ou ii) de 50% de impedância constante e de 50% de potência ativa constante. A potência consumida por uma UC varia de acordo com a tensão fornecida a essas cargas, de modo que essa potência pode ser maior ou menor que a registrada previamente a depender da UC em análise. Com o objetivo de eliminar o FRP e aproximar a potência gerada da consumida, escolheu-se, empiricamente, o fator de segurança como sendo de 90%.

Considere, por exemplo, que foi realizada uma simulação de fluxo de potência no OpenDSS para uma rede de distribuição. Para 100% de penetração fotovoltaica sem a aplicação de soluções para a inversão de fluxo, uma UC conectada a um transformador em FRP consumiu uma potência de 0,28135 kW ao passo que ela gerou 0,91815 kW. A potência injetada por essa UC (diferença entre sua geração e consumo) foi de 0,6368 kW. Com o intuito de se resolver o FRP nesse transformador, restringiu-se a potência gerada nessa UC de modo que o seu consumo seja igual à sua geração (autoconsumo). Ao se executar outra simulação de fluxo de potência após o corte de potência proposto, essa carga produziu 0,28135 kW, porém, consumiu 0,27052 kW. Dessa forma, mesmo com a aplicação do autoconsumo, ainda foi injetado 0,01083 kW na rede devido à variação da potência consumida em decorrência do modelo adotado para as cargas. Com o intuito de se resolver esse problema, o caso 4 torna, como um fator de segurança, a potência produzida igual a 90% da consumida. Ao se implementar essa solução, a potência gerada passa a ser de 0,253215 kW, e essa UC não contribui mais para o FRP por não injetar mais potência na rede.

### 3.6.6 Caso 6

No caso 6, todos os SFVs instalados no alimentador são restringidos em um mesmo percentual dado pelo Basic Active Power Curtailment (BAPC), proposto em (Hasheminamin *et al.*, 2015). O BAPC é um algoritmo cujo objetivo é prever, com base na potência gerada por todos os SFVs e na demanda mensurada no alimentador, a porcentagem de potência que deve ser restrita em cada SFV para se eliminar o FRP no alimentador, como verificado na equação 3.40. Esse caso pode implicar na desconexão temporária de todos os SFVs da rede caso o BAPC calculado seja de  $BAPC = 100\%$ .

Considere, por exemplo, que a potência total produzida para todos os SFVs conectados a um alimentador seja de 1000 kW, e que a demanda registrada nesse elemento apresente

valor igual a 400 kW. O BAPC calculado com o uso da equação 3.40 é de 60%. Ao se analisar quatro UCs pertencentes a esse alimentador as quais possuem SFVs com potências geradas iguais a, respectivamente, 100 kW, 30 kW, 50 kW e 80 kW. O consumo dessas UCs, nessa ordem, é de 100 kW, 30 kW, 80 kW e 50 kW. De acordo com o BAPC, as potências restringidas destes SFVs são de 60 kW, 18 kW, 30 kW e 48 kW, nessa ordem. Essas UCs ainda poderão gerar, respectivamente, 40 kW, 12 kW, 20 kW e 32 kW. Assume-se que, após realizados os cortes das potências produzidas para todos os SFVs, o FRP identificado nesse alimentador será erradicado.

$$BAPC(d,h) = 100 \cdot \frac{\sum_{j=1}^{N_T} \sum_{i=1}^{N_{SFV}^{T_j}} P_{GSFV}^{UC_i, T_j}(d,h) - D(d,h)}{\sum_{n=1}^{N_{SFV}} P_{GSFV}^{UC_n}(d,h)} [\%] \quad (3.40)$$

Em que:

- $P_{GSFV}^{UC_n}(d,h)$ : Potência ativa gerada por uma UC n para a hora h do dia d [kW];
- $N_{SFV}^{T_j}$ : Número de UCs conectadas ao transformador j que possuem SFV instalado;
- $D(d,h)$ : Demanda do alimentador [kW].

O BAPC indica, em percentual, o quanto de potência fotovoltaica foi gerada em excesso considerando-se a potência ativa consumida no alimentador. Restringir essa potência em excesso, de acordo com os autores (Hasheminamin *et al.*, 2015), solucionaria a ocorrência de FRP nesse elemento.

A próxima seção descreve o método empregado para se obter os impactos econômicos utilizados nesse trabalho.

## 3.7 Cálculo dos impactos econômicos

A monetização dos impactos técnicos para o caso sem solução para o fluxo reverso, e para as situações com solução permite compará-las diretamente por meio de uma única grandeza. Essa seção descreve a metodologia empregada para se calcular os impactos econômicos.

### 3.7.1 Níveis de tensão

A ANEEL estabelece uma faixa adequada para as tensões fornecidas pelas distribuidoras. Caso ocorram violações desses níveis de tensão, é necessário que a distribuidora compense financeiramente os consumidores que sofreram com essa condição.

De acordo com (Stecanella, 2020), uma maneira de se obter o custo total da distribuidora decorrente das violações de tensão devido à integração de GD é dado pela equação 3.41.

$$V_{\$}^{pen} = \frac{3\Delta V_{pen} \cdot TUSD \cdot CA_{aliment}}{100} \text{ [R\$]} \quad (3.41)$$

Em que:

- $V_{\$}^{pen}$ : Valor da monetização dos níveis de tensão para um dado nível de penetração [R\$];
- $\Delta V_{pen}$ : Variação do valor percentual das violações de tensão para o nível de penetração  $pen_{SFV}$  obtida através da função de distribuição de frequência relativa  $\Delta V_S$  [p.p];
- TUSD: Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição [ $\frac{R\$}{kWh}$ ];
- $CA_{aliment}$ : Consumo anual do alimentador [kWh].

Considera-se que a distribuidora realiza melhorias na rede de modo a se corrigir as violações de tensão, evitando-se, desse modo, futuras compensações econômicas a seus clientes. Dessa forma, os impactos devido às violações de tensão ocorrem apenas no primeiro ano de inserção de GD. Para realizar, logo, o cálculo do valor presente de monetização dos níveis de tensão, utiliza-se o valor do Custo Médio Ponderado do Capital (CMPC), de acordo com a equação 3.42.

$$VP_V^{pen} = \frac{V_{\$}^{pen}}{1 + CMPC} \text{ [R\$]} \quad (3.42)$$

Em que:

- $VP_V^{pen}$ : Valor presente da monetização dos impactos gerados pelas violações de tensão decorrentes da inserção de GD para um nível de penetração  $pen_{SFV}$  [R\$];
- $V_{\$}^{pen}$ : Valor da monetização dos níveis de tensão para um dado nível de penetração [R\$];
- CMPC: Custo médio ponderado do capital [% a.a].

### 3.7.2 Demanda de pico

Em decorrência do aumento da demanda de pico em um alimentador, torna-se necessário a realização de investimentos e mudanças para se expandir a capacidade da rede elétrica. Desse modo, há um aumento de custos devido à troca de equipamentos, que permite o suprimento dessa maior demanda exigida. (Stecanella, 2020) realiza a quantificação desses custos por meio do Custo Marginal de Expansão (CME) do setor elétrico, como indicado na equação 3.43.

$$D_{\$}^{pen} = -\Delta D_{pen} \cdot CME \text{ [R\$]} \quad (3.43)$$

Em que:

- $D_{\$}^{pen}$ : Valor da monetização da demanda de pico para um dado nível de penetração [R\$];
- $\Delta D_{pen}$ : Variação do valor da demanda de pico para o nível de penetração  $pen_{SFV}$  obtida por meio da função de distribuição de frequência relativa de  $\Delta D_S$  [kW];
- CME: Custo Marginal de Expansão [ $\frac{R\$}{kW}$ ].

Considerando que as modificações na rede elétrica satisfazem as novas demandas por um longo período de tempo, o custo referente à expansão da rede elétrica é considerado apenas para o primeiro ano. Ao se calcular o valor presente referente ao custo decorrente dos impactos da demanda de pico, então, a aplicação do CMPC é efetuada somente para o primeiro ano, o que resulta na equação 3.44.

$$VP_D^{pen} = \frac{D_{\$}^{pen}}{1 + CMPC} \text{ [R\$]} \quad (3.44)$$

Em que:

- $VP_D^{pen}$ : Valor presente referente à monetização dos impactos gerados pela demanda de pico decorrentes da inserção de GD para um nível de penetração  $pen_{SFV}$  [R\$];
- $D_{\$}^{pen}$ : Valor da monetização da demanda de pico para um dado nível de penetração [R\$].

### 3.7.3 Perdas técnicas

O impacto financeiro associado às perdas técnicas é calculado por meio do uso dos valores históricos associados ao custo do mix de Compra de Energia (CE), dado em R\$/kWh. Para a distribuidora, a redução das perdas técnicas estão associadas com uma maior eficiência da distribuição energética e com economia em relação à redução de gastos com a compra de energia.

A valoração das perdas técnicas devido à introdução de GD para um nível de penetração  $pen$  é dada pela equação 3.45.

$$L_{\$,t}^{pen} = -365 \Delta L_{pen} \cdot CE \left[ \frac{R\$}{ano} \right] \quad (3.45)$$

Em que:

- $L_{\$,t}^{pen}$ : Valor da monetização das perdas técnicas para um dado nível de penetração  $pen_{SFV}$  e ano  $t$  [ $\frac{R\$}{ano}$ ];
- $\Delta L_{pen}$ : Variação do valor das perdas técnicas para o nível de penetração  $pen_{SFV}$  obtida por meio da função de distribuição de frequência relativa de  $\Delta L_S$  [kWh];
- CE: Custo do mix de compra de energia [ $\frac{R\$}{kWh}$ ].

Como as perdas técnicas ocorrem durante todo o tempo de vida útil dos SFVs, faz-se necessário realizar o cálculo do valor presente referente às perdas técnicas ajustando-se o valor do CE para todo ano e empregar o CMPC para todo o período de vida útil da GD instalada. O valor presente referente às perdas técnicas é dado pela equação .

$$VP_L^{pen} = \sum_{t=1}^T \frac{L_{\$,t}^{pen}}{(1 + CMPC)^t} [R\$] \quad (3.46)$$

Em que:

- $VP_L^{pen}$ : Valor presente referente à monetização dos impactos gerados pelas perdas técnicas decorrentes da inserção de GD para um nível de penetração  $pen_{SFV}$  [R\$];
- $L_{\$,t}^{pen}$ : Valor da monetização das perdas técnicas para um dado nível de penetração  $pen_{SFV}$  e ano  $t$  [ $\frac{R\$}{ano}$ ].
- T: Número de anos considerados para a análise dos impactos financeiros referentes às perdas técnicas;

### 3.7.4 Impacto econômico total

Com base nos valores correspondentes aos impactos financeiros decorrentes das violações de tensão, da demanda de pico e das perdas técnicas, obtém-se o valor presente total conforme a equação 3.47. O valor presente total representa o prejuízo ou benefício da distribuidora, em R\$, para um tempo de 25 anos, correspondente à expectativa de vida útil da GD instalada.

$$VP_{total}^{pen} = VP_V^{pen} + VP_D^{pen} + VP_L^{pen} [R\$] \quad (3.47)$$

Em que:

- $VP_{total}^{pen}$ : Valor presente total referente à monetização dos impactos gerados pela inserção de GD para um nível de penetração  $pen_{SFV}$  [R\$];
- $VP_V^{pen}$ : Valor presente referente à monetização dos impactos gerados pelas violações de tensão decorrentes da inserção de GD para um nível de penetração  $pen_{SFV}$  [R\$];
- $VP_D^{pen}$ : Valor presente referente à monetização dos impactos gerados pela demanda de pico decorrentes da inserção de GD para um nível de penetração  $pen_{SFV}$  [R\$];
- $VP_L^{pen}$ : Valor presente referente à monetização dos impactos técnicos gerados pelas perdas técnicas decorrentes da inserção de GD para um nível de penetração  $pen_{SFV}$  [R\$].

### 3.7.5 Algoritmo de determinação dos impactos econômicos

A Figura 3.16 representa o fluxograma para a obtenção dos impactos econômicos decorrentes da inserção de GD na rede (Stecanella, 2020). Em seguida, descreve-se o algoritmo

para a determinação desses impactos:

1. Determinar a linha de tendência de crescimento do CE com base nos seus valores históricos. Em seguida, calcular o erro (em porcentagem) entre os valores históricos do CE e os determinados por meio da equação da reta que representa a linha de tendência do crescimento do CE. Por fim, encontrar os valores futuros do CE com base na linha de tendência dos preços para cada ano em análise;
2. Determinar a distribuição de frequência acumulada para os valores de  $\Delta D_S$ ,  $\Delta L_S$  e  $\Delta V_S$  e dos erros de CE;
3. Definir o nível de penetração de SFV para 0%;
4. Inicializar o contador de simulações ( $n = 1$ );
5. Inicializar o contador de anos ( $\text{ano} = 1$ );
6. Estimar os valores de  $\Delta D_{pen}$  e de  $\Delta V_{pen}$  por meio das curvas de distribuição acumuladas das variáveis  $\Delta D_S$  e  $\Delta V_S$ ;
7. Calcular os impactos financeiros referentes à demanda de pico do alimentador ( $D_{\$}^{pen}$ ) e das violações de tensão ( $V_{\$}^{pen}$ );
8. Calcular o valor do CE, composto pela soma do CE futuro estimado por meio da reta e de um erro selecionado de forma aleatória na distribuição de frequência acumulada. Escolher aleatoriamente um valor de  $\Delta L_S$  da respectiva curva de distribuição de frequência acumulada;
9. Determinar o impacto financeiro anual da integração de GD relativo às perdas técnicas do alimentador ( $L_{\$}$ ) para o ano e nível de penetração  $pen_{SFV}$ ;
10. Se o ano for igual a 25, executar o passo seguinte. Caso contrário, incrementar o ano e executar o passo 8;
11. Calcular o valor presente da demanda de pico ( $VP_D$ ), das perdas técnicas ( $VP_L$ ), das violações de tensão ( $VP_V$ ) e do total ( $VP_{Total}$ );
12. Se o número de equações for igual a 2000, realizar o passo seguinte. Caso contrário, incrementar o número de simulações e retornar ao passo 5;
13. Obter a distribuição de probabilidade dos valores presentes obtidos ( $VP_D$ ,  $VP_L$ ,  $VP_V$  e  $VP_T$ );
14. Calcular o valor esperado do valor presente ( $E[VP]$ ) e o risco associado ( $\sigma[VP]$ ) aos impactos financeiros da demanda de pico, das perdas técnicas, das violações de tensão e do total conforme as equações 3.48, 3.49 e 3.50.

$$E[VP] = \sum_{i=1}^{\infty} VP_i \cdot (VP_i) \quad (3.48)$$

$$\sigma[VP] = \sqrt{\sigma^2[VP]} \quad (3.49)$$

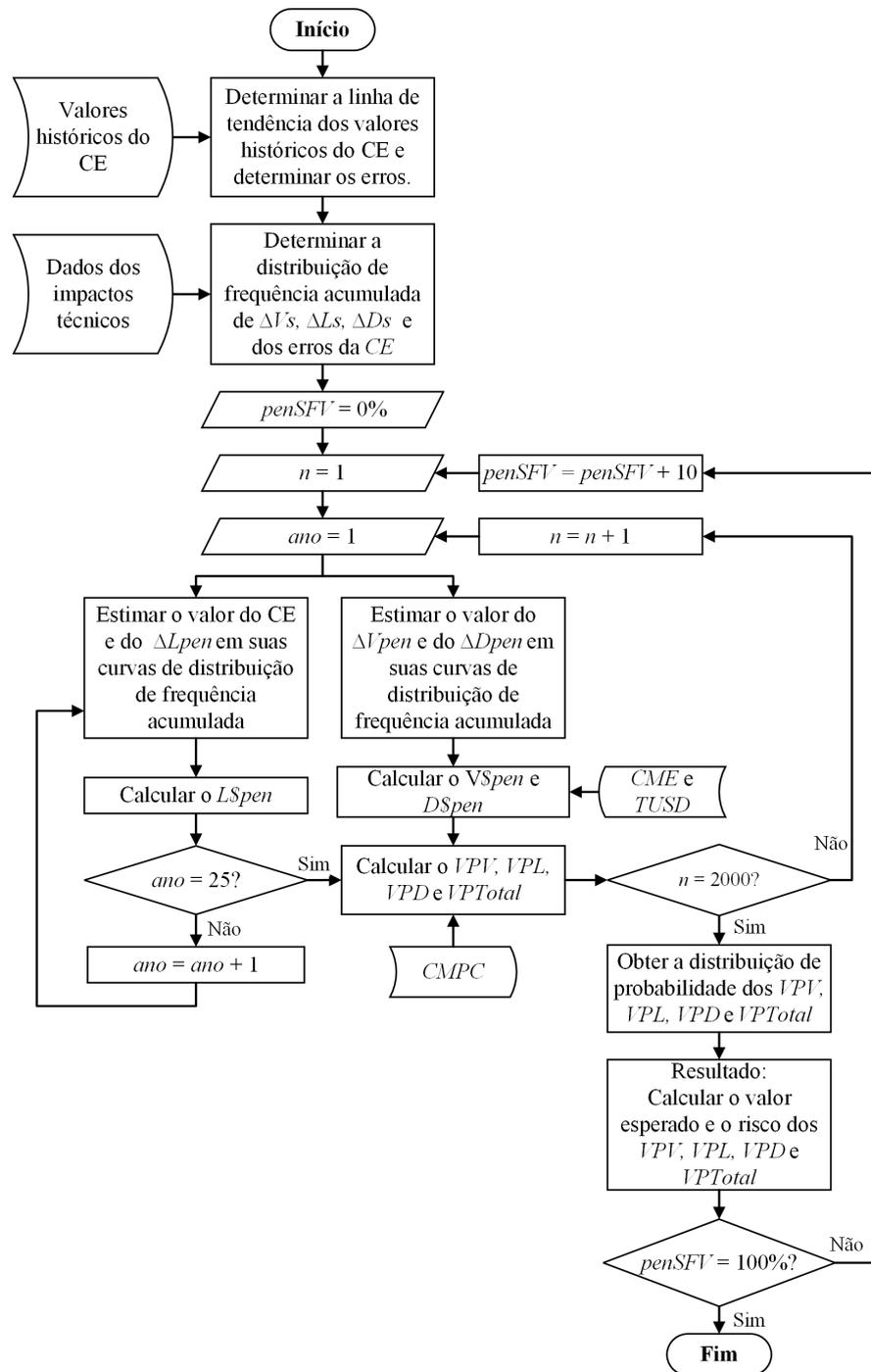


Figura 3.16 – Fluxograma para obtenção dos impactos econômicos (Stecanella, 2020)

$$\sigma^2[VP] = E[VP^2] - E[VP]^2 \quad (3.50)$$

Em que:

- $E[VP]$ : Valor esperado da variável aleatória VP;
- $VP_i$ : Valor i da variável aleatória VP;
- $p(VP_i)$ : Probabilidade de ocorrência da variável aleatória  $VP_i$ ;
- $\sigma[VP]$ : Desvio padrão da variável aleatória VP;

- $\sigma^2[VP]$ : Variância da variável aleatória VP.
15. Se o nível de penetração for de 100%, executar o próximo passo. Caso contrário, somar 10% à penetração de SFV e retornar ao passo 4;
  16. Fim da determinação dos impactos econômicos.

### 3.8 Considerações finais

Este capítulo exibiu a metodologia empregada para se realizar a caracterização do fluxo reverso e a quantificação dos impactos técnicos e econômicos decorrentes da integração de GD em um alimentador, além de se apresentar seis estratégias de limitação de potência para se mitigar ou eliminar o FRP.

Inicialmente, os materiais necessários para se aplicar a metodologia proposta foram detalhados. Logo após, descreveu-se os meios utilizados para se caracterizar o FRP. Em seguida, detalhou-se o processo de obtenção dos impactos técnicos correspondentes aos distintos cenários de penetração de SFV. Posteriormente, seis soluções de restrição de potência para se eliminar esse fenômeno foram expostas. O método de Monte Carlo, de acordo com o adotado em (Stecanella, 2020), foi utilizado para se tratar as características estocásticas relacionadas à variabilidade climática e à disposição de GD dentro da rede de distribuição.

Por fim, apresentou-se a metodologia de cálculo dos impactos financeiros com base nos resultados técnicos obtidos. É possível, dessa forma, comparar as diferentes grandezas elétricas em uma mesma base monetária.

## 4 Resultados e discussões

### 4.1 Considerações iniciais

Neste capítulo, inicialmente, são apresentadas as informações do alimentador em análise e as características das simulações realizadas. Posteriormente, são expostos os principais resultados vinculados aos três principais objetivos deste trabalho, a saber: i) a quantificação do FRP, ii) a identificação dos impactos técnicos e financeiros decorrentes da integração de GDFV para diversos níveis de penetração, e iii) a aplicação das soluções para se minimizar e/ou eliminar o FRP nos transformadores e no alimentador.

Devido ao número de casos abordados, decidiu-se por estruturar os resultados em seções que contemplam:

- Inicialmente, a seção 4.2 apresenta as informações do alimentador em análise e as características das simulações realizadas;
- A seção 4.3 exibe os resultados da quantificação do FRP e da identificação dos impactos técnicos e financeiros para o caso base, ou seja, quando não há a aplicação de soluções para se minimizar e/ou eliminar o FRP;
- Em seguida, as seções 4.4, 4.5, 4.6, 4.7, 4.8 e 4.9 apresentam estes mesmos resultados considerando-se cada uma das seis soluções testadas neste trabalho; e
- Finalmente, a seção 4.10 expõe uma análise comparativa entre os resultados da aplicação de cada solução testada com o caso base.

### 4.2 Dados gerais do alimentador e das simulações

A seguir, são apresentadas as informações referentes aos dados do alimentador, às condições meteorológicas, e aos parâmetros utilizados para o cálculo dos impactos financeiros e para as simulações utilizados neste estudo.

#### 4.2.1 Base de dados do alimentador

O alimentador empregado para este estudo está localizado na região do Lago Sul, Distrito Federal (DF). Os dados utilizados foram fornecidos pela ANEEL ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade de Brasília (UnB) conforme Ofício nº 0092/2016-SRD/ANEEL.

A Tabela 4.1 reúne as informações referentes ao alimentador selecionado para se aplicar a metodologia proposta.

A base de dados adotada contém ao todo trinta padrões de curvas de carga distintas

Tabela 4.1 – Dados do alimentador em análise.

Parâmetro	Dados
Número do Alimentador	1003
Número de Transformadores	69
Número de UCs	920
Consumo Anual [GWh]	15
Percentual de Consumidores Residenciais [%]	91
Percentual de Consumidores Comerciais [%]	6
Demanda de Pico [MW]	3
Nível de Tensão MT [kV]	13,8
Nível de Tensão BT [kV]	0,38
Número de Barras	2939

que dependem da classe do consumidor (residencial, comercial e industrial) e do dia da semana em análise. Os dias são divididos em três categorias, a saber, dias úteis (segunda-feira a sexta-feira), sábados e domingos. Conforme mencionado no capítulo 3, o modelo adotado para as cargas é denominado ZIP, composto por 100% de impedância constante para a parcela reativa, e de 50% potência constante e 50% de impedância constante para a parcela ativa da carga (ANEEL, 2018). Todas as UCs possuem fator de potência igual a 0,92 indutivo. Considerando os perfis de carga residencial, comercial e industrial, seus respectivos comportamentos médios para o alimentador em análise, em p.u., são representados pela Figura 4.1.

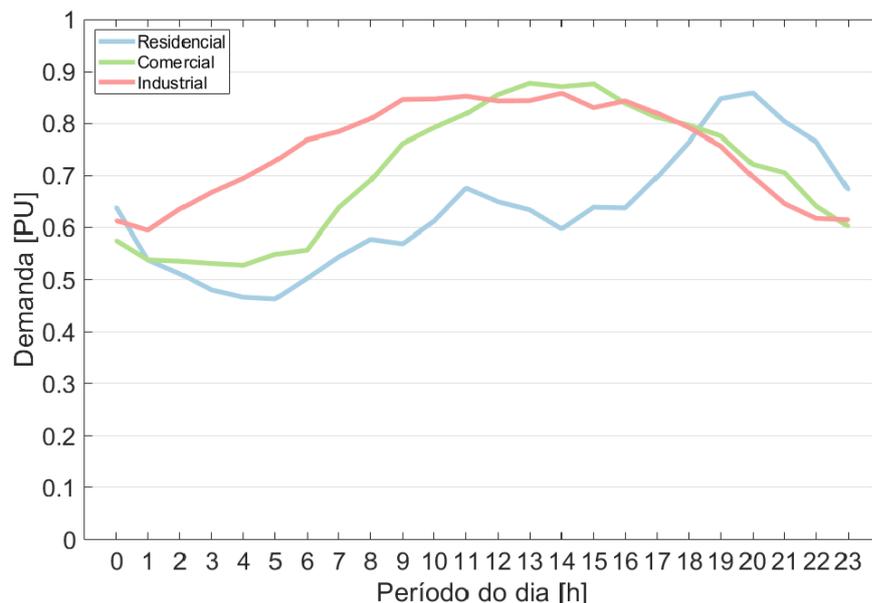


Figura 4.1 – Curvas de carga residencial, comercial e industrial do alimentador em análise.

Da Figura 4.1, pode-se observar que há três comportamentos representados. A curva em azul modela o perfil de carga de UCs residenciais, que apresentam como característica

marcante o aumento da demanda conforme o horário se aproxima das 19 horas. Isso se deve ao fato de que, nesse período, uma parcela relevante da população se encontra em suas residências, o que implica em um aumento do consumo de energia para iluminação e para o acionamento de aparelhos eletrodomésticos.

A curva em verde representa a demanda de UCs comerciais. Como particularidade, essas cargas demandam potências, majoritariamente, entre as 8 e 18 horas. Esse horário corresponde ao período de maior atividade comercial.

Por último, a curva vermelha denota o perfil de carga industrial. Estas UCs possuem comportamento similar ao perfil de carga comercial, com a diferença de que a demanda é mais acentuada durante o período matutino.

#### 4.2.2 Condições metereológicas

Os dados metereológicos foram obtidos das medições efetuadas pelo INMET (INMET, 2022). Os dados foram amostrados em regime horário, totalizando 8760 amostras ao longo do ano de 2022. De acordo com a seção 2.2, a potência dos painéis fotovoltaicos está relacionada às características temporais, principalmente, em relação à temperatura dos SFVs, que é função da temperatura ambiente, da irradiância solar e da velocidade do vento (2.2). As Figuras 4.2, 4.3 e 4.4 apresentam, respectivamente, as medidas da temperatura ambiente, irradiância solar e velocidade do vento registradas pelo INMET para a cidade de Brasília no ano de 2022.

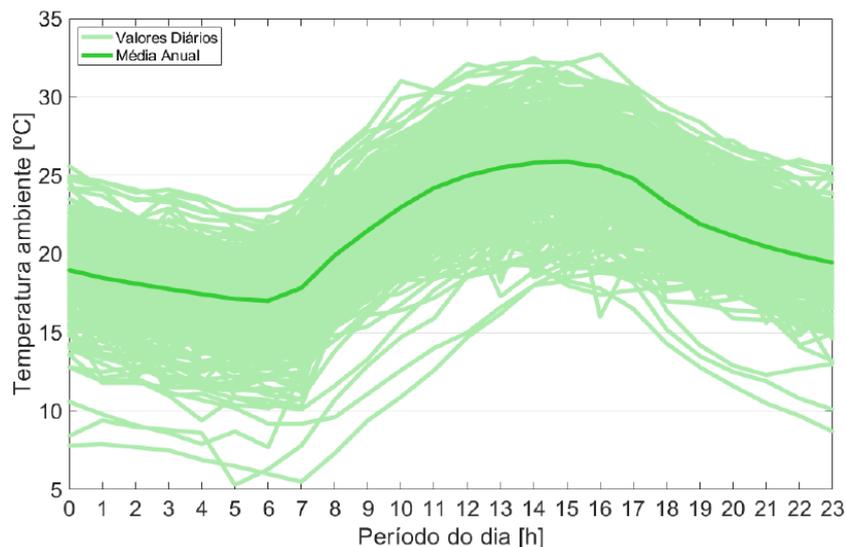


Figura 4.2 – Temperatura ambiente registrada pelo INMET em Brasília ao longo do ano de 2022 (INMET, 2022).

Em verde claro, de acordo com a Figura 4.2, verifica-se a superposição das medidas realizadas para os 365 dias do ano de 2022. A curva em verde escuro é a média dessas amostras. A temperatura ambiente apresenta uma amplitude térmica de pouco menos de

30°C. A menor temperatura registrada é de cerca de 5°C, enquanto que a maior temperatura atinge valores próximos a 33°C.

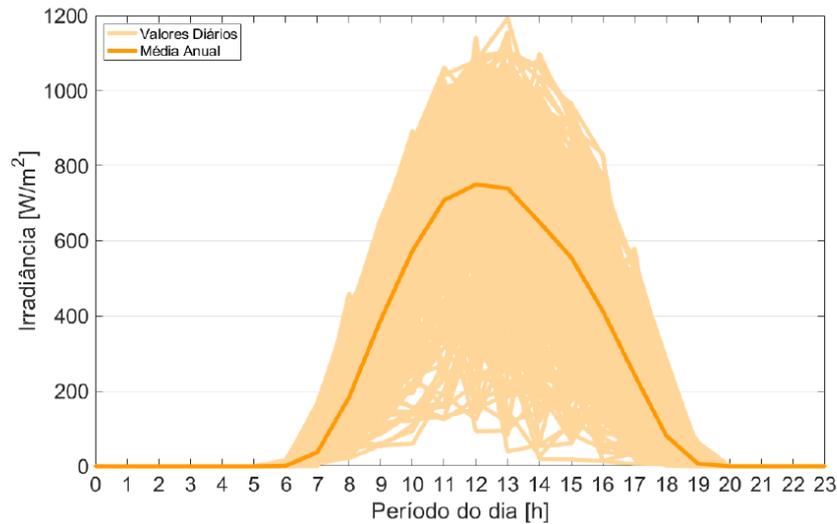


Figura 4.3 – Irradiância registrada pelo INMET em Brasília ao longo do ano de 2022 (INMET, 2022).

Em laranja claro, na Figura 4.3, observa-se as medidas realizadas para todos os dias dos valores de irradiação em regime horário. A curva em laranja escuro é a média dessas amostras. O perfil da curva média de irradiação indica um aspecto importante da geração fotovoltaica. No período entre as 19 e 6 horas do dia seguinte, há um valor pequeno ou nulo de irradiação solar, o que resulta em uma interrupção da geração dos SFVs. Além disso, nota-se que o pico de irradiação ocorre entre 11 e 15 horas. Neste trabalho, o valor máximo registrado foi de aproximadamente  $1200 \text{ W m}^{-2}$ , porém, houve medidas próximas a  $0 \text{ W m}^{-2}$  durante esse mesmo período de tempo.

Analisando a Figura 4.4, a curva em roxo claro indica as amostras de velocidade do vento tomadas para todos os dias do ano, as quais se concentraram, na maior parte do tempo, entre 0 e 10 m/s. A média desse parâmetro apresenta valores próximos a 5 m/s.

Por fim, a Figura 4.5 exibe as temperaturas dos painéis fotovoltaicos obtidas por meio do modelo sugerido e validado por (TamizhMani *et al.*, ).

Comparando-se as Figuras 4.2 e 4.5, é possível notar que as curvas apresentam, de maneira geral, comportamentos semelhantes. A temperatura tende a aumentar por volta das 8 horas e atingir seu pico às 13 horas. Ao se tratar de valores absolutos, contudo, a temperatura ambiente apresenta patamares máximos inferiores a 35°C, enquanto que os painéis fotovoltaicos atingem temperaturas próximas aos 58°C. Dessa forma, evidencia-se a importância de se considerar os valores referentes às temperaturas dos SFVs nas análises, que estão relacionados à temperatura ambiente. No entanto, tais temperaturas podem apresentar valores diversos, conforme indicado por (TamizhMani *et al.*, ).

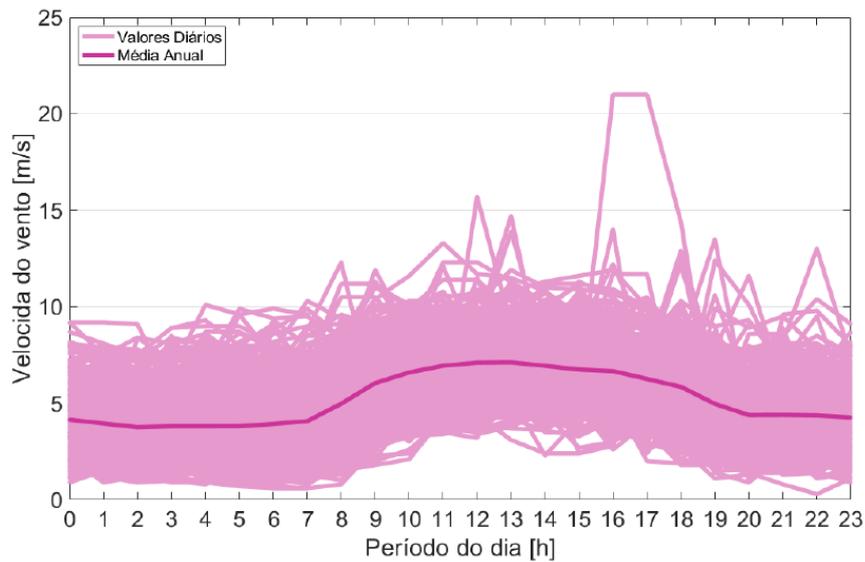


Figura 4.4 – Velocidade do vento registrada pelo INMET em Brasília ao longo do ano de 2022 (INMET, 2022).

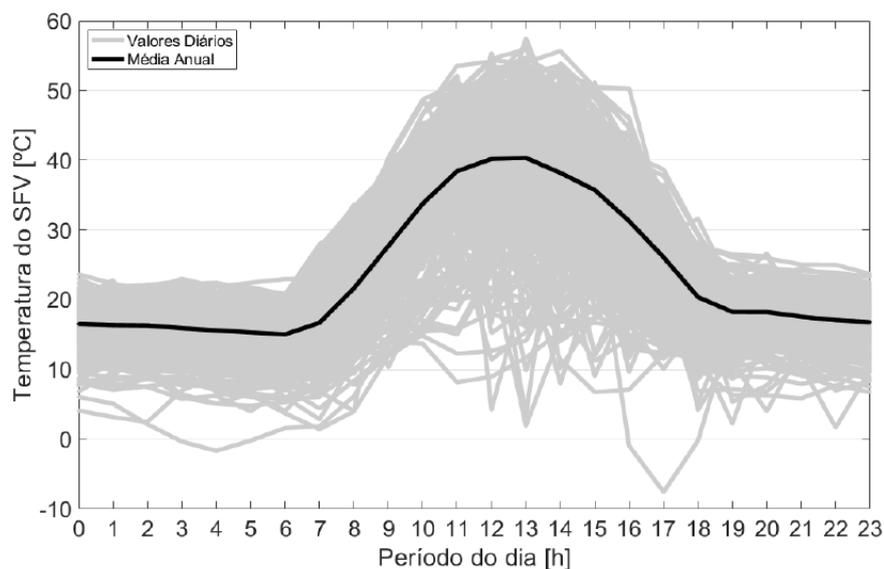


Figura 4.5 – Temperatura estimada do SFV para o ano de 2022 estimada por meio do modelo proposto em (TamizhMani *et al.*, ).

#### 4.2.3 Parâmetros utilizados na monetização dos impactos técnicos

Para se obter os impactos financeiros, utilizou-se quatro parâmetros: o CE, o CME, a TUSD e o CMPC. As revisões tarifárias realizadas pela ANEEL fornecem os valores referentes ao CE, à TUSD e ao CMPC (ANEEL, 2023e); (ANEEL, 2023f); (ANEEL, 2022). O CME foi empregado com base na Nota Técnica da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (EPE, 2022). Os dados relativos ao CME, à TUSD e ao CMPC foram reunidos na Tabela 4.2.

Os dados referentes ao CE foram projetados segundo uma regressão linear aplicada sobre os valores históricos, que são compostos pelo período de 2011 a 2022 concernentes à

Tabela 4.2 – Dados empregados na valoração dos impactos técnicos.

Indicador Financeiro	Valor
CME [R\$/kW]	794,10
TUSD [R\$/MWh]	348,06
CMPC [%a.a]	7,15

distribuidora CEB-DIS (ANEEL, 2023f). Realizou-se a projeção para 25 anos, de acordo com o período de vida útil esperado dos SFVs.

A Figura 4.6 apresenta os valores históricos e projetados referentes ao CE ao longo dos anos.

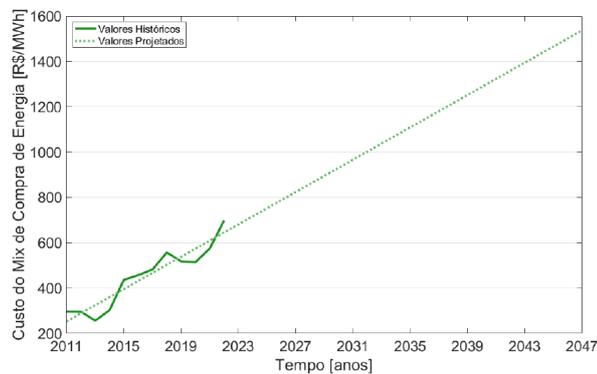


Figura 4.6 – Valores históricos e tendência do CE no período de 2011 a 2047 (ANEEL, 2023f).

Da Figura 4.6, observa-se que, pelos valores históricos representados pela linha preenchida, identifica-se uma tendência de aumento do CE ao longo dos anos. A linha pontilhada estima, via uma regressão linear, o valor do CE para os próximos anos. Esta estimativa leva em consideração os erros de CE, que, neste estudo, foram considerados como uma variável aleatória com distribuição normal. Cabe ressaltar que o crescimento previsto é de R\$ 35,65 por cada MWh a cada ano.

#### 4.2.4 Condições das simulações

Conforme proposto no capítulo 3, os resultados são obtidos por meio de simulações de fluxo de potência executadas no software OpenDSS. Com o auxílio da interface COM, é possível efetuar o controle da ferramenta de simulação por meio de um programa em Python.

O alimentador em análise possui unidades de baixa e média tensão, porém, a GDFV foi implementada apenas nas unidades em BT. Apesar das cargas de iluminação pública estarem em BT, elas não recebem SFVs. Isso se deve ao fato de que a potência dessas UCs é modelada no ProgGeoPerdas de forma concentrada. Ademais, acredita-se que a distribuidora não investirá na instalação desse tipo de gerador para suprir a iluminação pública.

Nas simulações, a potência nominal do inversor é equivalente à do SFV. Ela produz apenas potência ativa (fator de potência unitário). Em relação ao esquema de conexão, as cargas trifásicas recebem inversores trifásicos e as cargas monofásicas recebem inversores monofásicos.

Conforme mencionado no capítulo 3, são realizados 7 diferentes casos. O base e as soluções implementadas para se controlar ou mitigar o FRP. Para todos os casos, estabeleceu-se:

- Número mínimo de dias simulados ( $N_d^{min}$ ) igual a 80;
- 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 40;
- Ao final de cada conjunto de simulações, o CV deve ser menor que 5%; e
- Nível de penetração do SFV ( $pen_{SFV}$ ) de 0 a 100%, em passos de 10%.

### 4.3 Resultados do caso base (caso 0)

Nesta seção, são analisados os resultados referentes ao caso 0 para o qual não são aplicadas formas de se mitigar ou erradicar o FRP.

#### 4.3.1 Caracterização do fluxo reverso de potência para o caso 0

A Figura 4.7 exibe o P95% da intensidade do FRP do alimentador e o P95% da contribuição média dos transformadores de distribuição para o FRP, em porcentagem de suas potências nominais, conforme proposto, respectivamente, nas equações 3.2 e 3.12 da seção 3.4. Destaca-se que o P95% é tomado considerando-se diversas realizações de sorteios para o posicionamento dos SFVs e para os dias simulados.

Da Figura 4.7, percebe-se que o FRP, tanto no alimentador como nos transformadores, cresce com o aumento do nível de penetração. Ele é mais acentuado nos transformadores do que no alimentador. Até o nível de penetração de 20%, o alimentador não apresenta FRP. No entanto, para o nível de penetração de 10%, os transformadores possuem P95% da contribuição média para o FRP de, aproximadamente, 8%. Para 40%, 80% e 100% de  $pen_{SFV}$ , por exemplo, a intensidade de FRP no alimentador apresenta valores em torno de, respectivamente, 20%, 62% e 81%, enquanto que os transformadores de distribuição para esses mesmos níveis de penetração possuem contribuição média próxima de 40%, 100% e 125%. Identifica-se, para níveis de PV acima de 70%, uma contribuição média acima de 100% para os transformadores, o que sugere a possibilidade da potência injetada pelos SFVs ser maior que a potência nominal dos transformadores nos quais eles estão conectados. Assim, é possível concluir que nem sempre todo fluxo reverso identificado nos transformadores se converte

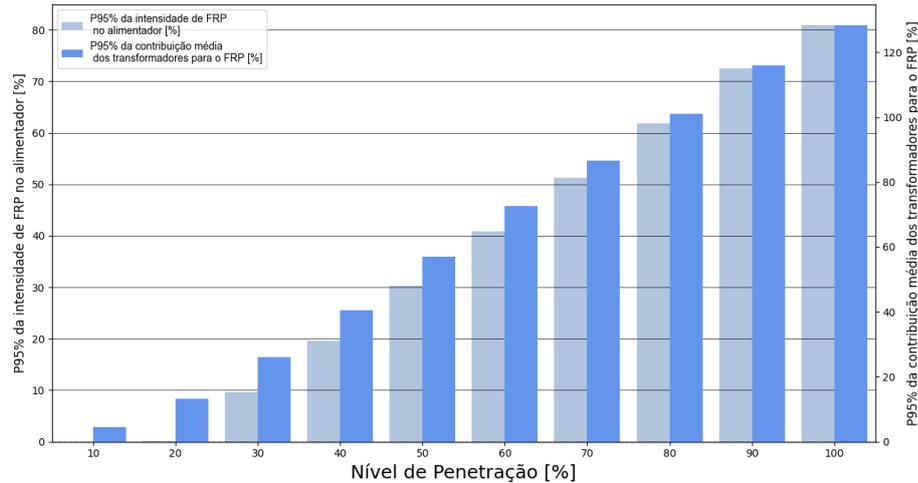


Figura 4.7 – P95% da intensidade do FRP do alimentador e o P95% da contribuição média dos transformadores de distribuição para o FRP, em porcentagem de suas potências nominais.

em FRP no alimentador. Desse modo, é possível que as UCs conectadas a transformadores nos quais não houve FRP consumam a potência injetada por aqueles que registraram esse fenômeno.

As equações 4.1 e 4.2 descrevem o comportamento do crescimento da intensidade máxima do FRP no alimentador e da contribuição média dos transformadores para o fluxo reverso, respectivamente, em função do nível de penetração. Essas equações foram obtidas por meio de uma regressão polinomial de quarta ordem utilizando o método dos mínimos quadrados (Aguirre, 2015), tendo em vista que essa foi a menor ordem para a qual se atingiram resultados condizentes para baixos níveis de penetração, tanto para o alimentador quanto para o transformador. Ressalta-se que tal regressão foi realizada sobre os dados brutos (não sobre os valores de P95%) da Figura 4.7, ou seja, foram empregados 20 pontos por nível de penetração a partir de 10% de PV, totalizando 200 amostras. O Coeficiente de Determinação ( $R^2$ ) foi igual a 0,9957 para o modelo 4.1, e de 0,9968 para o 4.2.

$$I_{FRP}^A (pen_{SFV})_{max} = 6,8648 - 1,3072 pen_{SFV} + 6,4600 \cdot 10^{-2} pen_{SFV}^2 - 7,3241 \cdot 10^{-4} pen_{SFV}^3 + 2,8955 \cdot 10^{-6} pen_{SFV}^4 \quad (4.1)$$

$$C_{FRP}^T (pen_{SFV})_{total} = 1,4559 - 2,6220 \cdot 10^{-1} pen_{SFV} + 4,5400 \cdot 10^{-2} pen_{SFV}^2 - 4,7924 \cdot 10^{-4} pen_{SFV}^3 + 1,7560 \cdot 10^{-6} pen_{SFV}^4 \quad (4.2)$$

Empregando-se as equações 4.1 e 4.2 definidas na seção 4.3, é possível prever a intensidade de FRP de um alimentador e a contribuição de um transformador para esse fenômeno, respectivamente, em função de seu nível de penetração. O Mean Squared Error correspondente a esses modelos é de, respectivamente, 3,13 e 5,30. Cabe destacar que a equação referente ao transformador foi adquirida considerando-se 69 unidades. No entanto, a equação do alimentador representa um único circuito, ou seja, para ser generalizada, seria recomendada a abordagem de vários outros alimentadores.

A Figura 4.8 expõe a permanência média do FRP (em horas/dia) no alimentador e nos transformadores em avaliação, cujos valores foram calculados, respectivamente, por meio das equações 3.4 e 3.13, propostas na seção 3.4.

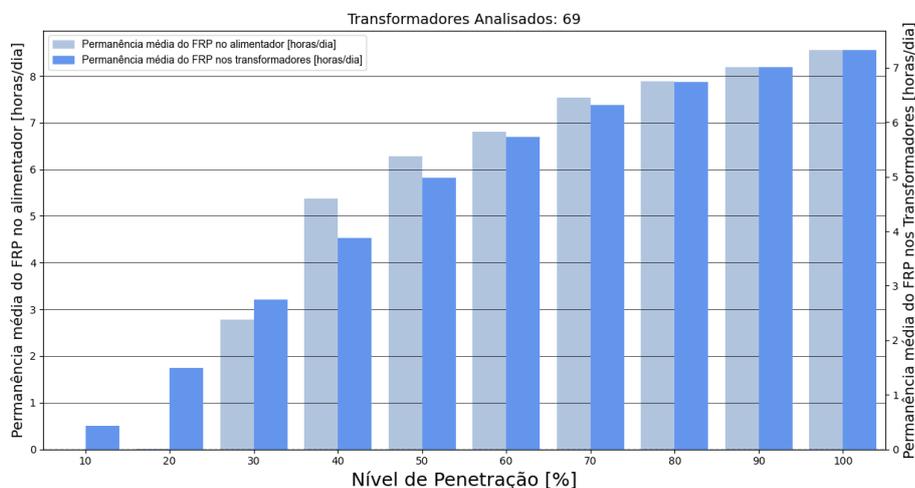


Figura 4.8 – Permanência média do FRP (em horas/dia) nos transformadores e no alimentador em avaliação.

Por meio da Figura 4.8, verifica-se que a permanência média do FRP nos transformadores aumenta conforme se incrementa o nível de penetração. No alimentador, esse crescimento também é constatado, ainda que esse elemento não tenha registrado FRP para os níveis de penetração de 10% e de 20%. Além disso, com exceção do nível de penetração de 30%, a permanência do FRP no alimentador é superior à aferida nos transformadores. Para o nível de penetração de 40%, por exemplo, os transformadores permanecem em FRP por cerca de 4h30min, enquanto que o alimentador experimenta esse fenômeno por volta de 5h30min.

Para o  $pen_{SFV}$  de 30%, a permanência do fluxo reverso no alimentador apresenta valor próximo de 3 horas, o qual é similar à registrada nos transformadores para esse mesmo nível de penetração. Isso ocorre porque, para esse baixo nível de PV, o alimentador começou a registrar inversão de fluxo. Desse modo, a potência injetada por todos os SFVs da rede ainda não é suficiente para se manter o alimentador em FRP por longos períodos durante um dia. Como as potências injetadas pelos geradores apresentam uma influência mais acentuada nos transformadores quando comparadas com o alimentador, conclui-se que os transformadores devem apresentar uma permanência média maior ou igual à registrada no alimentador para essa situação.

Para níveis de penetração acima de 30%, o alimentador passa a apresentar valores de permanência superiores aos transformadores, pois, conforme se aumenta o nível de PV, eleva-se a injeção de potência por parte dos SFVs conectados à rede. Logo, é de se esperar que o alimentador, no qual estão conectados todos os geradores fotovoltaicos, apresente uma maior probabilidade de ocorrência de FRP que os transformadores, os quais possuem apenas

alguns SFVs instalados.

As Figuras 4.9 e 4.10 apresentam o P95% da presença de FRP nas UCs [%] e o P95% da contribuição média das UCs para o FRP [%] no alimentador e nos transformadores de distribuição, respectivamente. O cálculo da presença e da contribuição média das UCs para o alimentador foi determinado conforme as equações 3.6 e 3.8, enquanto que, para os transformadores, as equações 3.14 e 3.15 representam esse processo.

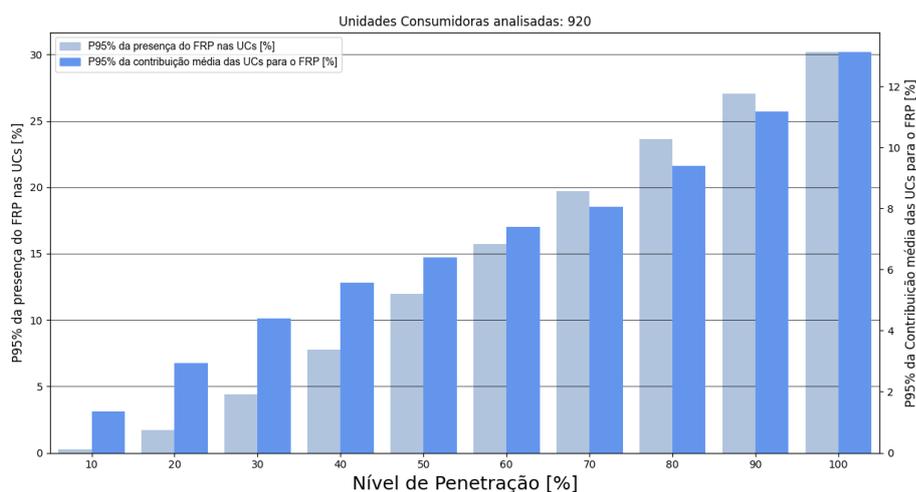


Figura 4.9 – P95% da presença do FRP nas UCs [%] e o P95% da contribuição média das UCs para o FRP [%] no alimentador em análise.

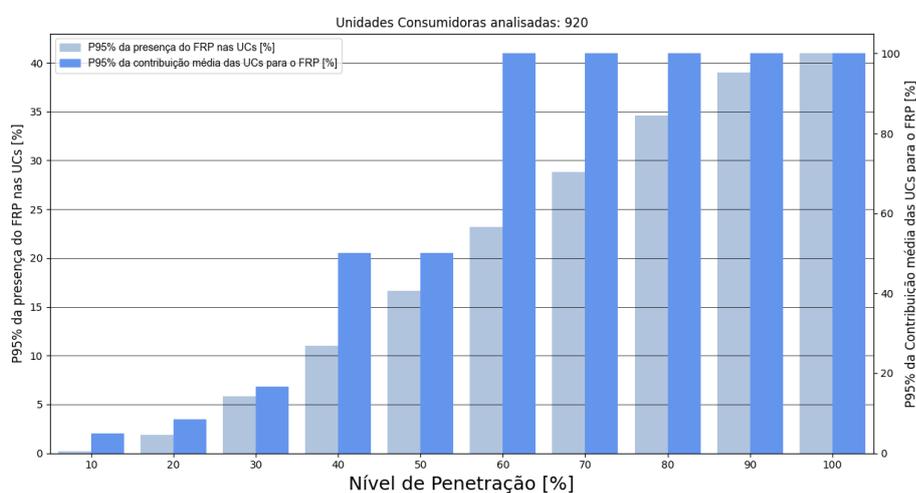


Figura 4.10 – P95% da presença do FRP nas UCs [%] e o P95% da contribuição média das UCs para o FRP [%] nos transformadores de distribuição.

De acordo com as Figuras 4.9 e 4.10, é possível observar que, quanto maior o nível de penetração, maior a presença do FRP nas UCs em relação ao alimentador e em relação aos transformadores, nessa ordem. Analisando-se de forma comparativa, por nível de penetração, os resultados adquiridos, afere-se que a presença do FRP nas UCs (em porcentagem do total de UCs presentes na rede) nos transformadores é sempre maior do que o percentual obtido para o alimentador. A título de exemplo, considerando o nível de penetração de 40%, cerca

de 8% das UCs contribuem para o FRP no alimentador contra 11% das UCs do transformador. Isso ocorre pois o alimentador considera todas as UCs pertencentes à rede, enquanto o transformador contempla apenas as UCs conectadas a ele. Esse fato implica que é necessário um número consideravelmente maior de UCs em FRP para se obter um valor elevado de presença no alimentador quando comparado com os transformadores.

Nas Figuras 4.9 e 4.10, no tocante à contribuição das UCs para o FRP, constata-se diferenças significativas nas ordens de grandeza dos valores adquiridos para o alimentador e para os transformadores em estudo. Em relação ao nível de penetração de 40%, a contribuição nos transformadores é da ordem de 51% e, no alimentador, de 5%. Nota-se que, nos transformadores, as contribuições saturam em 100% a partir do nível de penetração de 60%. Em contrapartida, no alimentador, a maior contribuição registrada pelas UCs está em torno de 15% para o nível de penetração de 100%.

Da Figura 4.10, em relação à contribuição das UCs para o fluxo reverso, nota-se que, para um transformador em análise, a começar por 60% de penetração, é esperado que houve um momento no qual, em média, cada UC conectada a esse transformador foi responsável por todo FRP registrado por esse elemento.

A Figura 4.11 mostra o P95% da presença do FRP nos transformadores de distribuição [%] e o P95% da contribuição desses transformadores [%] para o FRP no alimentador em análise. Tanto o indicador de presença quanto o de contribuição são dados em percentual de todos os transformadores da rede para os dias e horas simulados. As equações 3.10 e 3.12 da seção 3.4 representam, respectivamente, o processo de obtenção desses indicadores.

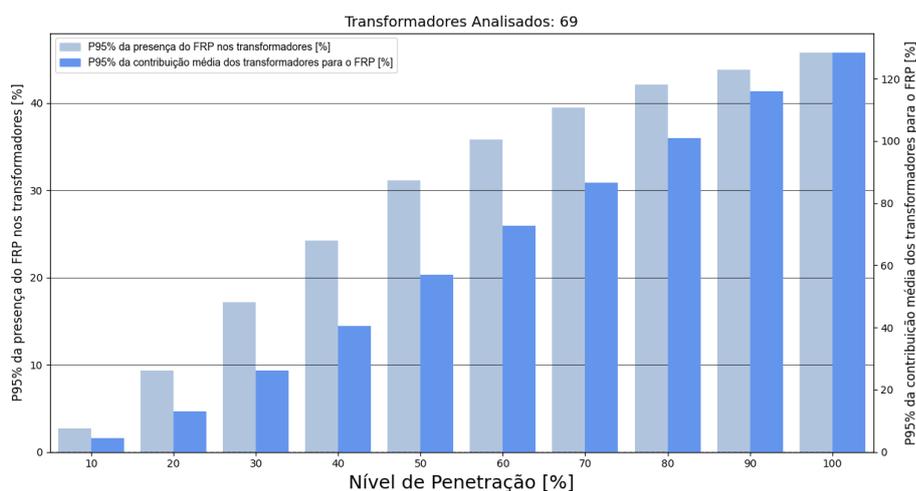


Figura 4.11 – P95% da presença do FRP nos transformadores de distribuição [%] e o P95% da contribuição desses transformadores [%] para o FRP no alimentador em análise.

Ao se analisar o gráfico representado pela Figura 4.11, averigua-se que, quanto maior o nível de penetração, maior i) a presença do FRP nos transformadores conectados ao alimentador, e ainda, ii) a contribuição média dos transformadores para o FRP no alimentador. Para o nível de penetração de 40%, cerca de 23% dos transformadores apresentaram FRP,

com o P95% do valor de sua contribuição igual a 40%.

### 4.3.2 Análise dos impactos técnicos para o caso 0

As violações de tensão devido ao aumento da penetração de GDFV ( $\Delta V_{pen}$ ) é expressa na Figura 4.12.

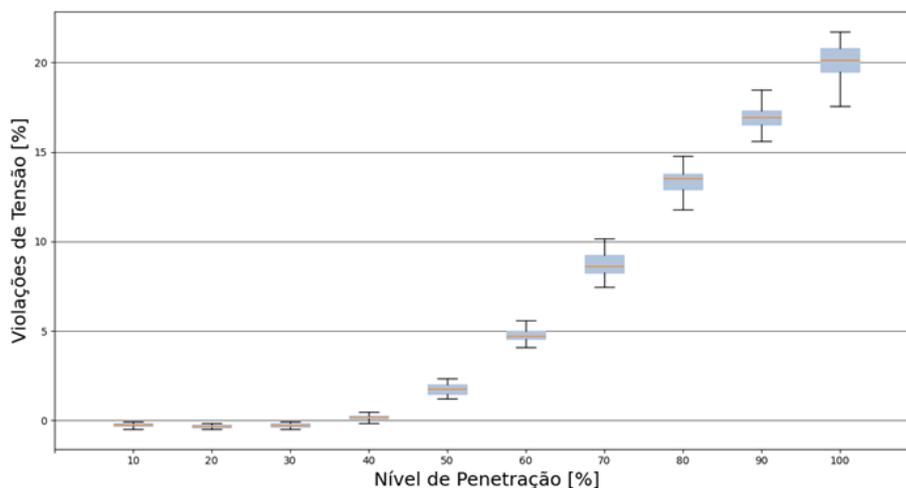


Figura 4.12 – Variação nos perfis de tensão do alimentador devido ao aumento da penetração de GDFV.

Na Figura 4.12, observa-se que a integração de GDFV provoca, neste alimentador em teste, um acentuado acréscimo do  $\Delta V_{pen}$  para níveis de penetração acima de 50%. Apurando-se o nível de penetração igual a 40%, um valor levemente superior a 0% das UCs experimentam violações de tensão. No entanto, para  $pen_{SFV}$  igual a 90%, esse patamar se encontra em torno de 17%. 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.

A Figura 4.13, apresenta a variação dos valores médios horários das perdas técnicas devido ao aumento da penetração de GDFV ( $\Delta L_{pen}$ ).

Da Figura 4.13, conclui-se que houve diminuição das perdas técnicas para níveis de penetração de até 40%. A maior redução ocorreu para 30% de penetração, com um valor próximo de 20%. Porém, para níveis de penetração elevados, as perdas voltam a aumentar. Essa redução inicial para baixos níveis de penetração está relacionada com a redução do fluxo de potência na rede de distribuição. A política de incentivo à GDFV no Brasil (net metering) implica, em geral, na instalação de painéis fotovoltaicos com potências menores. Logo, uma grande parcela da energia gerada pelos SFVs é consumida localmente. Em outras palavras, 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  $pen_{SFV}$ , as perdas técnicas.

A variação da demanda de pico devido ao aumento da penetração de GDFV ( $\Delta D_{pen}$ )

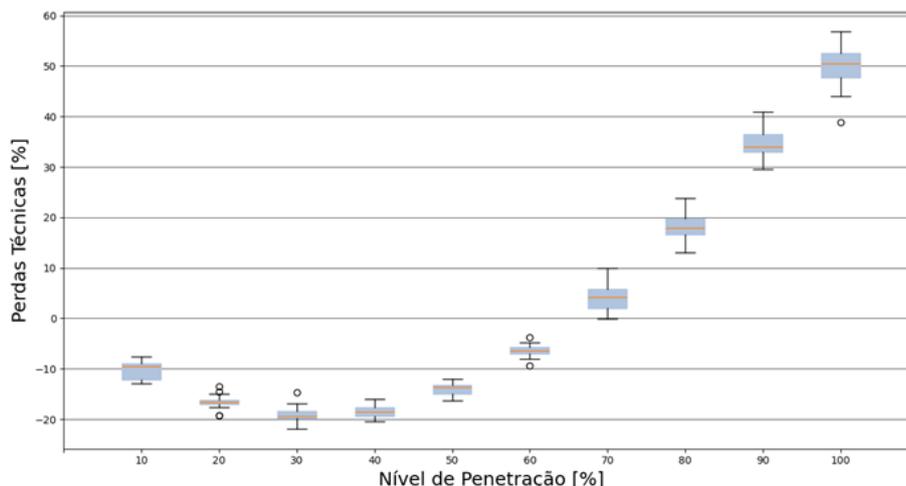


Figura 4.13 – Variação dos valores médios horários das perdas técnicas do alimentador devido ao aumento da penetração de GDFV.

pode ser visualizada na Figura 4.14.

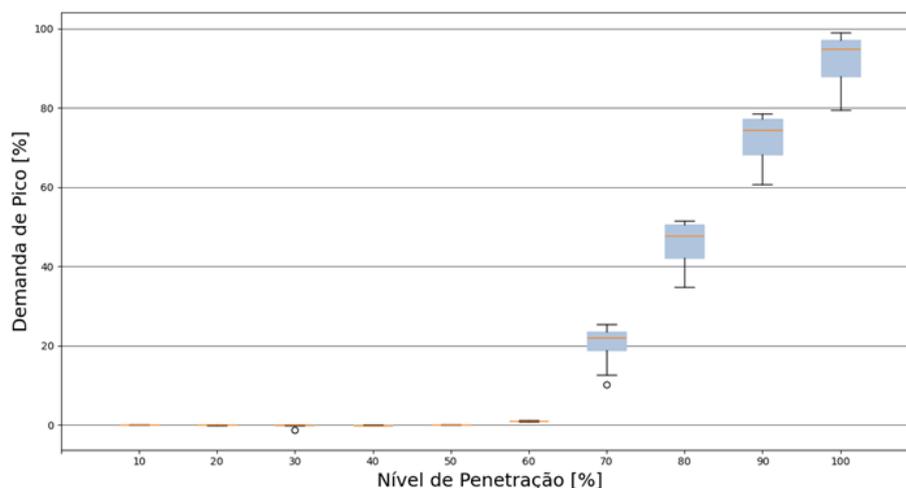


Figura 4.14 – Variação da demanda de pico do alimentador devido ao aumento da penetração de GDFV.

Ao se observar a variação da demanda de pico ( $\Delta D_{pen}$ ) apresentada na Figura 4.14, não são registradas variações significativas nos valores de  $\Delta D_{pen}$  até o nível de penetração de 60%. Para níveis de penetração acima de 60%, a injeção de potência na rede devido à integração de GDFV ultrapassa a máxima potência demandada pela carga, resultando na elevação da demanda de pico.

As baixas alterações verificadas para  $\Delta D_{pen}$  de até 60% de PV se justificam porque a demanda de pico do alimentador em estudo acontece por volta das 19h (alimentador predominantemente residencial), momento em que não há irradiação solar significativa nos SFVs.

### 4.3.3 Análise dos impactos econômicos para o caso 0

Por meio das equações 3.41, 3.45 e 3.43 foi possível monetizar, para o alimentador analisado, os valores da variação média horária das tensões fora dos limites estabelecidos como adequados, das perdas técnicas e da demanda máxima de cada posicionamento da GDFV. As Figuras 4.15 e 4.16 apresentam, respectivamente, por nível de penetração, os valores esperados do valor presente das monetizações das variações das tensões ( $E[VP_V]$ ), das perdas ( $E[VP_L]$ ), da demanda de pico ( $E[VP_D]$ ), e os seus respectivos riscos ( $\sigma[VP_V]$ ,  $\sigma[VP_L]$  e  $\sigma[VP_D]$ ). De posse dos valores de monetização dos níveis de tensão, das perdas técnicas e da demanda de pico, foi possível determinar o valor esperado do valor presente ( $E[VP_{MT}]$ ) e o risco da monetização total ( $\sigma[VP_{MT}]$ ) dos impactos técnicos decorrentes da integração de GDFV.

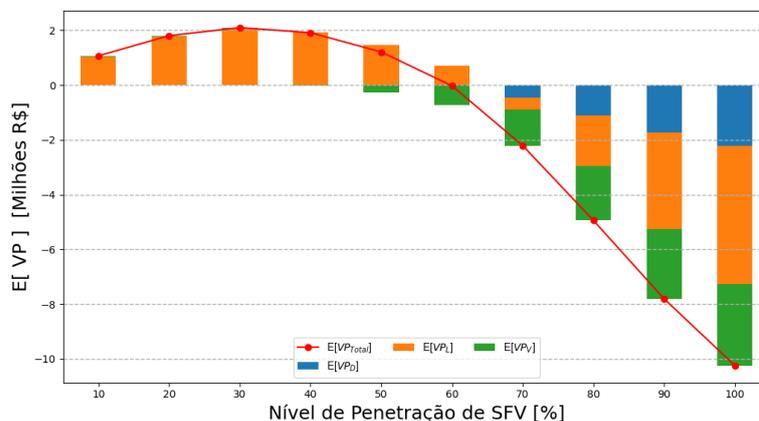


Figura 4.15 – Valores esperados do valor presente das monetizações das variações das tensões, das perdas, da demanda de pico e o total.

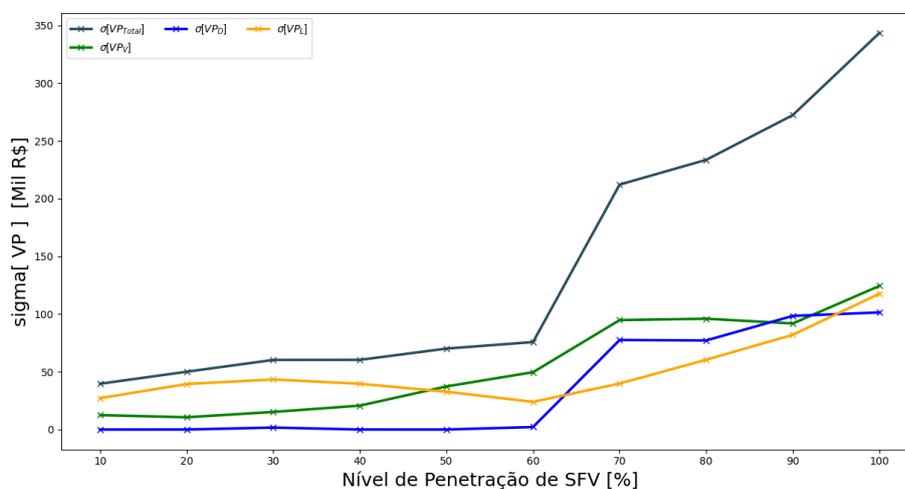


Figura 4.16 – Riscos associados às monetizações das variações das tensões, das perdas, da demanda de pico e o total.

Ao se analisar as Figuras 4.15 e 4.16, percebe-se que a grandeza que mais contribuiu para os impactos financeiros registrados foram as perdas técnicas. Esse parâmetro está relacionado ao fluxo de potência na rede de distribuição. Com a instalação de GDFV com menor potência, para baixos níveis de penetração, a energia gerada pelos SFVs é consumida localmente. Há, portanto, redução do fluxo de potência e, conseqüentemente, redução das perdas ao longo dos 25 anos de vida útil dos painéis. À medida em que o nível de penetração aumenta, nota-se, nas Figuras 4.15 e 4.16, que:

- O maior benefício é observado para o nível de penetração de 30%;
- Os  $E[VP_{MT}]$  se tornam negativos (representando prejuízo financeiro para a distribuidora) a partir de  $pen_{SFV}$  igual a 60%;
- Médios e altos níveis de penetração geram impactos financeiros negativos superiores aos impactos positivos. O maior valor esperado do valor presente positivo foi de R\$2.095.492,04. Para os valores negativos, os  $E[VP_{MT}]$  variam de -R\$28.655,25 a -R\$10.244.138,85 considerando-se os níveis de penetração de 60% a 100%;
- As três grandezas técnicas contribuem para os altos  $E[VP_{MT}]$  negativos. Dessa forma, para um nível de penetração elevado, há um alto prejuízo do ponto de vista da distribuidora para o alimentador. Ressalta-se que esse prejuízo cresce conforme a permanência do FRP aumenta no alimentador.
- Para  $\sigma[VP_{total}]$ , o maior desvio padrão registrado foi de R\$343.357,59 para  $pen_{SFV}$  igual a 100%. Além disso, o maior crescimento atingido por essa variável foi de R\$136.344,12 entre os níveis de penetração de 60% e 70%;
- O desvio padrão correspondente às violações de tensão, às perdas técnicas, à demanda de pico e ao risco total apresentam valores relativamente estáveis até o nível de penetração de 60%. Para valores de penetração acima de 60%, o risco relacionado a essas três grandezas tende a aumentar com maior intensidade. Em outras palavras, um maior nível de penetração fotovoltaica gera uma maior incerteza nos impactos técnicos e, por conseguinte, nos impactos financeiros para o alimentador em análise.

## 4.4 Resultados do caso 1

Esta seção exhibe os resultados relativos ao caso 1. Nessa solução, a potência do último SFV instalado é restringida até que ela seja igual à potência ativa em fluxo reverso no transformador de distribuição em que esse sistema está conectado. Isso pode implicar na desconexão momentânea do SFV da rede elétrica.

### 4.4.1 Caracterização do fluxo reverso de potência para o caso 1

A Figura 4.17 retrata o  $P95\%$  da intensidade de FRP do alimentador e o  $P95\%$  da contribuição média dos transformadores para o FRP, em porcentagem de suas potências

nominais.

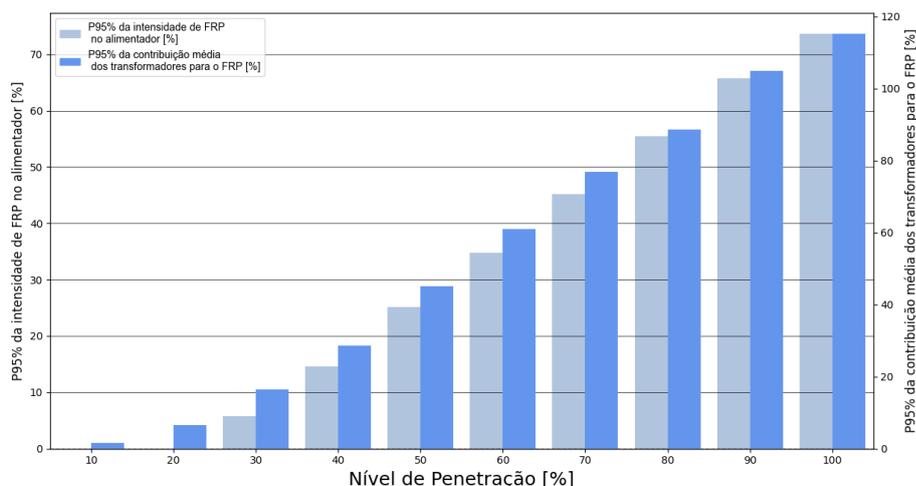


Figura 4.17 – P95% da intensidade do FRP do alimentador e o P95% da contribuição média dos transformadores de distribuição para o FRP, em porcentagem de suas potências nominais, considerando o caso 1.

Ao se analisar a Figura 4.17, nota-se que o FRP tanto no alimentador quanto nos transformadores não foi eliminado, e cresce conforme se aumenta a penetração fotovoltaica. Há, todavia, uma pequena mitigação do fluxo reverso para os equipamentos em análise. Para 40%, 80% e 100% de penetração, por exemplo, a intensidade de FRP no alimentador é próxima de, respectivamente, 15%, 54% e 73%. Por outro lado, a contribuição média dos transformadores de distribuição para esses níveis de PV é cerca de 28%, 84% e 114%, nessa ordem. Em contrapartida, para esses mesmos patamares, o caso base possui intensidade de FRP no alimentador próxima de 20%, 62% e 81% ao passo que os transformadores registram valores de cerca de 40%, 100% e 125%, respectivamente. Nota-se que o gerador fotovoltaico restringido pode não representar toda a potência em fluxo reverso no transformador em análise, dado que a contribuição média dos transformadores apresenta valores relevantes para níveis de penetração acima de 30%. Por conseguinte, a solução em análise, na qual se restringe apenas o último SFV instalado na rede, não cumpre os requisitos definidos pela resolução 1059 da ANEEL (ANEEL, 2023d) de erradicação do FRP. Para que a inversão de fluxo não ocorra, é necessário restringir um número maior de SFVs com o intuito de se chegar a um equilíbrio entre a potência gerada e a consumida.

A permanência média do FRP (em horas/dia) no alimentador e nos transformadores de distribuição é exibida na Figura 4.18

Da Figura 4.18, afere-se que a permanência média do FRP no alimentador e nos transformadores de distribuição crescem conforme se aumenta os níveis de PV, e que houve uma diminuição irrisória desse indicador nos equipamentos em análise. Além disso, a partir de 40% de penetração, a permanência registrada para os transformadores é menor que a experienciada pelo alimentador. Para 40% de  $pen_{SFV}$ , como exemplo, o alimentador se mantém em

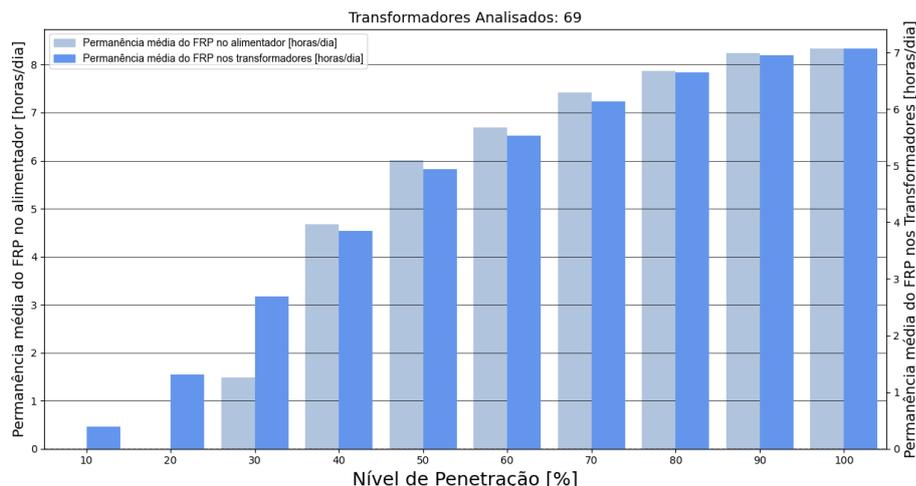


Figura 4.18 – Permanência média do FRP (em horas/dia) nos transformadores e no alimentador em avaliação, considerando o caso 1.

fluxo reverso por cerca de 4h30min, enquanto que os transformadores permanecem em FRP por pouco menos de 4h. Por outro lado, para esse mesmo nível de penetração, a permanência média no caso 0 é de 5h30min no alimentador, e de 4h30min para os transformadores de distribuição. Isso posto, a estratégia de mitigação do FRP utilizada não foi suficiente para diminuir significativamente a permanência média do FRP na rede. Logo, o SFV que sofreu restrição apresenta influência no fluxo reverso registrado tanto no alimentador quanto no transformador no qual ele está conectado. Entretanto, esse gerador não é necessariamente o único responsável para a ocorrência desse fenômeno.

As Figuras 4.19 e 4.20 expressam o P95% da presença de FRP nas UCs [%] e o P95% da contribuição média das UCs para o FRP [%], respectivamente, no alimentador e nos transformadores de distribuição.

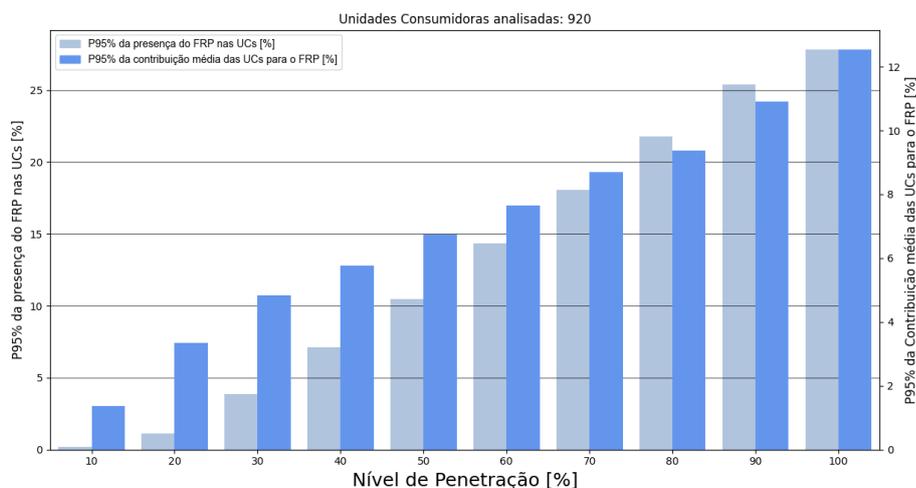


Figura 4.19 – P95% da presença do FRP nas UCs [%] e o P95% da contribuição média das UCs para o FRP [%] no alimentador em análise, considerando o caso 1.

Em concordância com as Figuras 4.19 e 4.20, nota-se que houve uma diminuta

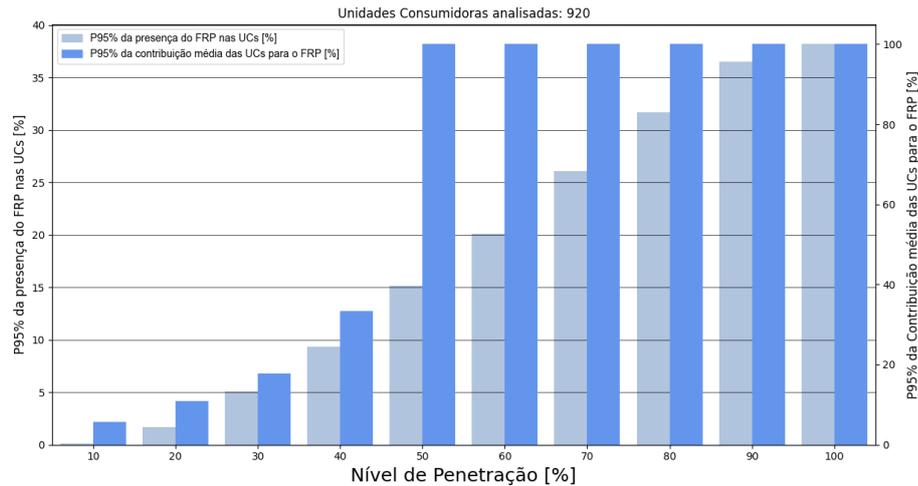


Figura 4.20 – P95% da presença do FRP nas UCs [%] e o P95% da contribuição média das UCs para o FRP [%] nos transformadores de distribuição, considerando o caso 1.

redução da presença do FRP nas UCs no tocante ao alimentador e aos transformadores de distribuição, respectivamente, e que essa grandeza cresce conforme se aumenta o  $pen_{SFV}$  para os elementos considerados. Também se observa que a presença no alimentador é menor que nos transformadores. Considerando o nível de penetração de 40%, por exemplo, cerca de 6% das UCs contribuem para o FRP no alimentador em oposição a quase 9% das UCs nos transformadores. Ao se analisar esse mesmo nível de penetração para o caso base, aproximadamente 8% das UCs contribuem para o FRP no alimentador contra 11% das UCs do transformador. A estratégia adotada, dessa forma, não foi satisfatória para se mitigar a presença do FRP nas UCs tanto no alimentador quanto nos transformadores. Diante disso, depreende-se que mais de um SFV é responsável pela inversão de fluxo identificada nos equipamentos em análise, e que a potência restringida desse sistema não é suficiente para eliminar o fluxo reverso.

Das Figuras 4.19 e 4.20, no que se refere à contribuição das UCs para o FRP, averigua-se uma redução praticamente irrelevante desse parâmetro no alimentador e nos transformadores de distribuição. Além disso, foi detectada uma grande disparidade nas ordens de grandeza dos valores para o alimentador e para os transformadores analisados. Com relação ao nível de penetração de 40%, a contribuição no alimentador é de, aproximadamente, 6%, enquanto que nos transformadores é de quase 22%. Mesmo com o corte de potência realizada no último SFV instalado, as contribuições nos transformadores saturam em 100% para 50% de PV. Por outro lado, o alimentador possui pouco mais de 12% de contribuição para 100% de  $pen_{SFV}$ . Em relação ao caso base, para 40% de PV, a contribuição no alimentador é próxima de 6%, e, nos transformadores, de 51%. Esses dados implicam que limitar apenas um gerador não é suficiente para se reduzir a contribuição das UCs aferida no alimentador e nos transformadores de distribuição. Destaca-se que o caso 1 resulta na diminuição do módulo do FRP. Esse fato pode implicar no acréscimo da responsabilidade de outras UCs que possuem geradores

fotovoltaicos para o FRP, o que pode vir a elevar a contribuição dessas unidades. Para essa solução, a elevação desse indicador foi mais acentuada nos transformadores por possuírem um número menor de UCs conectados a eles e, assim, serem mais sensíveis à restrição de apenas um SFV.

O  $P95\%$  da presença do FRP nos transformadores de distribuição [%] e o  $P95\%$  da contribuição desses transformadores [%] para o FRP no alimentador em estudo pode ser aferido na Figura 4.21.

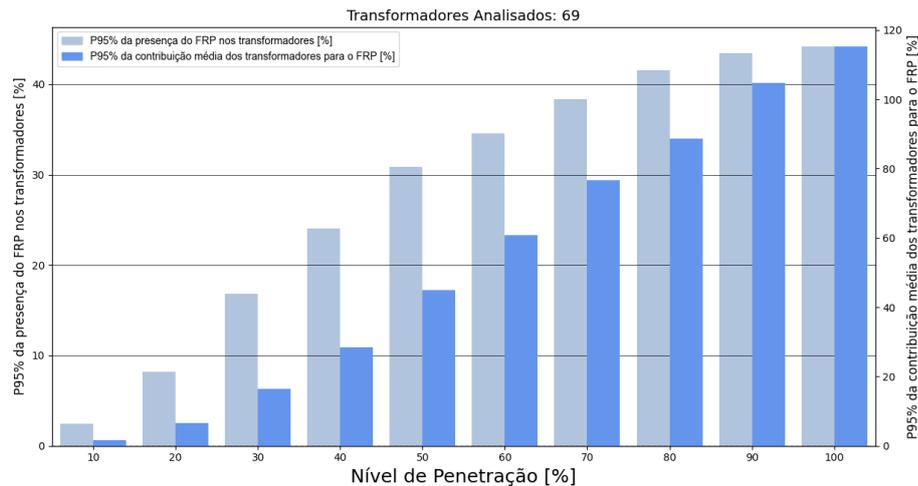


Figura 4.21 –  $P95\%$  da presença do FRP nos transformadores de distribuição [%] e o  $P95\%$  da contribuição desses transformadores [%] para o FRP no alimentador em análise, considerando o caso 1.

Da Figura 4.21, constata-se que houve uma redução ínfima tanto na presença quanto na contribuição dos transformadores para o fluxo reverso no alimentador. Além disso, percebe-se que esses dois indicadores aumentam conforme se eleva o nível de penetração. Ao se averiguar 40% de  $pen_{SFV}$ , por exemplo, mais de 20% dos transformadores registraram FRP com o  $P95\%$  de sua contribuição próximo de 22%. Ao se contrastar com o caso base para esse mesmo nível de PV, a presença de FRP nos transformadores de distribuição é de quase 23% com o  $P95\%$  de sua contribuição igual a 40%. A aplicação do caso 1, desse modo, não foi capaz de eliminar o fluxo reverso nos transformadores.

#### 4.4.2 Análise dos impactos técnicos para o caso 1

A Figura 4.22 expõe as violações de tensão em decorrência da inserção de GDFV na rede ( $\Delta V_{pen}$ ).

Ao se verificar a Figura 4.22, observa-se que a adoção do caso 1 não representou uma diminuição significativa das violações de tensão em decorrência da integração de GDFV, especialmente, para níveis de penetração acima de 50%. Para 40% de penetração, por exemplo, foi registrado  $\Delta V_{pen}$  próximo de 0%, enquanto que, para  $pen_{SFV}$  de 90%, foi obtido um valor de 15%. Para esses mesmos níveis de penetração, as violações de tensão para

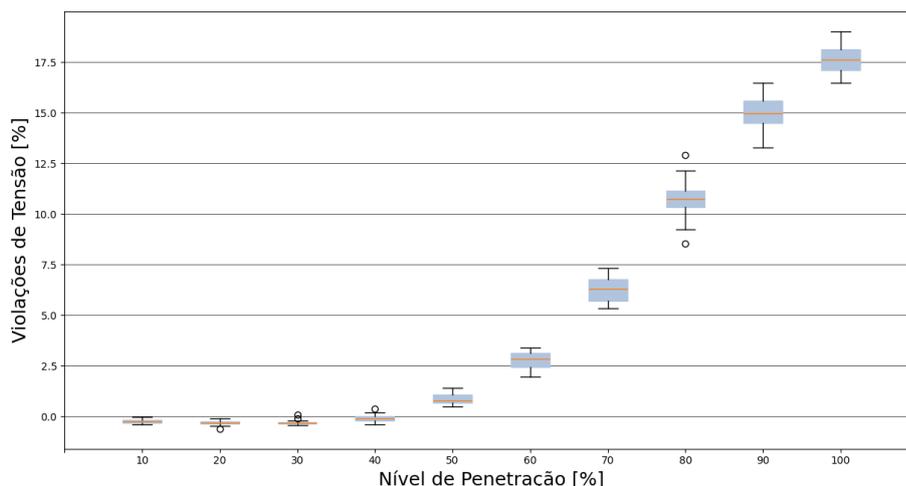


Figura 4.22 – Variação nos perfis de tensão do alimentador devido ao aumento da penetração de GDFV, considerando o caso 1.

o caso 0 são, respectivamente, de pouco mais de 0% e de quase 17%. Isso ocorre porque a potência restringida do último SFV instalado em um transformador em que houve FRP não representou um valor suficiente na potência injetada para se reduzir significativamente as violações de tensão em decorrência da integração de GDFV na rede elétrica.

A variação dos valores médios horários das perdas técnicas em decorrência da integração de GDFV ( $\Delta L_{pen}$ ) pode ser visualizada na Figura 4.23.

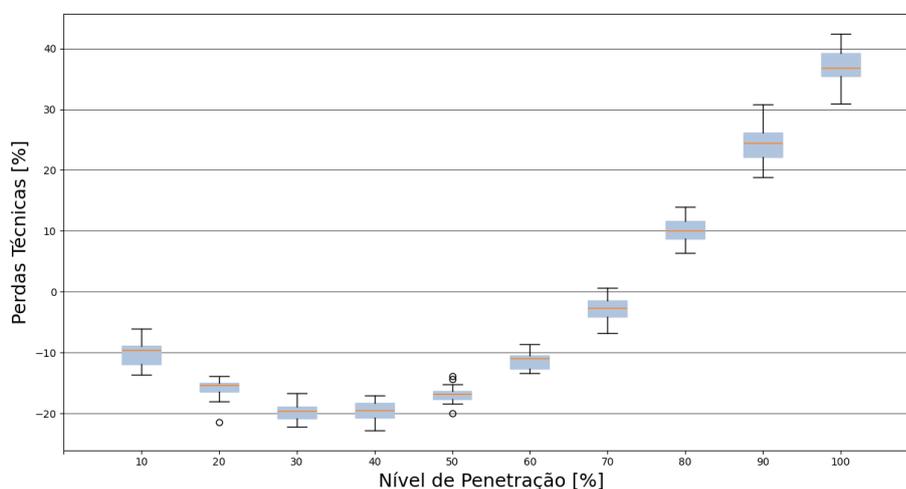


Figura 4.23 – Variação dos valores médios horários das perdas técnicas do alimentador devido ao aumento da penetração de GDFV, considerando-se o caso 1.

Da Figura 4.23, é possível notar que houve uma mitigação considerável das perdas técnicas para níveis de penetração acima de 50%. Mesmo assim, ainda foram alcançados valores elevados dessa grandeza para índices de  $pen_{SFV}$  acima de 70%. Outrossim, destaca-se que ocorreu uma redução das perdas técnicas até 70% de penetração. Ao se averiguar, por exemplo, 40%, 80% e 100% de PV, foram alcançados  $\Delta L_{pen}$  de -20%, 10% e 36%, nessa ordem. O caso 0, em contrapartida, apresentou, para esses mesmos níveis de penetração, variação

dos valores médios horários das perdas técnicas de, aproximadamente,  $-20\%$ ,  $18\%$  e  $50\%$ . Essa redução no tocante ao caso 0 sugere que a restrição de apenas 1 SFV nos transformadores nos quais houve FRP corresponde a um aumento do consumo local da potência gerada pelos outros geradores conectados a esses elementos. Esse fenômeno provoca uma menor corrente na rede e, por consequência, atenua, em parte, as perdas técnicas experienciadas pelo alimentador.

A Figura 4.24 evidencia a variação na demanda de pico devido ao aumento de penetração de GDFV ( $\Delta D_{pen}$ ).

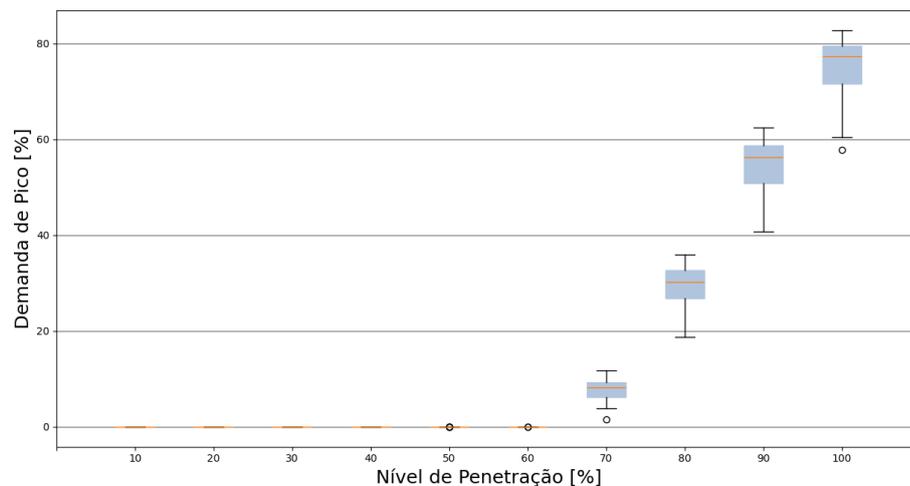


Figura 4.24 – Variação da demanda de pico do alimentador devido ao aumento da penetração de GDFV, considerando-se o caso 1.

De acordo com a Figura 4.24, não houve, até 60% de penetração, alteração significativa para a demanda de pico quando do emprego do caso 1. Ao se verificar níveis de PV iguais ou maiores que 70%, ocorre a elevação desse indicador. Para  $pen_{SFV}$  de 80% e 100%, por exemplo, foram aferidos  $\Delta D_{pen}$  próximos de, respectivamente, 30% e 78%. Para esses mesmos níveis de penetração, o caso 0 registrou variações dessa grandeza da ordem de 47% e de 95%, respectivamente. Dessa forma, o uso da solução proposta implicou em uma redução perceptível na variação da demanda de pico, embora valores altos de  $\Delta D_{pen}$  tenham sido atingidos. Isso posto, a restrição do último SFV instalado em um transformador no qual houve inversão de fluxo causou uma redução na potência injetada na rede de modo a se mitigar, parcialmente, o aumento na demanda de pico.

#### 4.4.3 Análise dos impactos econômicos para o caso 1

Os valores esperados do valor presente das monetizações das variações de tensões ( $E[VP_V]$ ), das perdas ( $E[VP_L]$ ), da demanda de pico ( $E[VP_D]$ ), e os seus respectivos riscos ( $\sigma[VP_V]$ ,  $\sigma[VP_L]$  e  $\sigma[VP_D]$ ), quando do emprego do caso 1, são exibidos nas Figuras 4.25 e 4.26. Do mesmo modo que realizado para o caso 0, com o uso dos valores monetizados dos níveis de tensão, das perdas técnicas e da demanda de pico, obteve-se o valor esperado do

valor presente ( $E[VP_{MT}]$ ) e o risco de monetização total ( $\sigma[VP_{MT}]$ ) dos impactos técnicos devido ao aumento de penetração de GDFV ao se analisar o caso 1.

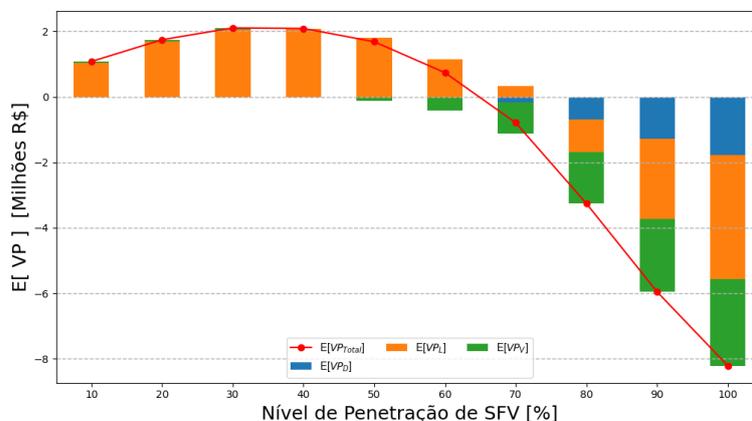


Figura 4.25 – Valores esperados do valor presente das monetizações das variações das tensões, das perdas, da demanda de pico e o total, considerando-se o caso 1.

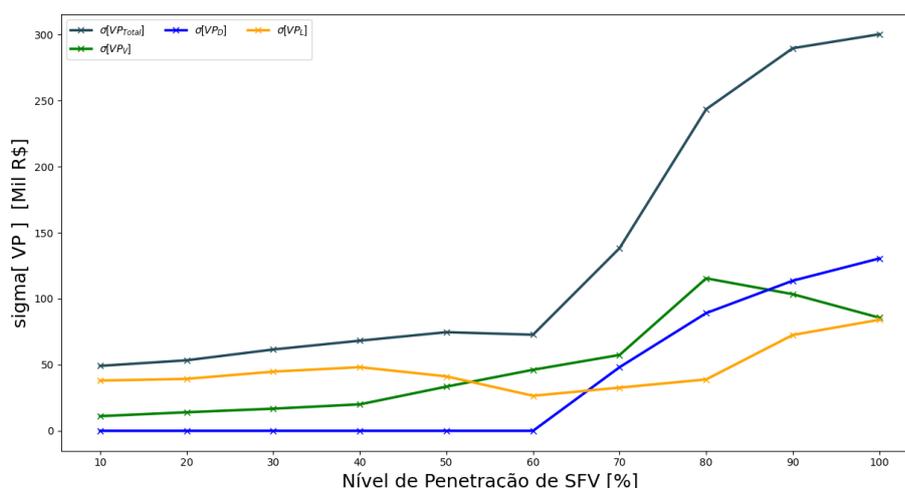


Figura 4.26 – Riscos associados às monetizações das variações das tensões, das perdas, da demanda de pico e o total, considerando-se o caso 1.

Ao se aferir a Figura 4.25, percebe-se que as perdas técnicas foram determinantes para o  $E[VP_{MT}]$  obtido. Ao ser contrastado com o caso base, o uso da estratégia aplicada registrou valores monetizados semelhantes até 50% de penetração. Para níveis de penetração mais elevados, houve um leve benefício em relação ao caso base, ainda que, em termos absolutos, os impactos econômicos representaram prejuízos para as distribuidoras. Ressalta-se que, a partir de 80% de PV, as três grandezas em avaliação contribuíram negativamente para os impactos econômicos. Ao se analisar  $pen_{SFV}$  de 20%, 40% e 100%, valores de  $E[VP_{MT}]$  próximos de, respectivamente, R\$ 1,8 milhão, R\$ 2,0 milhões e R\$ -3,6 milhões foram atingidos.

De acordo com a Figura 4.26, os riscos dos valores monetizados para a estratégia em análise apresentam comportamento relativamente semelhante ao registrado para o caso base.

Assim, para níveis de penetração de até 60%, as incertezas apresentam valores abaixo de R\$ 100 mil com pouca variação, enquanto que, para valores de  $pen_{SFV}$  acima desse patamar, houve uma elevação do desvio padrão para as três grandezas em análise, o que resultou em uma grande elevação de  $\sigma [VP_{MT}]$  de até R\$ 300 mil para 100% de penetração. Portanto, a aplicação do caso 1 não foi capaz de reduzir significativamente a incerteza na rede devido à integração de GDFV.

Na próxima seção, sugere-se uma solução que restringe um número maior de SFVs visando à eliminação do FRP.

## 4.5 Resultados do caso 2

Esta seção apresenta os resultados concernentes ao caso 2. Nessa solução, as potências geradas pelos últimos SFVs instalados (na sequência inversa da sua conexão na rede) são restringidas até que a soma delas seja igual à potência ativa em fluxo reverso no transformador de distribuição em que esses sistemas estão conectados. Para restringir a potência de um gerador fotovoltaico, essa solução não leva em consideração se o SFV contribui ou não para o FRP. Isso pode implicar na desconexão momentânea de alguns SFVs da rede elétrica.

### 4.5.1 Caracterização do fluxo reverso de potência para o caso 2

A Figura 4.27 apresenta  $P_{95\%}$  da intensidade do FRP do alimentador e o  $P_{95\%}$  da contribuição média dos transformadores de distribuição para o FRP, em porcentagem de suas potências nominais.

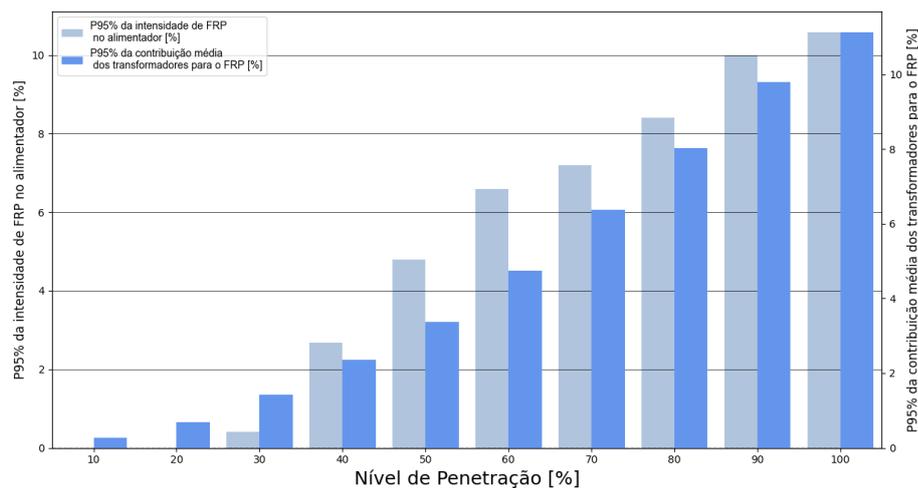


Figura 4.27 –  $P_{95\%}$  da intensidade do FRP do alimentador e o  $P_{95\%}$  da contribuição média dos transformadores de distribuição para o FRP, em porcentagem de suas potências nominais, considerando o caso 2.

Da Figura 4.27, percebe-se que o FRP foi severamente mitigado tanto no alimentador quanto nos transformadores. Mesmo assim, o fluxo reverso ainda cresce de acordo com o nível de penetração. Para os  $pen_{SFV}$  de 40%, 80% e 90%, por exemplo, a intensidade de FRP no

alimentador é de, aproximadamente, 2,3%, 8,2% e 10%, respectivamente. Em contrapartida, os transformadores apresentaram contribuição média em torno de, respectivamente, 2,2%, 8% e 9,8%. Para esses mesmos níveis de PV, o caso 0 possui intensidade de FRP no alimentador de cerca de 20%, 62% e 72%, enquanto os transformadores de distribuição registram contribuição média próxima de 40%, 100% e 110%, nessa ordem. Ao contrário do constatado para o caso base, a intensidade do FRP no alimentador nem sempre é menor que a contribuição média nos transformadores. Embora o caso 2 reduza o FRP, ele não o faz de forma justa. Como esses geradores sofrem limitação em ordem inversa de sua instalação, SFVs que não contribuem para a inversão de fluxo, ou seja, cuja geração é menor ou igual à consumida pelas UCs na qual estão conectados, podem ser restringidos. Por outro lado, sistemas que injetaram um valor elevado de potência na rede podem ser isentos de corte. Logo, depreende-se que UCs instaladas anteriormente têm privilégios em relação às mais recentes.

A estratégia aplicada não atende à resolução 1059 da ANEEL (ANEEL, 2023d). Dado que essa solução reduz a potência gerada pelos SFVs no mesmo valor do FRP, esperava-se que a intensidade deste fenômeno fosse igual a 0. Isso não ocorre porque o caso 2 não contempla possíveis variações estocásticas no consumo das UCs. Assim, é possível que essas unidades consumam menos potência que o valor inicialmente obtido. Isso posto, o total de potência gerada pelos SFVs pode ser maior que o consumo total das UCs conectadas a um transformador. Logo, ainda há inversão de fluxo na rede de distribuição, mesmo que o montante registrado seja consideravelmente menor que o atingido antes do emprego da solução em análise.

A permanência média do FRP (em horas/dia) no alimentador e nos transformadores de distribuição são verificados na Figura 4.28.

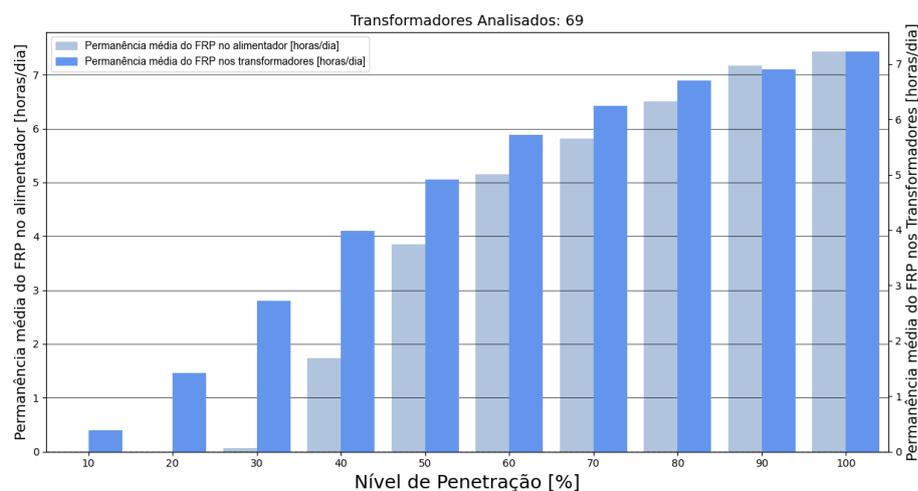


Figura 4.28 – Permanência média do FRP (em horas/dia) nos transformadores e no alimentador em avaliação, considerando o caso 2.

De acordo com a Figura 4.28, houve uma redução ínfima da permanência média do FRP no alimentador e nos transformadores. Ademais, o período que esses elementos

experienciam fluxo reverso se eleva conforme se aumenta o nível de penetração. Até 80% de penetração, a permanência média aferida no alimentador é menor que a identificada nos transformadores, enquanto que, para 90% e 100% de PV, esses equipamentos registram fluxo reverso durante um intervalo de tempo semelhante. Para 40% de  $pen_{SFV}$ , por exemplo, o alimentador se manteve em FRP para pouco menos de 2h ao passo que os transformadores permanecem em fluxo reverso por cerca de 4h. Em contrapartida, ao se analisar o nível de penetração de 90%, tanto o alimentador quanto os transformadores registram inversão de fluxo por cerca de 7h. Para 40% e 90% de PV, o caso base registra uma permanência média de cerca de, respectivamente, 5h30min e 8h00min para o alimentador contra 4h30min e 7h para os transformadores. Esse fenômeno decorre dos cortes de potência aplicados aos SFVs devido à solução 2, os quais diminuem o total de potência injetada na rede. E consequentemente reduz a ocorrência de FRP no alimentador.

As Figuras 4.29 e 4.30 representam o P95% da presença de FRP nas UCs [%] e o P95% da contribuição média das UCs para o FRP [%] no alimentador e nos transformadores de distribuição, respectivamente.

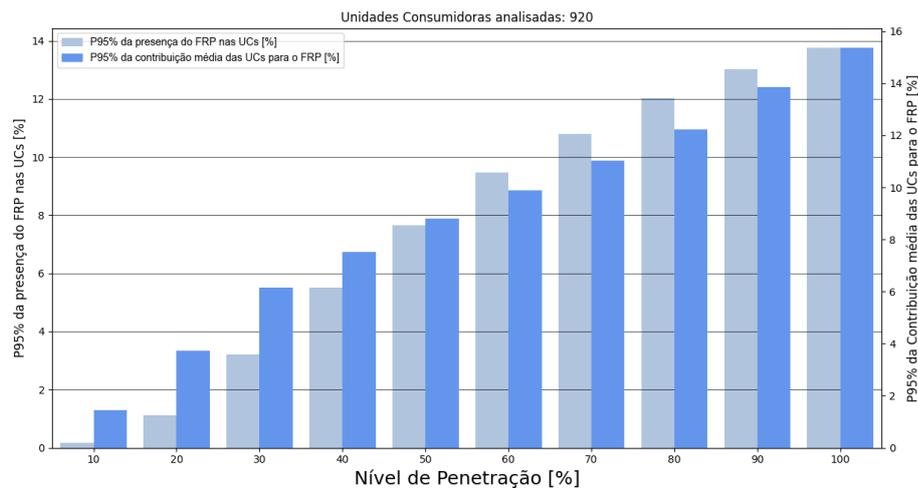


Figura 4.29 – P95% da presença do FRP nas UCs [%] e o P95% da contribuição média das UCs para o FRP [%] no alimentador em análise, considerando o caso 2.

As Figuras 4.29 e 4.30 indicam que houve uma diminuição significativa da presença do FRP nas UCs, respectivamente, com respeito ao alimentador e aos transformadores, e que esses indicadores se elevam à medida que se aumenta o nível de penetração fotovoltaica. Além disso, a presença do FRP nas UCs no tocante ao alimentador é menor que essa grandeza em relação aos transformadores. Ao se aferir o nível de penetração de 40%, por exemplo, menos de 6% das UCs conectadas ao alimentador apresentam FRP, enquanto que, para os transformadores, esse valor é de, aproximadamente, 7,6%. Ao se considerar, para esse mesmo valor de  $pen_{SFV}$ , o caso base, a presença de FRP nas UCs é próxima de 8% em oposição a 11% das UCs dos transformadores. O uso do caso 2, logo, provocou uma grande redução na presença do FRP averiguada tanto no alimentador quanto nos transformadores.

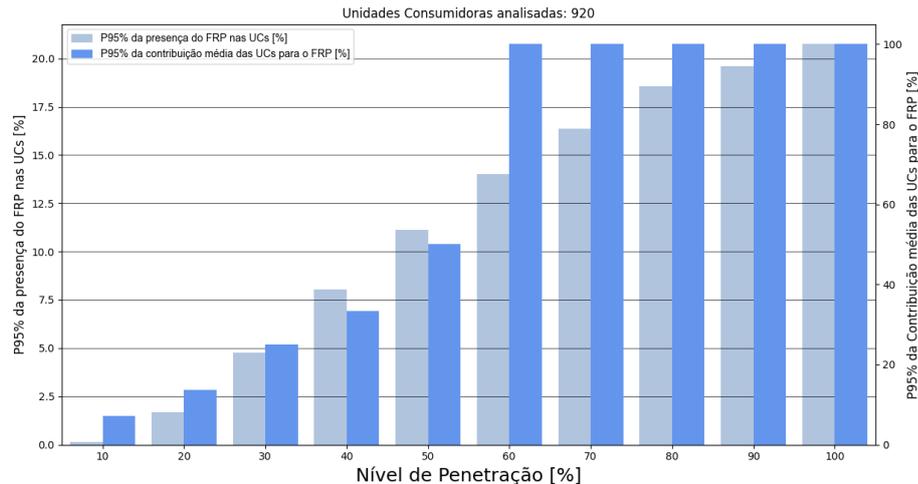


Figura 4.30 – P95% da presença do FRP nas UCs [%] e o P95% da contribuição média das UCs para o FRP [%] nos transformadores de distribuição, considerando o caso 2.

Das Figuras 4.29 e 4.30, no que tange à contribuição das UCs para o FRP, constata-se que não houve redução relevante dessa grandeza no alimentador e nos transformadores de distribuição. Outrossim, ocorreu uma grande diferença nas ordens de grandeza dos resultados para o alimentador e para os transformadores considerados. Ao se analisar o nível de penetração de 40%, por exemplo, a contribuição das UCs para o FRP no alimentador é de pouco menos de 8% em contraste com cerca de 35% nos transformadores. Ao se confrontar essa estratégia com o caso base, para esse mesmo patamar, a contribuição das UCs no alimentador é de cerca de 5% contra 51% nos transformadores de distribuição. As contribuições nos transformadores saturam em 100% para 60% de PV, enquanto o alimentador apresenta uma contribuição próxima de 15% para 100% de penetração.

A Figura 4.31 exibe o P95% da presença do FRP nos transformadores de distribuição [%] e o P95% da contribuição desses transformadores [%] para o FRP no alimentador em análise.

Ao se analisar a Figura 4.31, observa-se que não ocorreu uma mitigação significativa na presença do FRP nos transformadores de distribuição, porém, houve uma grande redução ao se considerar a contribuição média desses equipamentos para a inversão de fluxo no alimentador. Ademais, nota-se que essas duas grandezas crescem conforme se aumenta o nível de penetração. Para 40% de PV, por exemplo, mais de 20% dos transformadores apresentaram FRP com o P95% de sua contribuição próximo de 2%. Ao se comparar com o caso base para esse mesmo nível de penetração, aproximadamente 23% dos transformadores apresentaram FRP com o P95% do valor de sua contribuição igual a 40%.

#### 4.5.2 Análise dos impactos técnicos para o caso 2

As violações de tensão devido ao aumento da penetração de GDFV na rede ( $\Delta V_{pen}$ ), quando do emprego do caso 2, podem ser visualizados na Figura 4.32.

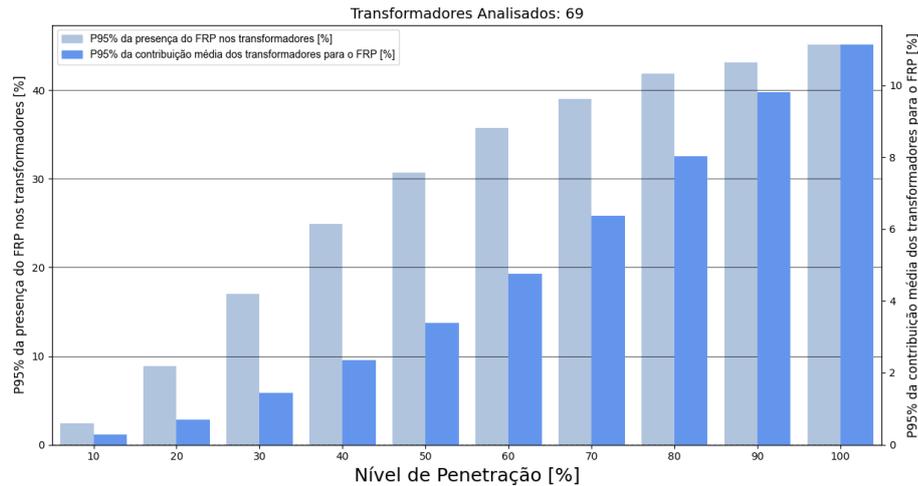


Figura 4.31 – P95% da presença do FRP nos transformadores de distribuição [%] e o P95% da contribuição desses transformadores [%] para o FRP no alimentador em análise, considerando o caso 2.

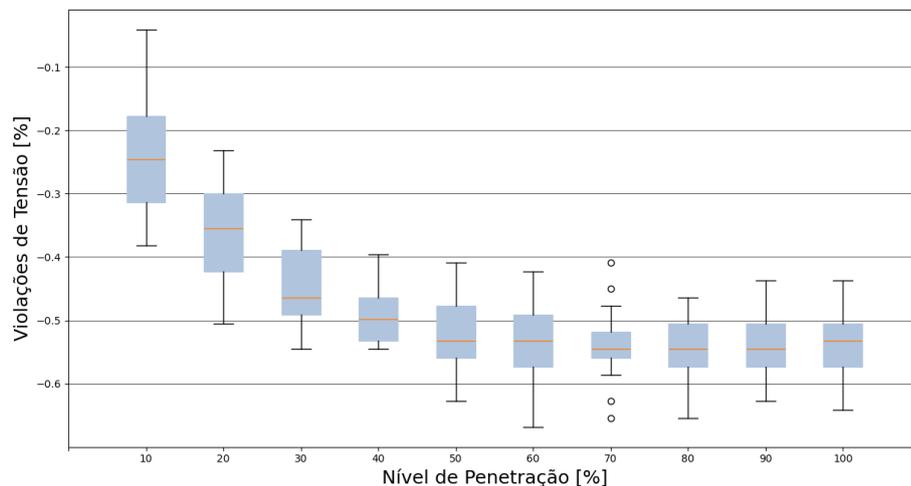


Figura 4.32 – Variação nos perfis de tensão do alimentador devido ao aumento da penetração de GDFV, considerando-se o caso 2.

Conforme a Figura 4.32, a implementação da solução proposta implicou em uma grande redução das violações de tensão quando comparada com o caso base. Até 50% de  $pen_{SFV}$ , registra-se diminuição nessa grandeza, estabilizando-se em cerca de  $-0,52\%$  de 60% a 100% de penetração. Os cortes de potência realizados, assim, foram capazes de mitigar a ocorrência de subtensões para todos os níveis de penetração, embora esse benefício tenda ao valor de  $-0,52\%$  para todos os níveis de PV. Isso se deve à grande redução de potência injetada na rede, o que reduz a ocorrência de sobretensões e, logo, de violações de tensão.

A Figura 4.33 exibe a variação dos valores médios horários das perdas técnicas em decorrência do aumento da integração de GDFV ( $\Delta L_{pen}$ ), quando do uso do caso 2.

Da Figura 4.33, percebe-se que houve uma grande diminuição das perdas técnicas para todos os níveis de penetração. Após 60% de PV, essa grandeza se mantém em cerca

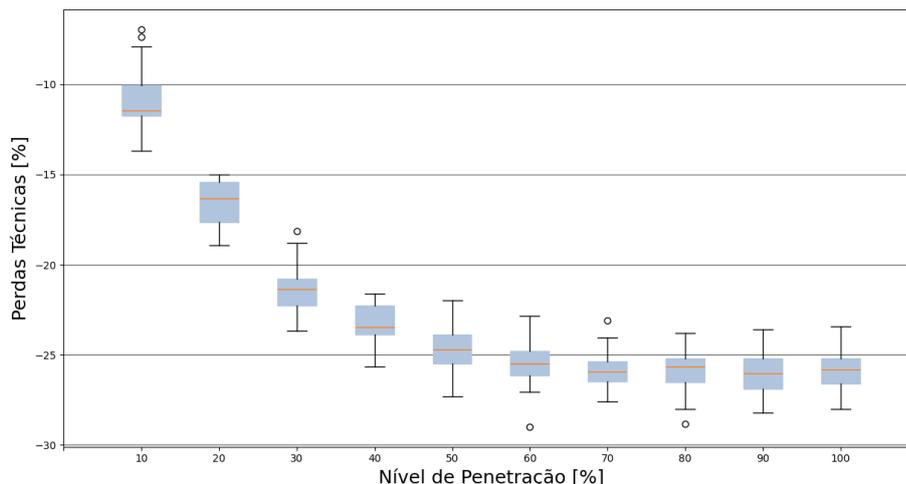


Figura 4.33 – Variação dos valores médios horários das perdas técnicas do alimentador devido ao aumento da penetração de GDFV, considerando-se o caso 2.

de  $-25\%$  para todos os  $pen_{SFV}$  considerados. Para 20%, 40% e 100% de PV, por exemplo, foram mensurados valores de  $\Delta L_{pen}$  próximos de  $-17\%$ ,  $-23\%$  e  $-26\%$ . O caso 2 resultou em uma grande melhoria no tocante à redução das perdas técnicas quando do aumento da penetração de GDFV na rede. Isso se deve aos cortes de potência realizados pelo caso 2, os quais provocaram a redução da potência injeta pelos SFVs e, em última instância, a diminuição da corrente elétrica na rede, o que ocasionou a redução das perdas técnicas. Da estabilização dessa solução após 60% de PV, depende-se que as restrições de potência realizadas não são suficientes para reduzir ainda mais os valores de  $\Delta L_{pen}$ .

A variação da demanda de pico devido ao aumento da integração de GDFV ( $\Delta D_{pen}$ ) para o caso 2 é exposta na Figura 4.34.

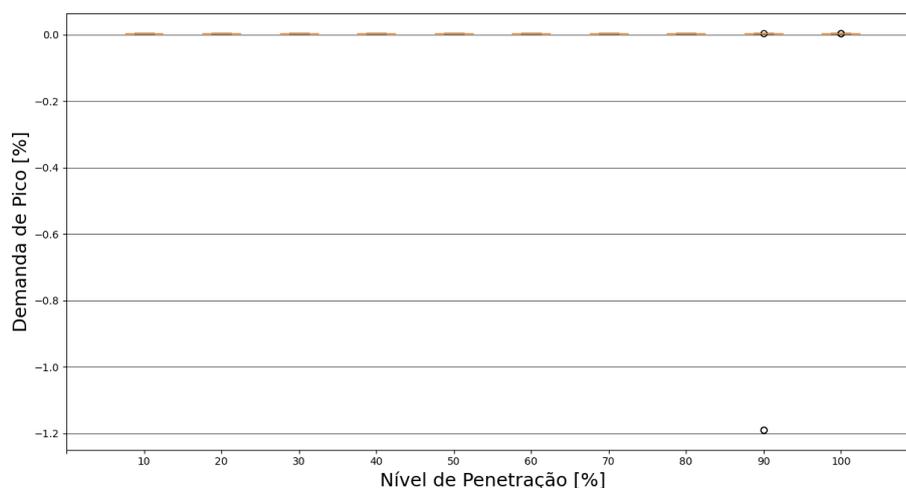


Figura 4.34 – Variação da demanda de pico do alimentador devido ao aumento da penetração de GDFV, considerando-se o caso 2.

Ao se analisar a Figura 4.34, conclui-se que a variação da demanda de pico foi reduzida para praticamente 0% com a adoção do caso 2. Como o aumento de  $\Delta D_{pen}$  ocorre quando há

um grande aumento da potência injetada pelos SFVs conectados à rede, o uso da solução proposta, que prevê cortes de potência dos últimos SFVs instalados (na ordem inversa de sua instalação) até que a soma delas seja igual à potência ativa em fluxo reverso no transformador, permite reduzir a potência injetada de modo a não se verificar mais o aumento dessa grandeza quando da elevação de penetração de GDFV. Dessa forma, a demanda de pico se dá em um horário no qual não há geração fotovoltaica, o que, para o alimentador considerado, corresponde ao período das 19h.

#### 4.5.3 Análise dos impactos econômicos para o caso 2

As Figuras 4.35 e 4.36 apresentam, por nível de penetração, os valores esperados do valor presente das monetizações das variações de tensão ( $E[VP_V]$ ), das perdas ( $E[VP_L]$ ), da demanda de pico ( $E[VP_D]$ ), e os seus respectivos riscos ( $\sigma[VP_V]$ ,  $\sigma[VP_L]$  e  $\sigma[VP_D]$ ) quando da aplicação do caso 2. Conforme realizado para o caso base, por meio dos valores da monetização dos níveis de tensão, das perdas técnicas e da demanda de pico, obteve-se o valor esperado do valor presente ( $E[VP_{MT}]$ ) e o risco de monetização total ( $\sigma[VP_{MT}]$ ) dos impactos técnicos devido à integração de GDFV para o caso 2.

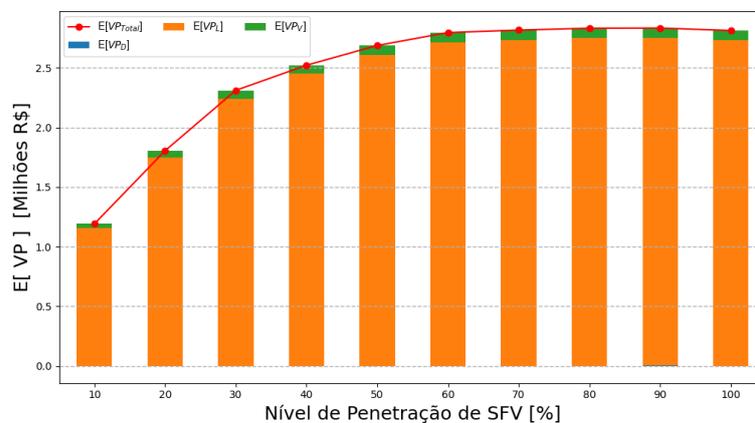


Figura 4.35 – Valores esperados do valor presente das monetizações das variações das tensões, das perdas, da demanda de pico e o total, considerando-se o caso 2.

Da Figura 4.35, nota-se que as perdas técnicas foram determinantes para os  $E[VP_{MT}]$  resultantes, e que a aplicação do caso 2 acarretou em benefícios econômicos consideráveis para todos os níveis de penetração. Ao se considerar, por exemplo, 20%, 40% e 100% de PV, os  $E[VP_{MT}]$  registrados foram de cerca de R\$ 1,7 milhões, R\$ 2,5 milhões e R\$ 2,7 milhões. Para níveis de penetração acima de 60%, há uma certa estabilização dos  $E[VP_{MT}]$  em torno de R\$ 2,7 milhões. Ao se confrontar esses resultados com o caso base, a estratégia em análise representou benefícios econômicos para níveis de penetração acima de 30% ao passo que, abaixo desse valor de penetração, foram atingidos valores próximos aos do caso base. Do ponto de vista da distribuidora, as restrições de potência realizadas representaram um grande

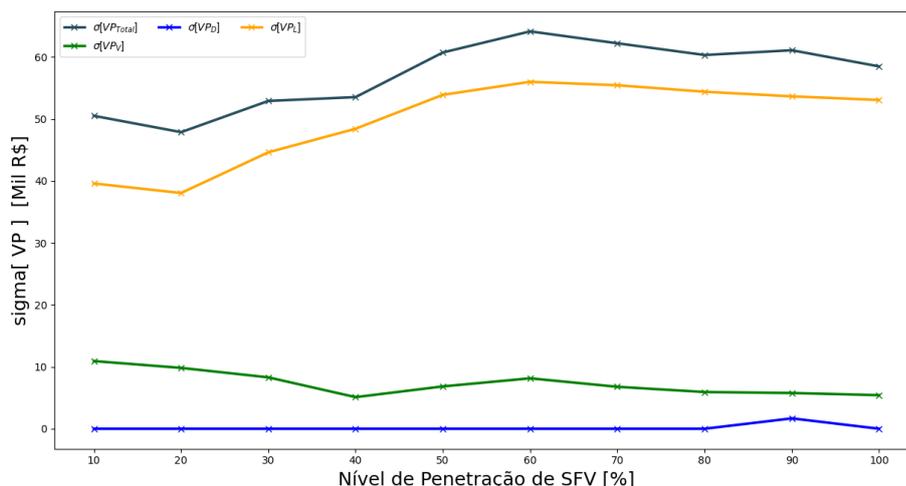


Figura 4.36 – Riscos associados às monetizações das variações das tensões, das perdas, da demanda de pico e o total, considerando-se o caso 2.

benefício econômico. Contudo, uma análise dos custos relacionados à manutenção e à vida útil dos equipamentos da rede elétrica, como cabos e transformadores, tornaria possível avaliar se o fato do caso 2 não eliminar completamente o FRP resulta em custos adicionais para o reparo ou troca desses elementos, conforme proposto em (Frotscher *et al.*, 2021) para os transformadores.

Ao se aferir a Figura 4.36, observa-se que os riscos associados aos valores monetizados, quando do emprego do caso 2, possuíam uma grande redução ao serem confrontados com o caso base. Para 70% de penetração, por exemplo, a solução aplicada possui  $\sigma[VP_{MT}]$  próximo de R\$ 58 mil. Em contrapartida, o caso 0 apresenta  $\sigma[VP_{MT}]$  de praticamente R\$ 210 mil. As variações das incertezas em análise são pequenas, e atingem valores de, no máximo, pouco mais de R\$ 10 mil. Para a demanda de pico, o desvio padrão obtido é de cerca de R\$ 0. Dessa forma, os cortes de potência realizados nos SFVs corresponderam a uma grande redução da incerteza no tocante aos impactos econômicos da integração de GDFV na rede de distribuição.

Na próxima seção, implementa-se uma solução que visa a solucionar o FRP com base na potência injetada pelos SFVs conectados à rede.

## 4.6 Resultados do caso 3

Esta seção expõe os resultados referentes ao caso 3. Nessa estratégia, as potências geradas pelos últimos SFVs instalados que contribuíram para o FRP no transformador (na ordem inversa da sua conexão na rede) são restringidas até que a soma das potências geradas por eles seja igual ao FRP no transformador onde eles estão conectados. Logo, os SFVs que não contribuem para o FRP no transformador são isentos de cortes de potência. Essa solução pode implicar na desconexão temporária de alguns SFVs da rede.

### 4.6.1 Caracterização do fluxo reverso de potência para o caso 3

Na Figura 4.37, são expostos os resultados concernentes ao P95% da intensidade do FRP do alimentador e o P95% da contribuição média dos transformadores de distribuição para o FRP, em porcentagem de suas potências nominais.

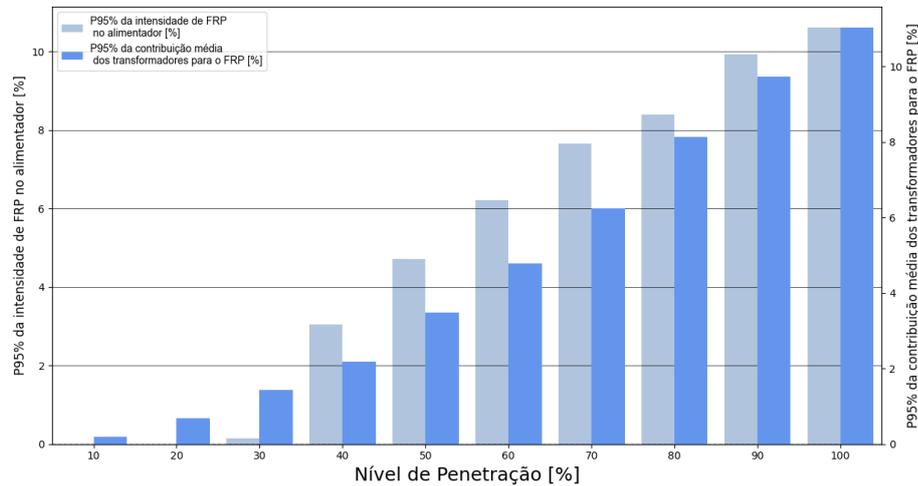


Figura 4.37 – P95% da intensidade do FRP do alimentador e o P95% da contribuição média dos transformadores de distribuição para o FRP, em porcentagem de suas potências nominais, considerando o caso 3.

De acordo com a Figura 4.37, constata-se que o emprego da solução proposta resulta em uma grande redução do FRP tanto no alimentador quanto nos transformadores de distribuição. Apesar disso, o fluxo reverso cresce conforme o nível de PV. Ao se analisar os níveis de penetração de 40%, 80% e 90%, a intensidade do FRP no alimentador é aproximadamente igual a, respectivamente, 3%, 8,2% e 9,9%. Os transformadores, por outro lado, possuem contribuição média em torno de 2,1%, 8,0% e 9,7%, nessa ordem. Para esses mesmos valores de  $pen_{SFV}$ , o caso base apresenta intensidade de FRP no alimentador de praticamente 20%, 62% e 72%, enquanto os transformadores de distribuição registram uma contribuição média próxima de 40%, 100% e 110%, respectivamente. Diferentemente do obtido para o caso 0, a intensidade de FRP no alimentador nem sempre é menor que a contribuição média dos transformadores. Contudo, o FRP não é reduzido de forma justa, tendo em vista que, apesar de restringir apenas UCs que contribuíram para o FRP, a solução em análise pode cortar a potência gerada pelos SFVs em um valor maior que a sua injeção de potência. Em outras palavras, ainda que os prossumidores limitados consumam parte do que produzem, eles podem ser momentaneamente desconectados da rede de distribuição. Desse modo, observa-se que UCs as quais foram instaladas anteriormente possuem privilégios em relação aquelas cuja instalação se deu posteriormente.

A solução em análise não atende ao sugerido pela resolução 1059 da ANEEL (ANEEL, 2023d). Uma vez que essa solução reduz a potência gerada pelos SFVs no mesmo valor do FRP, era esperado que esse fenômeno fosse eliminado. Isso não foi verificado porque o caso 3

não considera possíveis variações probabilísticas nas potências consumidas pelas UCs. Dessa forma, é possível que esses elementos consumam menos potência que o valor inicialmente registrado. Logo, o total de potência gerada pelos SFVs pode ser maior que o consumo total das UCs conectadas a um transformador. Por conseguinte, ainda há fluxo reverso na rede, embora esse fenômeno seja severamente mitigado em relação ao caso base.

A Figura 4.38 exibe os resultados referentes à permanência média do FRP (em horas/dias) no alimentador e nos transformadores de distribuição.

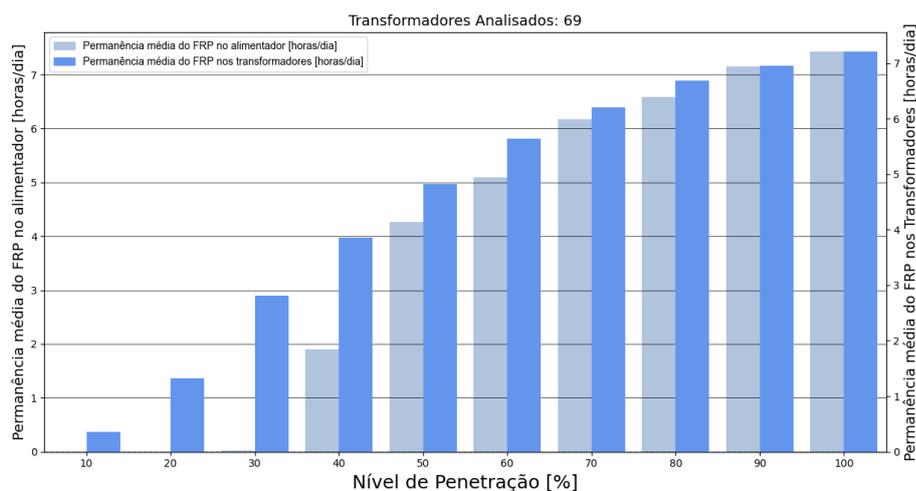


Figura 4.38 – Permanência média do FRP (em horas/dia) nos transformadores e no alimentador em avaliação, considerando o caso 3.

Da Figura 4.38, registrou-se uma pequena redução da permanência média do FRP no alimentador e nos transformadores. Além disso, essa grandeza aumenta para os elementos em análise à medida que se eleva o nível de penetração. Até 60% de PV, o alimentador experiencia inversão de fluxo por um período menor que os transformadores. Porém, após esse patamar, esses elementos se mantêm em FRP por um período de tempo semelhante. Para 40% de penetração, por exemplo, o alimentador possui uma permanência média do fluxo reverso de cerca de 1h50min em oposição a pouco menos de 4h nos transformadores. Para o nível de penetração de 90%, todavia, tanto o alimentador quanto os transformadores experienciam inversão de fluxo por, aproximadamente, 7h. Em contrapartida, ao se considerar o caso 0 para 40% e 90% de penetração, o alimentador se mantém em FRP por quase 5h30min e 8h, nessa ordem, contra 4h30min e 7h para os transformadores. Isso decorre das restrições de potência aplicadas aos SFVs devido ao emprego do caso 3, as quais reduzem a injeção de potência na rede. Por consequência, o período no qual o alimentador se encontra em fluxo reverso é diminuído.

O  $P95\%$  da presença de FRP nas UCs [%] e o  $P95\%$  da contribuição média das UCs para o FRP [%] no alimentador e nos transformadores de distribuição, respectivamente, podem ser visualizados nas Figuras 4.39 e 4.40.

Das Figuras 4.39 e 4.40, percebe-se que houve uma grande redução da presença

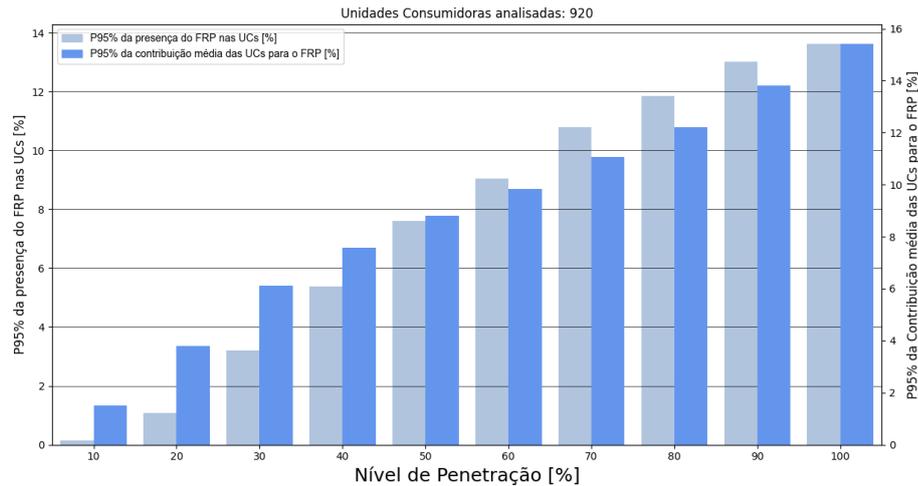


Figura 4.39 – P95% da presença do FRP nas UCs [%] e o P95% da contribuição média das UCs para o FRP [%] no alimentador em análise, considerando o caso 3.

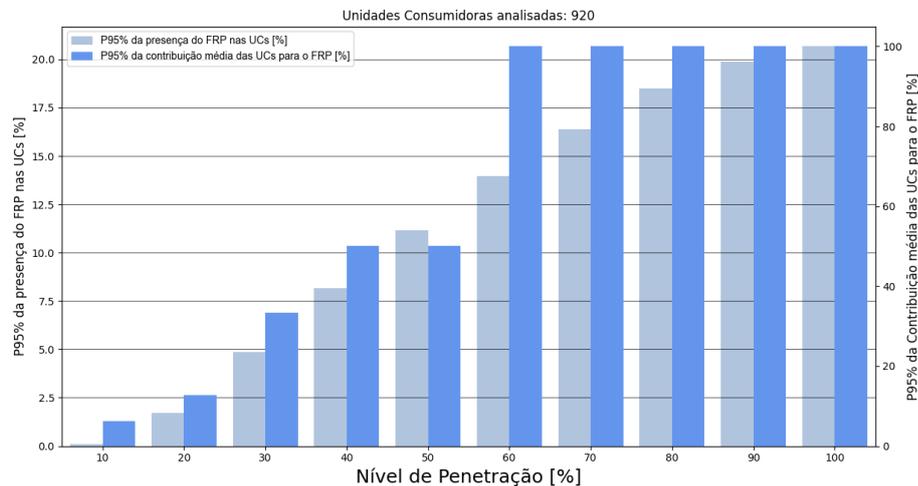


Figura 4.40 – P95% da presença do FRP nas UCs [%] e o P95% da contribuição média das UCs para o FRP [%] nos transformadores de distribuição, considerando o caso 3.

do FRP tanto no alimentador quanto nos transformadores de distribuição, ainda que essa grandeza aumente conforme o nível de PV para os equipamentos em análise. Ademais, a presença do FRP no alimentador é menor que o valor desse indicador para os transformadores. Para 40% de  $pen_{SFV}$ , cerca de 5% das UCs conectadas ao alimentador estão em fluxo reverso contra quase 7,6% para os transformadores. Em contrapartida, ao se avaliar o caso 0, aproximadamente 8% das UCs do alimentador se encontram em FRP, enquanto 11% das UCs dos transformadores apresentam esse fenômeno. Dessa forma, o caso 3 resultou em uma redução relevante da presença do FRP tanto no alimentador quanto nos transformadores.

Ao se analisar as Figuras 4.39 e 4.40 no que diz respeito à contribuição das UCs para o FRP, nota-se que houve uma leve redução desse indicador no alimentador e nos transformadores de distribuição. Apesar disso, houve uma elevada diferença nas ordens de grandeza dos resultados para o alimentador e para os transformadores em análise. Para 40%

de penetração, por exemplo, a contribuição das UCs para o FRP no alimentador está em torno de 8% em oposição a cerca de 50% nos transformadores. Ao se comparar essa solução com o caso base para esse mesmo valor de PV, aproximadamente, a contribuição das UCs no alimentador é de 5% contra 51% nos transformadores. As contribuições nos transformadores saturam em 100% para 60% de  $pen_{SFV}$ , enquanto o alimentador possui uma contribuição máxima próxima de 15% para 100% de penetração.

A Figura 4.41 expõe o P95% da presença do FRP nos transformadores de distribuição [%] e o P95% da contribuição desses transformadores [%] para o FRP no alimentador analisado.

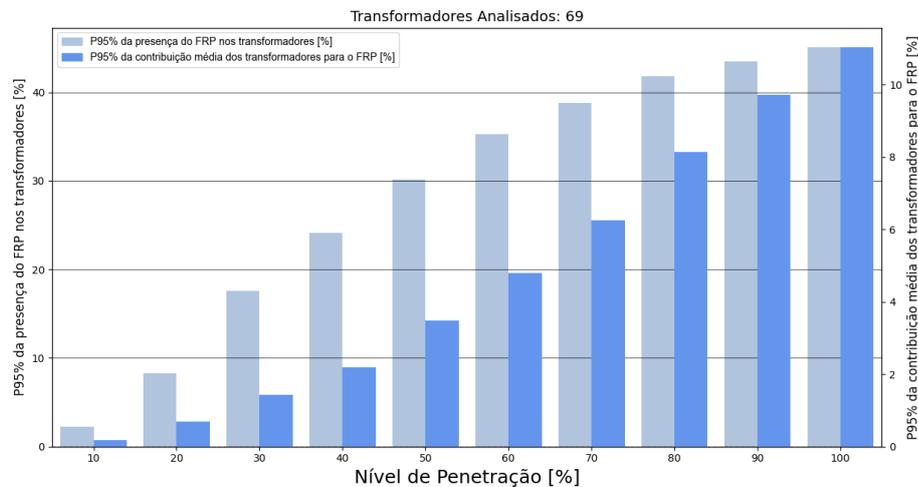


Figura 4.41 – P95% da presença do FRP nos transformadores de distribuição [%] e o P95% da contribuição desses transformadores [%] para o FRP no alimentador em análise, considerando o caso 3.

Da Figura 4.41, observa-se que houve uma mitigação considerável na contribuição dos transformadores para o fluxo reverso. Porém, essa redução não é verificada para a presença do FRP nesses elementos. Além disso, nota-se que esses indicadores se elevam à medida que se aumenta o nível de penetração. Ao se analisar o valor de 40% de PV, cerca de 23% dos transformadores se encontram em fluxo reverso com o P95% de sua contribuição de 2%. Ao se comparar esses resultados com o caso base para esse mesmo patamar, quase 23% dos transformadores apresentam FRP com o P95% de sua contribuição igual a 40%. Apesar de apenas UCs que contribuíram para o FRP terem sofrido cortes de potência, a estratégia proposta não foi capaz de eliminar completamente a presença do FRP nos transformadores de distribuição, mesmo que a sua contribuição tenha sido severamente mitigada. Isso ocorre porque o caso 3 não considera variações no consumo das UCs. Dessa forma, não foi possível obter o equilíbrio entre geração e consumo que erradica a inversão de fluxo.

### 4.6.2 Análise dos impactos técnicos para o caso 3

As violações de tensão devido à integração de GDFV ( $\Delta V_{pen}$ ) para o caso 3 podem ser visualizadas na Figura 4.42.

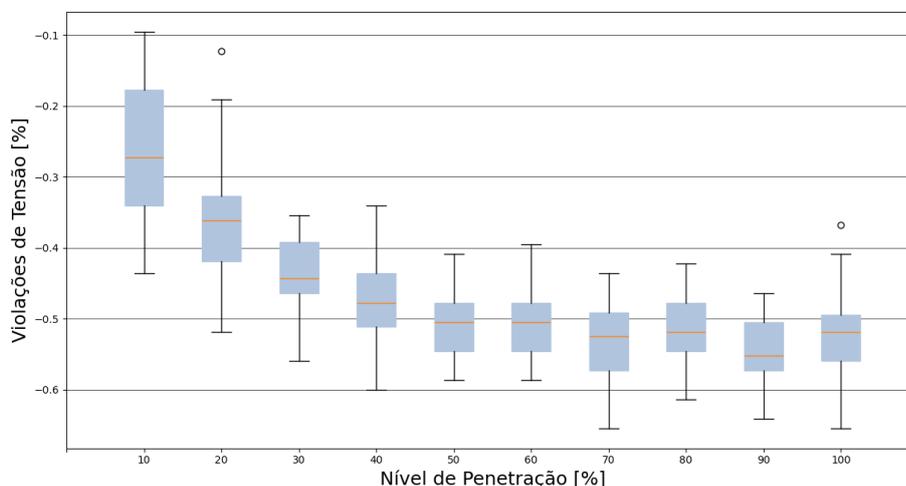


Figura 4.42 – Variação nos perfis de tensão do alimentador devido ao aumento da penetração de GDFV, considerando-se o caso 3.

A Figura 4.42 indica que houve uma grande redução nas violações de tensão decorrentes da integração de GDFV para a solução aplicada em relação ao caso base. Além disso, a partir de 50% de penetração, ocorreu uma estabilização dessa grandeza em torno de  $-0,5\%$ . Essa melhora em relação aos perfis de tensão da rede é uma consequência da mitigação do FRP. Isso ocorre porque a redução da potência gerada pelos SFVs, com o objetivo de se evitar o excesso de injeção de potência na rede, implica em uma menor ocorrência de violações relacionadas a sobretensões.

Na Figura 4.43, a variação dos valores médios horários das perdas técnicas devido ao aumento da penetração de GDFV ( $\Delta L_{pen}$ ) ao se utilizar o caso 3 é exibida.

Ao se analisar a Figura 4.43, constata-se que houve uma grande redução das perdas técnicas em relação ao caso base, em especial, após 20% de penetração. Após 50% de penetração, a variação dessas perdas se estabiliza em torno de  $-25\%$ . Dessa forma, a redução do FRP acarretou em uma considerável atenuação das perdas técnicas. Por fim, essa grande diminuição verificada em  $\Delta L_{pen}$  se deve à redução da corrente elétrica na rede em decorrência da redução da potência injetada pelos SFVs que contribuíram para o fluxo reverso.

A Figura 4.44 expressa a variação da demanda de pico decorrente do aumento da inserção de GDFV ( $\Delta D_{pen}$ ) para o caso 3.

Da Figura 4.44, afere-se que, quando do emprego do caso 3, a variação na demanda de pico foi reduzida a valores próximos de 0. Como a elevação na demanda de pico está relacionada ao excesso de potência injetada na rede, a redução dessa injeção, devido aos cortes realizados nos SFVs que contribuíram para o FRP, acarreta na manutenção dessa

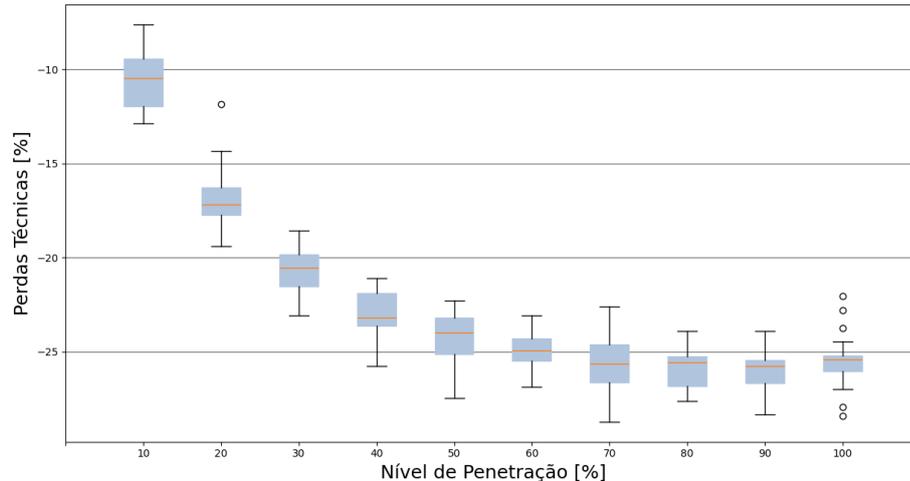


Figura 4.43 – Variação dos valores médios horários das perdas técnicas do alimentador devido ao aumento da penetração de GDFV, considerando-se o caso 3.

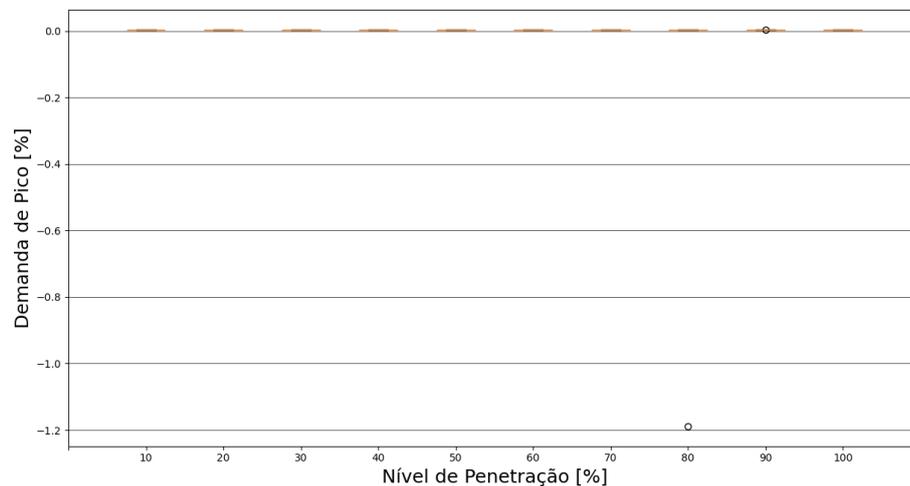


Figura 4.44 – Variação da demanda de pico do alimentador devido ao aumento da penetração de GDFV, considerando-se o caso 3.

grandeza em seu patamar original.

### 4.6.3 Análise dos impactos econômicos para o caso 3

As Figuras 4.45 e 4.46 apresentam, por nível de penetração, os valores esperados do valor presente das monetizações das variações de tensões ( $E[VP_V]$ ), das perdas ( $E[VP_L]$ ), da demanda de pico ( $E[VP_D]$ ), e os seus respectivos riscos ( $\sigma[VP_V]$ ,  $\sigma[VP_L]$  e  $\sigma[VP_D]$ ) quando do emprego da solução descrita no caso 3. Da mesma forma que realizado para o caso 0, de posse dos valores monetizados dos níveis de tensão, das perdas técnicas e da demanda de pico, obteve-se o valor esperado do valor presente ( $E[VP_{MT}]$ ) e o risco de monetização total ( $\sigma[VP_{MT}]$ ) dos impactos técnicos devido à integração de GDFV para o caso 3.

Da Figura 4.45, observa-se que as perdas técnicas foram o fator determinante para o  $E[VP_{MT}]$  resultante. Ao ser comparada com o caso 0, o emprego da solução em análise

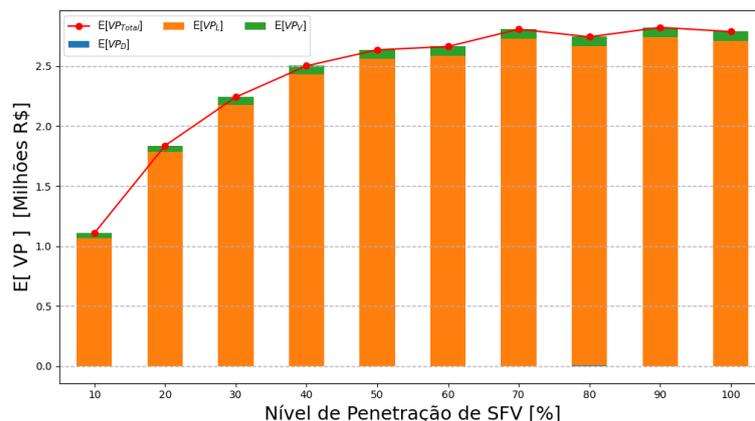


Figura 4.45 – Valores esperados do valor presente das monetizações das variações das tensões, das perdas, da demanda de pico e o total, considerando-se o caso 3.

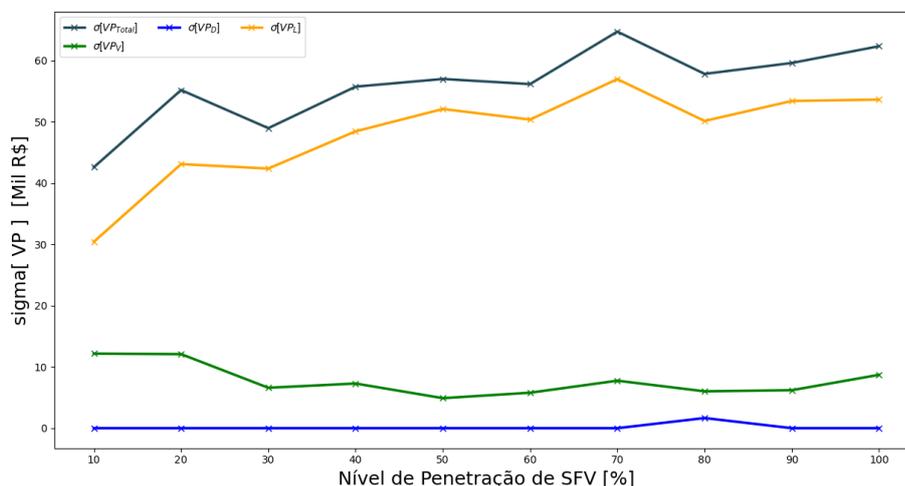


Figura 4.46 – Riscos associados às monetizações das variações das tensões, das perdas, da demanda de pico e o total, considerando-se o caso 3.

registrou benefícios significativos para níveis de penetração acima de 30%. A partir de 50% de PV, nota-se uma certa estabilização dos  $E[VP_{MT}]$  em torno de R\$ 2,7 milhões. Por fim, nota-se que, até 30% de PV, os valores esperados do valor presente são semelhantes para o caso base e a estratégia em uso.

Em concordância com a Figura 4.46, os riscos decorrentes dos valores monetizados para a solução proposta resultaram em montantes muito menores que os registrados para o caso base. Para 70% de PV, por exemplo, o caso 3 possui  $\sigma[VP_{MT}]$  próximo de R\$ 63 mil, enquanto que o caso 0 indicou um desvio padrão de cerca de R\$ 210 mil. Além do mais, foram registradas variações de, no máximo, R\$ 25 mil para as incertezas consideradas. Destaca-se que o risco associado à demanda de pico registrou valores próximos a 0. Dessa forma, a mitigação do FRP nos transformadores de distribuição representou uma grande redução nas incertezas concernentes à rede de distribuição.

A seguir, a estratégia de restrição de potência dos SFVs é modificada com o intuito de se eliminar o FRP em um transformador de distribuição igualando-se a potência gerada por uma UC à sua potência consumida.

## 4.7 Resultados do caso 4

Nesta seção, são expostos os resultados referentes ao caso 4. Nessa solução, as potências geradas pelos últimos SFVs instalados que contribuíram para o FRP no transformador (no arranjo inverso da sua conexão na rede) são restringidas até que as suas potências geradas sejam iguais às consumidas pelas UCs onde eles estão conectados (política de autoconsumo). Em outras palavras, esse método é aplicado até que a soma da potência restringida nos geradores que contribuem para o FRP seja igual à potência ativa em fluxo reverso no transformador. Essa estratégia é efetuada somente em transformadores que experienciaram inversão de fluxo durante a hora em investigação. Esse caso pode causar a desconexão momentânea de alguns SFVs da rede caso suas cargas não consumam potência durante o período analisado.

### 4.7.1 Caracterização do fluxo reverso de potência para o caso 4

O P95% da intensidade do FRP do alimentador e o P95% da contribuição média dos transformadores de distribuição para o FRP, em porcentagem de suas potências nominais, é exibido na Figura 4.47.

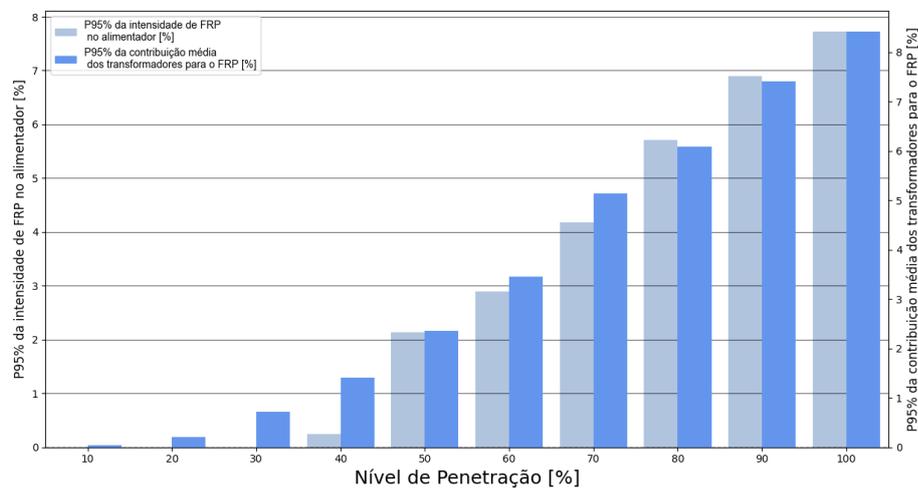


Figura 4.47 – P95% da intensidade do FRP do alimentador e o P95% da contribuição média dos transformadores de distribuição para o FRP, em porcentagem de suas potências nominais, considerando o caso 4.

Ao se analisar a Figura 4.47, constata-se que houve uma grande redução do FRP tanto no alimentador quanto nos transformadores de distribuição, embora o fluxo reverso ainda aumente conforme o nível de penetração. Para 40%, 80% e 100% de PV, por exemplo, a intensidade de FRP no alimentador é próxima de 0,3%, 5,6% e 7,6%, nessa ordem. No entanto, para esses mesmos valores de  $pen_{SFV}$ , os transformadores possuem contribuição

média de cerca de 1,3%, 6,0% e 8,4%. Para esses mesmos patamares, o caso base apresenta intensidade de FRP no alimentador de, aproximadamente, 20%, 62% e 81% ao passo que os transformadores registram contribuição média de, aproximadamente, 40%, 100% e 125%, nessa ordem. Diferentemente do caso base, o alimentador começa a apresentar inversão de fluxo a partir de 40% de penetração ao invés de 30%. Isso ocorre devido ao caso 4 diminuir o FRP de forma mais justa, uma vez que penaliza apenas UCs que contribuíram para esse fenômeno e, ainda, realizá-lo de modo a aplicar uma política de autoconsumo.

A solução em análise, contudo, não cumpre o requisito de eliminação do FRP estabelecido na resolução 1059 da ANEEL (ANEEL, 2023d). Como o caso 4 não contempla possíveis variações estocásticas no consumo das UCs, é possível que essas unidades consumam menos potência que o valor inicialmente obtido. Assim, igualar a potência gerada pelos SFVs dessas UCs com o seu consumo previamente mensurado pode acarretar em pequenas injeções de potência por parte desses elementos. Ao se somar todas essas contribuições, o FRP ainda ocorre na rede de distribuição. Para se resolver o fluxo reverso, logo, é necessário que esse efeito probabilístico seja considerado no método utilizado para sua erradicação.

A Figura 4.48 retrata a permanência média do FRP (em horas/dia) no alimentador e nos transformadores de distribuição.

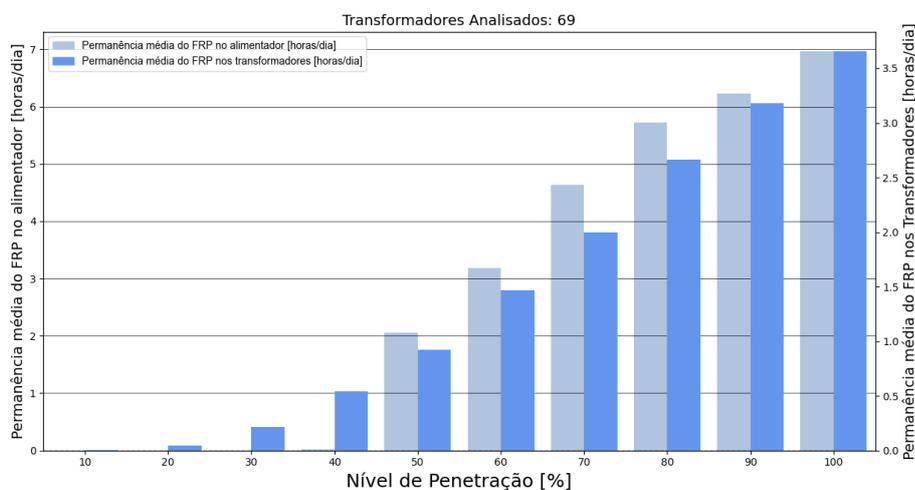


Figura 4.48 – Permanência média do FRP (em horas/dia) nos transformadores e no alimentador em avaliação, considerando o caso 4.

Em concordância com a Figura 4.48, não houve uma diminuição considerável na permanência do FRP no alimentador. No entanto, para os transformadores, essa grandeza apresenta uma grande redução. Além disso, o período que os elementos em análise apresentam fluxo reverso se eleva à medida que se aumenta o nível de penetração. Até 40% de PV, o alimentador não apresenta inversão de fluxo, porém, acima desse patamar, esse componente permanece em FRP por um período maior que os transformadores. Para 60% de penetração, o alimentador permaneceu em FRP por pouco mais de 3h em oposição a pouco menos de 1h30min registrado nos transformadores. Em contrapartida, ao se considerar o

caso 0, para esse mesmo valor de  $pen_{SFV}$ , o alimentador se manteve em FRP por mais de 6h30min enquanto os transformadores experienciaram esse fenômeno por pouco menos de 6h. Uma vez que o caso 4 penaliza apenas UCs que contribuíram para o FRP, é de se esperar que a permanência nos transformadores diminua por se reduzir consideravelmente a potência injetada. Por outro lado, visto que o alimentador considera todos os SFVs da rede, as variações probabilísticas no consumo das UCs não possibilita uma grande mitigação dessa grandeza para a estratégia aplicada. Houve, entretanto, uma grande redução no FRP, em módulo.

O P95% da presença de FRP nas UCs [%] e o P95% da contribuição média das UCs para o FRP [%] no alimentador e nos transformadores de distribuição, respectivamente, são expostos nas Figuras 4.49 e 4.50.

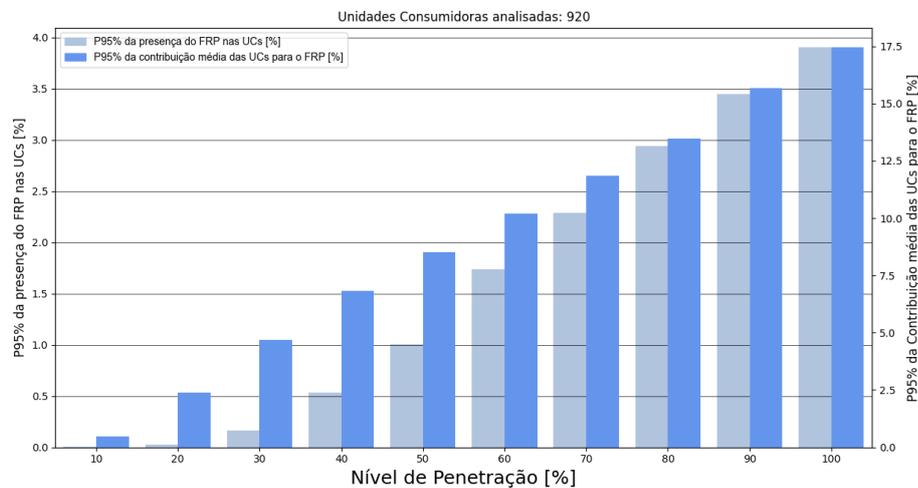


Figura 4.49 – P95% da presença do FRP nas UCs [%] e o P95% da contribuição média das UCs para o FRP [%] no alimentador em análise, considerando o caso 4.

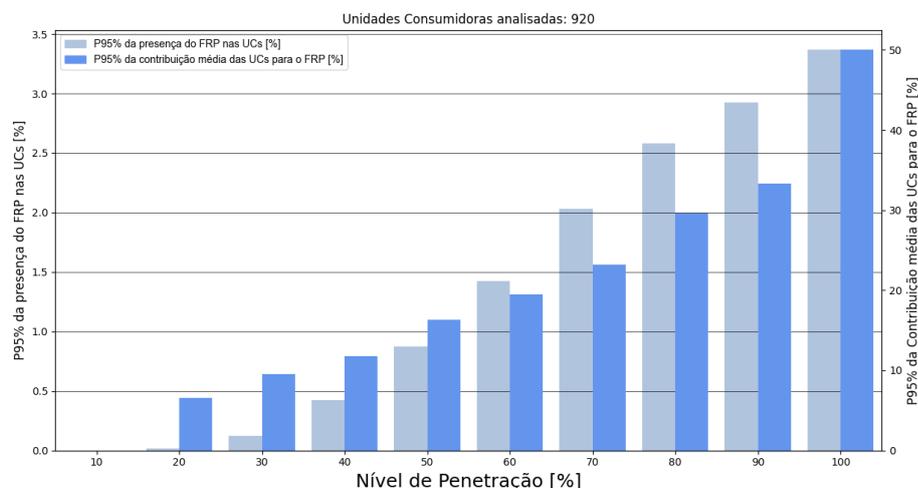


Figura 4.50 – P95% da presença do FRP nas UCs [%] e o P95% da contribuição média das UCs para o FRP [%] nos transformadores de distribuição, considerando o caso 4.

Das Figuras 4.49 e 4.50, percebe-se que houve uma grande redução da presença do

FRP nas UCs, respectivamente, em relação ao alimentador e aos transformadores. Ademais, essa grandeza se eleva conforme o nível de PV para esses dois componentes em análise, e a presença do FRP nas UCs possui valores semelhantes no alimentador e nos transformadores de distribuição. Para 40% de penetração, por exemplo, cerca de 0,5% das UCs apresentam FRP tanto no alimentador quanto nos transformadores. Ao se considerar o caso base para esse mesmo patamar, quase 8% das UCs registram FRP no alimentador contra 11% das UCs dos transformadores. Dessa forma, o emprego do caso 4 foi capaz de mitigar e, aproximadamente, igualar a presença de FRP nas UCs no tocante ao alimentador e aos transformadores, visto que apenas UCs que contribuíram para o FRP sofreram cortes de potência.

Ao se analisar a contribuição das UCs para o FRP, as Figuras 4.49 e 4.50 indicam que não ocorreu uma mitigação relevante dessa grandeza no alimentador. Para os transformadores de distribuição, contudo, houve uma grande redução desse indicador. Mesmo assim, há uma diferença significativa nas ordens de grandezas dos resultados para o alimentador e para os transformadores em análise. Ao se averiguar o nível de penetração de 40%, por exemplo, a contribuição das UCs para o FRP no alimentador é de cerca de 7,5% em contraste com, aproximadamente, 13% nos transformadores. Em comparação com o caso base para esse mesmo nível de PV, a contribuição das UCs no alimentador é de 5% em oposição a 51% nos transformadores. A aplicação do caso 4, portanto, apresentou sucesso em relação a restringir as UCs que contribuíram para o FRP nos transformadores, tendo em vista que a responsabilidade por esse fenômeno nesses elementos se distribuiu entre os diversos SFVs conectados a esses equipamentos. É importante destacar que, em módulo, o FRP diminuiu tanto no alimentador quanto nos transformadores.

A Figura 4.51 demonstra o P95% da presença do FRP nos transformadores de distribuição [%] e o P95% da contribuição desses transformadores [%] para o FRP no alimentador em análise.

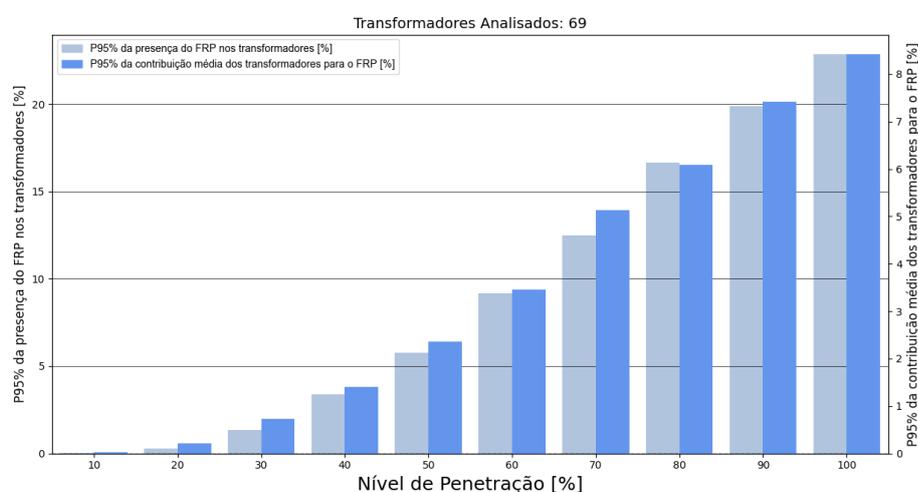


Figura 4.51 – P95% da presença do FRP nos transformadores de distribuição [%] e o P95% da contribuição desses transformadores [%] para o FRP no alimentador em análise, considerando o caso 4.

Ao se aferir a Figura 4.51, nota-se que ocorreu uma redução severa tanto na presença quanto na contribuição dos transformadores para o FRP, e que essas grandezas crescem à medida que se eleva o nível de PV. Para 40% de penetração, por exemplo, menos de 5% dos transformadores apresentaram inversão de fluxo com o  $P95\%$  de sua contribuição próximo de 1,5%. Ao se confrontar esses resultados com o caso base para esse mesmo valor de  $pen_{SFV}$ , cerca de 23% dos transformadores registraram FRP com o  $P95\%$  do valor de sua contribuição igual a 40%. Dessa forma, o uso de uma política de autoconsumo para os SFVs que contribuíram para o fluxo reverso resultou em uma grande mitigação da presença e da contribuição desse fenômeno nos transformadores de distribuição. Porém, como as variações estocásticas no consumo das UCs não foram consideradas, não foi possível eliminar o FRP completamente.

#### 4.7.2 Análise dos impactos técnicos para o caso 4

As violações de tensão em decorrência do aumento da integração de GDFV na rede ( $\Delta V_{pen}$ ) quando da aplicação do caso 4 podem ser averiguados na Figura 4.52.

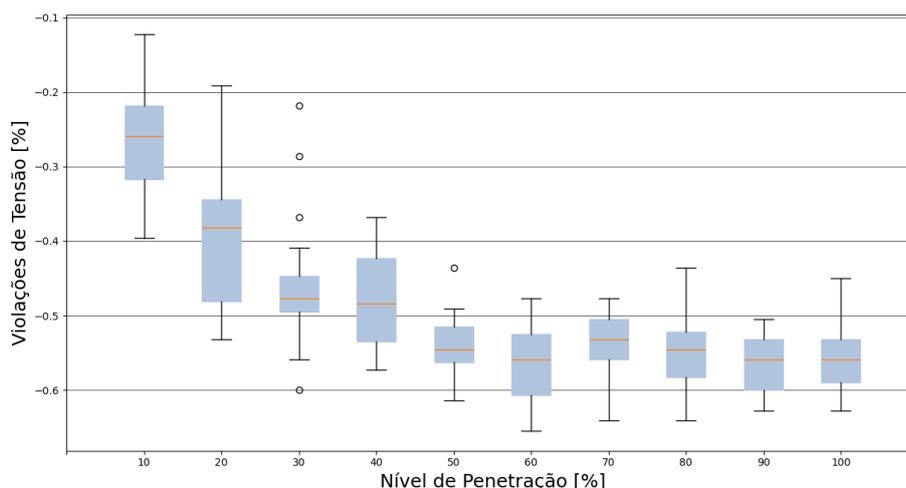


Figura 4.52 – Variação nos perfis de tensão do alimentador devido ao aumento da penetração de GDFV, considerando-se o caso 4.

Da Figura 4.52, o emprego da estratégia proposta resultou em uma severa redução nas violações de tensão quando comparada com o caso base. Até 50% de penetração, essa grandeza apresentou uma redução, estabilizando-se em um valor próximo de  $-0,55\%$  a partir de 60% de PV. Desse modo, aplicação do autoconsumo implicou em uma grande mitigação da ocorrência de subtensões para todos os níveis de penetração, ainda que esse resultado tenda a  $-0,55\%$  conforme se aumenta o valor de  $pen_{SFV}$ . Isso ocorre devido à diminuição da potência injetada na rede, o que reduz as sobretensões e, assim, as violações de tensão. Ressalta-se, todavia, que não considerar alterações no consumo das UCs acarretou em uma maior variação nos resultados obtidos. Esse fenômeno pode ser verificado, por exemplo, ao se aferir que a mediana dos dados para 60% de  $pen_{SFV}$  é levemente menor que a obtida para

70% de PV.

Os valores médios horários das perdas técnicas em decorrência do aumento da penetração de GDFV ( $\Delta L_{pen}$ ), quando do uso do caso 4, podem ser visualizados na Figura 4.53.

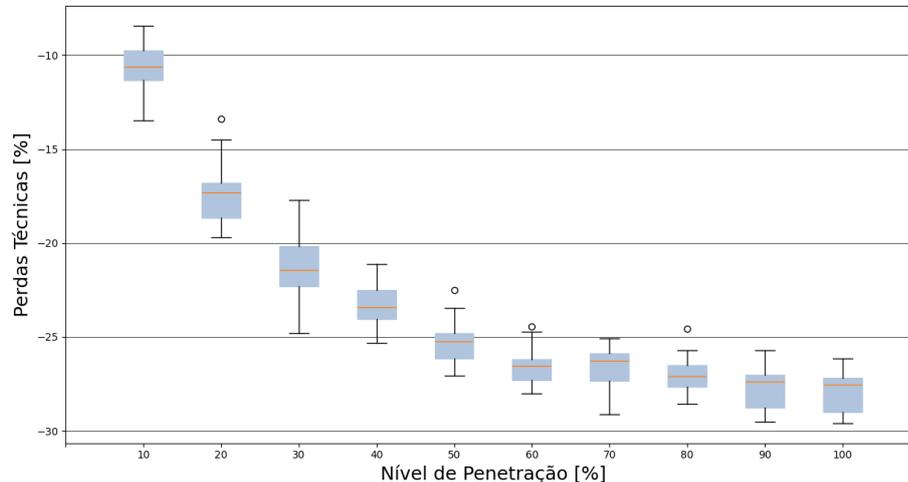


Figura 4.53 – Variação dos valores médios horários das perdas técnicas do alimentador devido ao aumento da penetração de GDFV, considerando-se o caso 4.

Ao se analisar a Figura 4.53, observa-se que ocorreu uma grande diminuição das perdas técnicas para todos os níveis de PV. Após 60% de  $pen_{SFV}$ , essa grandeza se mantém em torno de  $-27\%$  para os níveis de penetração em análise. Ao se considerar 20%, 40% e 100% de penetração, por exemplo, mensura-se valores de  $\Delta L_{pen}$  próximos de  $-17\%$ ,  $-23,5\%$  e  $-27\%$ . A solução proposta causou um grande benefício em relação à redução das perdas técnicas quando do aumento da integração de GDFV na rede. Isso se deve às restrições de potência aplicadas por essa estratégia, que provocaram uma grande redução da potência injetada pelos SFVs e, logo, uma considerável diminuição da corrente elétrica na rede, o que resultou na redução das perdas técnicas. No tocante à estabilização após 60% de PV, conclui-se que os cortes de potência efetuados não são suficientes para lidar com a variação probabilística do consumo das UCs e, assim, reduzir ainda mais os valores de  $\Delta L_{pen}$ .

A Figura 4.54 exibe a variação da demanda de pico devido ao aumento da penetração de GDFV ( $\Delta D_{pen}$ ).

Da Figura 4.54, obtiveram-se valores de  $\Delta D_{pen}$  de praticamente 0% quando do uso do caso 4. Como o aumento das variações na demanda de pico ocorre quando há um grande aumento da potência injetada pelos SFVs instalados na rede, o uso da solução em análise reduziu a potência injetada de modo a não se verificar mais o aumento desse indicador quando da elevação da integração de GDFV. Isso se deve pelo caso 4 restringir apenas UCs que contribuíram para o FRP, de forma a colocá-las em regime de autoconsumo. Por fim, nota-se que a demanda de pico se dá em um horário em que não há geração fotovoltaica, o que, para o alimentador de perfil majoritariamente residencial considerado, corresponde ao

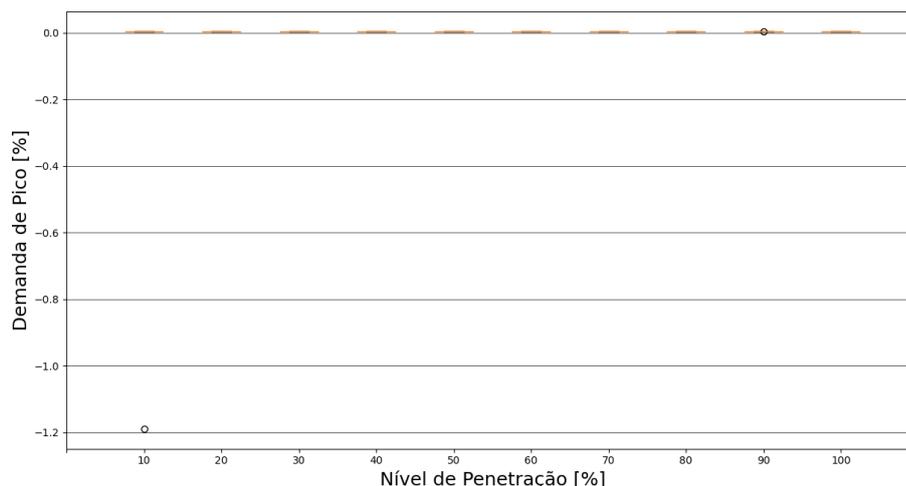


Figura 4.54 – Variação da demanda de pico do alimentador devido ao aumento da penetração de GDFV, considerando-se o caso 4.

período das 19h.

#### 4.7.3 Análise dos impactos econômicos para o caso 4

As Figuras 4.55 e 4.56 expõem, por nível de penetração, os valores esperados do valor presente das monetizações das variações de tensão ( $E[VP_V]$ ), das perdas ( $E[VP_L]$ ), da demanda de pico ( $E[VP_D]$ ), e os seus respectivos riscos ( $\sigma[VP_V]$ ,  $\sigma[VP_L]$  e  $\sigma[VP_D]$ ) quando do uso do caso 4. Do mesmo modo que efetuado para o caso 0, por meio dos valores da monetização dos níveis de tensão, das perdas técnicas e da demanda de pico, calculou-se o valor esperado do valor presente ( $E[VP_{MT}]$ ) e o risco de monetização total ( $\sigma[VP_{MT}]$ ) dos impactos técnicos em decorrência da integração de GDFV para o caso 4.

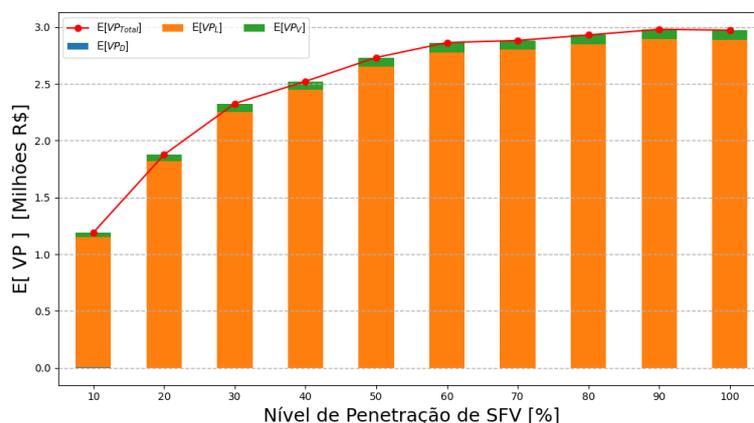


Figura 4.55 – Valores esperados do valor presente das monetizações das variações das tensões, das perdas, da demanda de pico e o total, considerando-se o caso 4.

Da Figura 4.55, percebe-se que as perdas técnicas são as maiores responsáveis para os  $E[VP_{MT}]$  obtidos, e que o emprego do caso 4 resultou em benefícios econômicos consideráveis

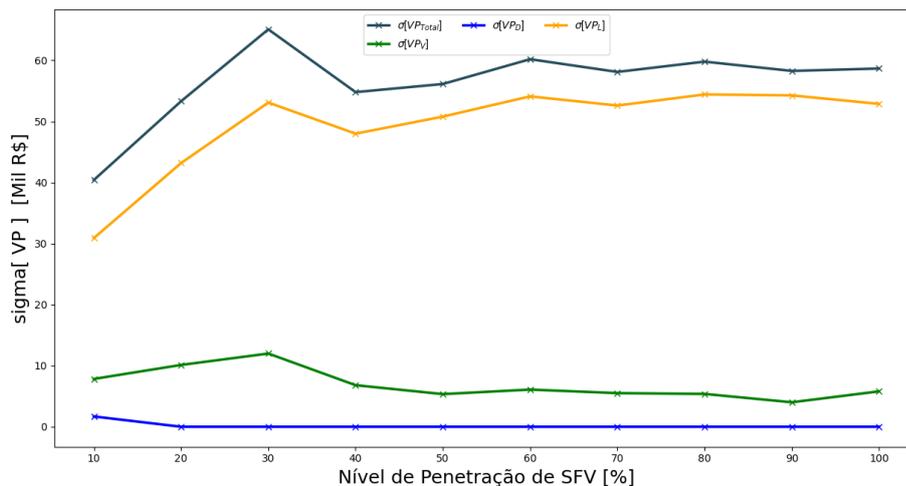


Figura 4.56 – Riscos associados às monetizações das variações das tensões, das perdas, da demanda de pico e o total, considerando-se o caso 4.

para todos os níveis de penetração. Para 20%, 40% e 100% de  $pen_{SFV}$ , os  $E[VP_{MT}]$  foram de cerca de R\$ 1,8 milhões, R\$ 2,5 milhões e R\$ 3,0 milhões. Os valores esperados do valor presente crescem até 80% de PV. Após esse nível de penetração, os  $E[VP_{MT}]$  se estabilizam em torno de R\$ 3 milhões. Em comparação com os resultados do caso base, a solução proposta representou benefícios econômicos significativos para níveis de penetração a partir de 30%, enquanto que, abaixo desse patamar, foram alcançados valores próximos ao caso 0.

Ao se analisar a Figura 4.56, nota-se que os riscos associados aos valores monetizados, quando da aplicação do caso 4, possuíram uma grande redução ao serem comparados com o caso 0. Para 70% de PV, por exemplo, a estratégia aplicada possui  $\sigma[VP_{MT}]$  igual a, aproximadamente, 55 mil. Por outro lado, o caso base registra  $\sigma[VP_{MT}]$  próximo de R\$ 210 mil. As variações nas incertezas são relativamente pequenas, e alcançam valores de, no máximo, pouco mais de R\$ 25 mil. Para a demanda de pico, o desvio padrão resultante é de quase R\$ 0. Em comparação com o caso base, portanto, as restrições de potência efetuadas nos SFVs representaram uma diminuição significativa nas incertezas relacionadas aos impactos econômicos decorrentes do aumento de penetração de GDFV na rede de distribuição.

Na próxima seção, propõe-se uma solução que aplica um fator de segurança em relação à política de autoconsumo do caso 4 com o intuito de se tratar as variações estocásticas no consumo das UCs presentes na rede.

## 4.8 Resultados do caso 5

Nesta seção, são contemplados os resultados correspondentes ao caso 5. Nessa solução, todos os SFVs que injetaram potência na rede são restringidos até que as suas respectivas potências geradas sejam iguais a 90% das potências consumidas por suas respectivas cargas. Essa restrição de 90% se configura como um fator de segurança, tendo em vista que a potência consumida por uma UC pode ser menor que a inicialmente registrada por causa da estocas-

tidade do modelo empregado para as cargas da rede elétrica. Essa solução é empregada apenas para geradores conectados a transformadores de distribuição que experienciaram FRP durante a hora em análise. Esse caso pode implicar na desconexão temporária de alguns SFVs da rede.

#### 4.8.1 Caracterização do fluxo reverso de potência e análise dos impactos técnicos para o caso 5

O  $P95\%$  da intensidade do FRP do alimentador e o  $P95\%$  da contribuição média dos transformadores de distribuição para o FRP, em porcentagem de suas potências nominais, é retratado na Figura 4.57.

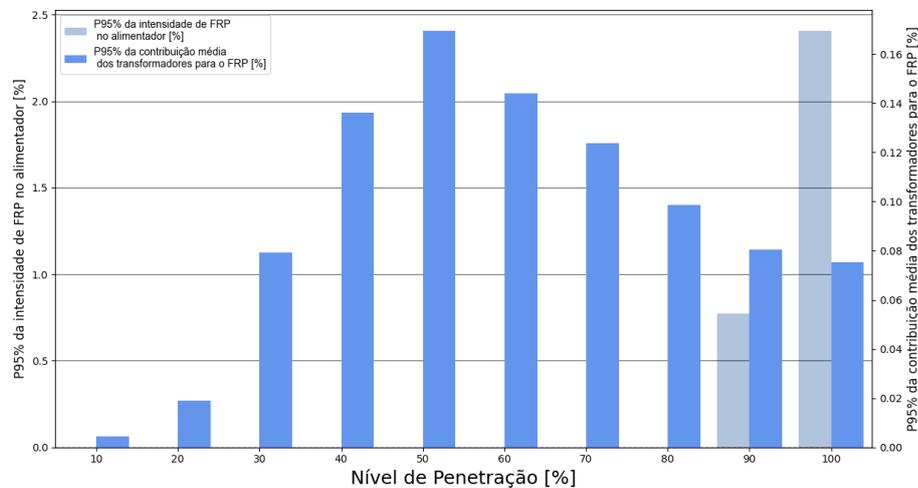


Figura 4.57 –  $P95\%$  da intensidade do FRP do alimentador e o  $P95\%$  da contribuição média dos transformadores de distribuição para o FRP, em porcentagem de suas potências nominais, considerando o caso 5.

De acordo com a Figura 4.57, tanto no alimentador quanto nos transformadores de distribuição, a eliminação do fluxo reverso se deu quase que totalmente. Para o alimentador, contudo, foi detectada uma intensidade de FRP de pouco menos de 2,5% para 100% de penetração. O fato de todas as UCs possuírem SFVs para esse nível de PV, o que aumentou o número de UCs cuja potência consumida foi reduzida além do fator de segurança empregado, justifica esta intensidade de FRP. Isso resultou em pequenos valores de potências injetadas por elas. A soma dessas potências resultou na intensidade de fluxo reverso levemente maior no alimentador, tendo em vista que ele considera todos os SFVs da rede. Como as UCs conectadas aos transformadores de distribuição nos quais essa solução foi aplicada se encontram em uma situação na qual seus consumos possuem valores próximos às potências geradas por elas, a contribuição média nos transformadores mantém um valor próximo a 0% para todos os níveis de penetração. É possível, entretanto, haver um pequeno percentual de potência injetada nesses equipamentos. Ressalta-se que essa diminuição no consumo das cargas se deve às variações estocásticas nelas em decorrência do modelo ZIP adotado (3.3) para esses

elementos.

Visto que o FRP foi praticamente eliminado no alimentador e nos transformadores de distribuição, os gráficos referentes à presença, contribuição e permanência do FRP nas UCs não serão exibidos.

A Figura 4.58 exibe as violações de tensão devido à instalação de GDFV ( $\Delta V_{pen}$ ) para o caso 5.

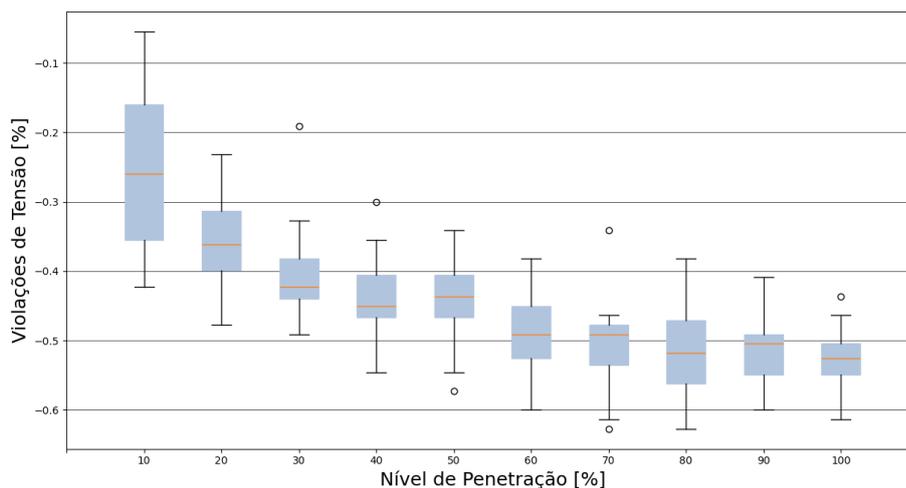


Figura 4.58 – Variação nos perfis de tensão do alimentador devido ao aumento da penetração de GDFV, considerando-se o caso 5.

Ao se analisar a Figura 4.58, percebe-se que houve uma severa redução das violações de tensão para a solução aplicada em relação ao caso base. Ainda que próximo de 0%, essa grandeza apresenta tendência de decréscimo conforme se aumenta o nível de penetração. Para 20% de PV, por exemplo, foram registradas cerca de  $-0,36\%$  violações, enquanto que, para 40% e 100% de penetração, foram mensurados valores de  $\Delta V_{pen}$  próximos de, respectivamente,  $-0,45\%$  e  $-0,52\%$ . Como o caso 5 visa atingir uma situação próxima do autoconsumo, a mitigação das subtensões devido à inserção de GDFV na rede se faz presente para todos os níveis de penetração e aumenta levemente conforme mais UCs recebem SFVs.

A variação dos valores médios horários das perdas técnicas em decorrência do aumento da penetração de GDFV ( $\Delta L_{pen}$ ), quando da utilização do caso 5, pode ser verificada na Figura 4.59.

Da Figura 4.59, nota-se que as perdas técnicas apresentam uma grande redução para todos os níveis de penetração. Considerando como exemplo os níveis de penetração de 20%, 40% e 100%, os  $\Delta L_{pen}$  obtidos foram próximos de, respectivamente,  $-17\%$ ,  $-21\%$  e  $-27\%$ . Essa solução, portanto, apresentou um grande benefício em relação à redução das perdas técnicas para a integração de GDFV na rede. Como essa solução objetiva aproximar a potência gerada da consumida pelas UCs com SFVs, a maior parte da potência produzida é consumida localmente, o que reduz a corrente na rede e, em última instância, as perdas técnicas.

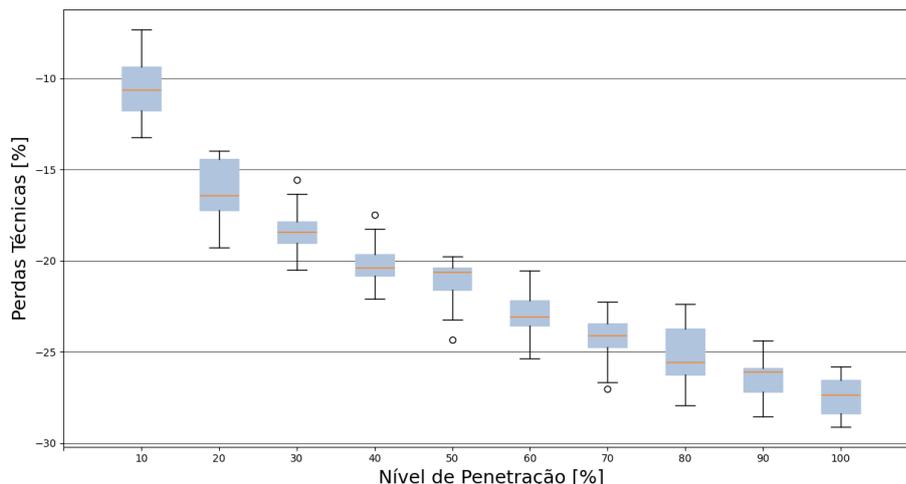


Figura 4.59 – Variação dos valores médios horários das perdas técnicas do alimentador devido ao aumento da penetração de GDFV, considerando-se o caso 5.

A Figura 4.60 apresenta a variação da demanda de pico em decorrência do aumento da penetração de GDFV ( $\Delta D_{pen}$ ), quando do emprego do caso 5.

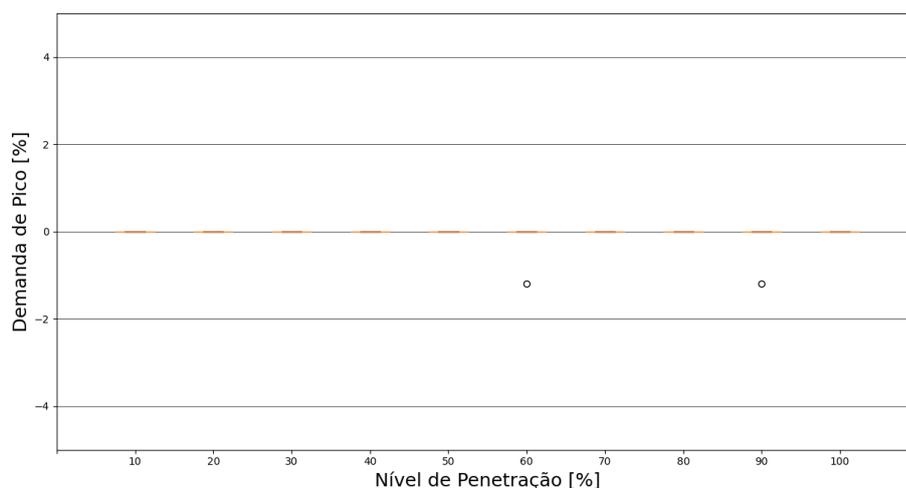


Figura 4.60 – Variação da demanda de pico do alimentador devido ao aumento da penetração de GDFV, considerando-se o caso 5.

Ao se observar a Figura 4.60, afere-se que a variação da demanda de pico foi quase que reduzida para 0% com a aplicação do caso 5. Desse modo, conclui-se que a elevação de  $\Delta D_{pen}$  se dá quando ocorre um grande aumento da potência injetada pelos SFVs conectados à rede. Dado que o caso 5 visa impedir a injeção excessiva de potência na rede ao tentar aproximar as potências geradas das consumidas pelas UCs em transformadores nos quais houve FRP, a demanda de pico se mantém em patamares próximos ao caso no qual não há integração de GDFV.

## 4.8.2 Análise dos impactos econômicos para o caso 5

As Figuras 4.61 e 4.62 expõem, por nível de penetração, os valores esperados do valor presente das monetizações das variações de tensão ( $E[VP_V]$ ), das perdas ( $E[VP_L]$ ), da demanda de pico ( $E[VP_D]$ ), e os seus respectivos riscos ( $\sigma[VP_V]$ ,  $\sigma[VP_L]$  e  $\sigma[VP_D]$ ) ao se empregar o caso 5. Da mesma forma que realizado para o caso base, por meio dos valores da monetização dos níveis de tensão, das perdas técnicas e da demanda de pico, calculou-se o valor esperado do valor presente ( $E[VP_{MT}]$ ) e o risco de monetização total ( $\sigma[VP_{MT}]$ ) dos impactos técnicos em decorrência do aumento de penetração de GDFV para o caso 5.

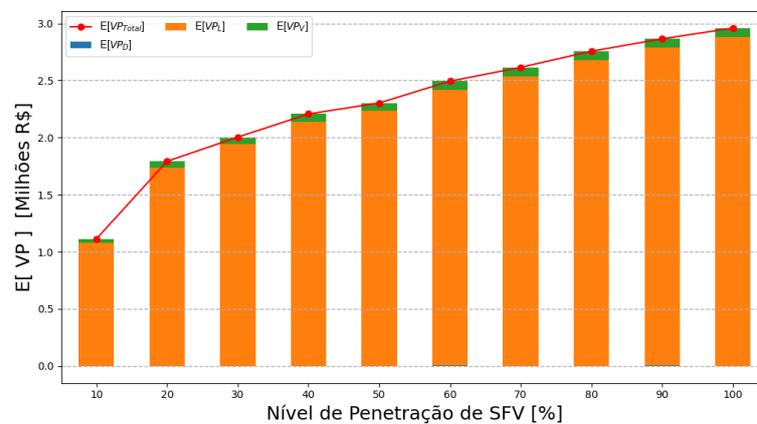


Figura 4.61 – Valores esperados do valor presente das monetizações das variações das tensões, das perdas, da demanda de pico e o total, considerando-se o caso 5.

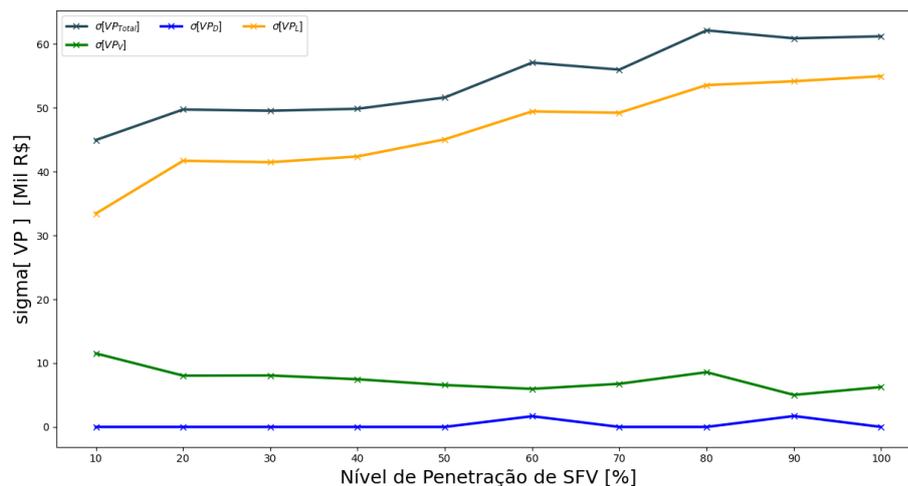


Figura 4.62 – Riscos associados às monetizações das variações das tensões, das perdas, da demanda de pico e o total, considerando-se o caso 5.

De acordo com a Figura 4.61, o  $E[VP_{MT}]$  sofreu maior influência das perdas técnicas. A adoção do caso 5 implicou em benefícios econômicos significativos para todos os níveis de penetração. Para 20%, 40% e 100% de PV, por exemplo, os valores de  $E[VP_{MT}]$  foram próximos

de, respectivamente, R\$ 1,7 milhões, R\$ 2,2 milhões e R\$ 2,9 milhões. Em comparação com o caso base, a solução em análise apresentou vantagens econômicas para os níveis de penetração acima de 30%, enquanto que, abaixo desse  $pen_{SFV}$ , valores próximos foram atingidos.

Da Figura 4.62, os riscos econômicos para o caso 5 exprimiram valores muito menores que os registrados para o caso base. Considerando 70% de penetração, por exemplo, o caso 5 possui desvio padrão próximo de R\$ 45 mil, ao mesmo tempo que o caso 0 apresentou um  $\sigma[VP_{MT}]$  perto de R\$ 210 mil. As incertezas relacionadas às violações de tensão e à demanda de pico indicaram estabilidade em torno de R\$ 10 mil e R\$ 0, nessa ordem. Os riscos de monetização total e das violações de tensão para a solução aplicada, contudo, apresentam tendência de crescimento ao passo que se aumenta a penetração fotovoltaica. Esse aumento se sucedeu por causa da elevação da estocasticidade da rede em decorrência do autoconsumo não ser garantido para essa estratégia, uma vez que a potência consumida pelas cargas varia de acordo com o fluxo de potência na rede de distribuição (3.3).

Na próxima seção, a abordagem das soluções em análise é modificada para se contemplar o alimentador. Com esse objetivo, aplica-se o BAPC de forma igualitária para todos os SFVs, porém, não de forma justa.

## 4.9 Resultados do caso 6

Nesta seção são exibidos os resultados referentes ao caso 6. Nessa solução, todos os SFVs instalados no alimentador são restringidos em um mesmo percentual dado pelo BAPC. O BAPC é um indicador cujo objetivo é prever, com base na potência gerada por todos os SFVs e na demanda mensurada no alimentador, a porcentagem de potência que deve ser restringida em cada SFV para se eliminar o FRP no alimentador. Esse caso pode implicar na desconexão temporária de todos os SFVs da rede caso o BAPC calculado seja igual a 100%.

### 4.9.1 Caracterização do fluxo reverso de potência e análise dos impactos técnicos para o caso 6

A Figura 4.63 indica o P95% da intensidade do FRP do alimentador e o P95% da contribuição média dos transformadores de distribuição para o FRP, em porcentagem de suas potências nominais.

De 4.63, depreende-se que o FRP foi praticamente eliminado tanto nos transformadores de distribuição quanto no alimentador. Logo, esta estratégia contemplou a erradicação desse fenômeno proposta pela resolução 1059 da ANEEL (ANEEL, 2023d). Dessa forma, é possível concluir que o equilíbrio entre geração e consumo no alimentador resulta na erradicação da inversão de fluxo no alimentador e nos transformadores. Essa solução apresenta cortes de potências iguais para todos os SFVs em percentual, o que a caracteriza como injusta por restringir sistemas que não contribuíram para o FRP.

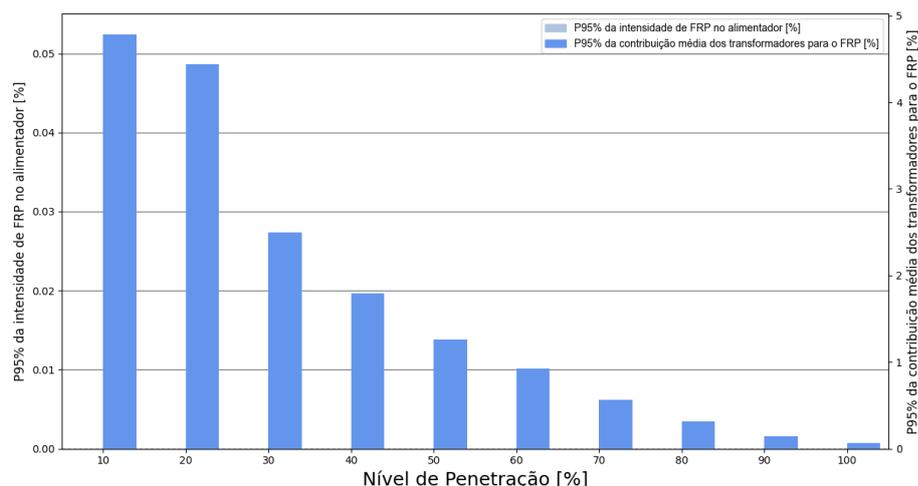


Figura 4.63 – P95% da intensidade do FRP do alimentador e o P95% da contribuição média dos transformadores de distribuição para o FRP, em porcentagem de suas potências nominais, considerando o caso 6.

Como não se constatou FRP no alimentador e nos transformadores de distribuição, não se faz necessário traçar os gráficos correspondentes à presença, contribuição e permanência do FRP nas UCs.

A Figura 4.64 apresenta as violações de tensão devido ao aumento da penetração de GDFV ( $\Delta V_{pen}$ ) para o caso 6.

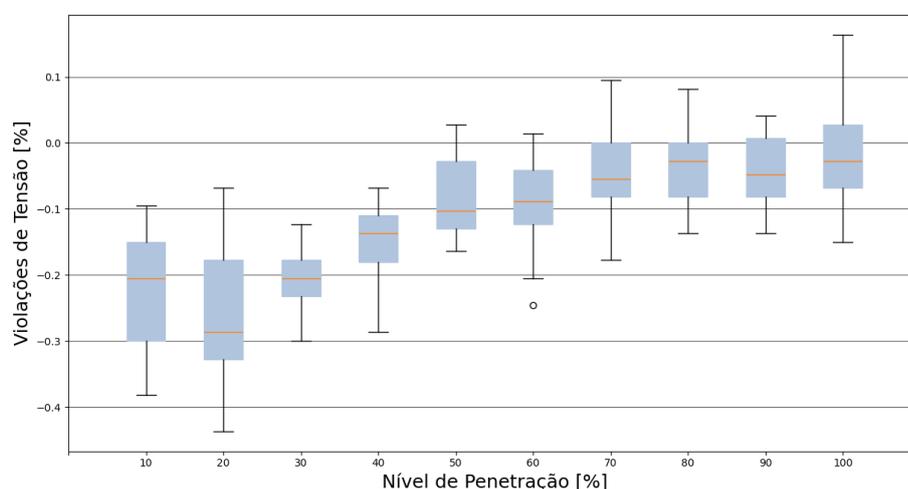


Figura 4.64 – Variação nos perfis de tensão do alimentador devido ao aumento da penetração de GDFV, considerando-se o caso 6.

De acordo com a Figura 4.64, a integração de GDFV considerando-se o caso 6 registrou uma diminuição significativa do número de violações de tensão em relação ao caso base. O menor valor registrado para essa grandeza foi de  $-0,3\%$  para 20% de PV. Após esse nível de penetração, as violações aumentam de modo a aproximar-se de 0%. Por conseguinte, os cortes de potência realizados nos SFVs, ao passo que se aumenta o  $pen_{SFV}$ , se intensificam ao ponto que as violações de tensão tendem ao caso sem a integração de GDFV.

A Figura 4.65 exprime a variação dos valores médios horários das perdas técnicas devido ao aumento da penetração de GDFV ( $\Delta L_{pen}$ ), quando do emprego do caso 6.

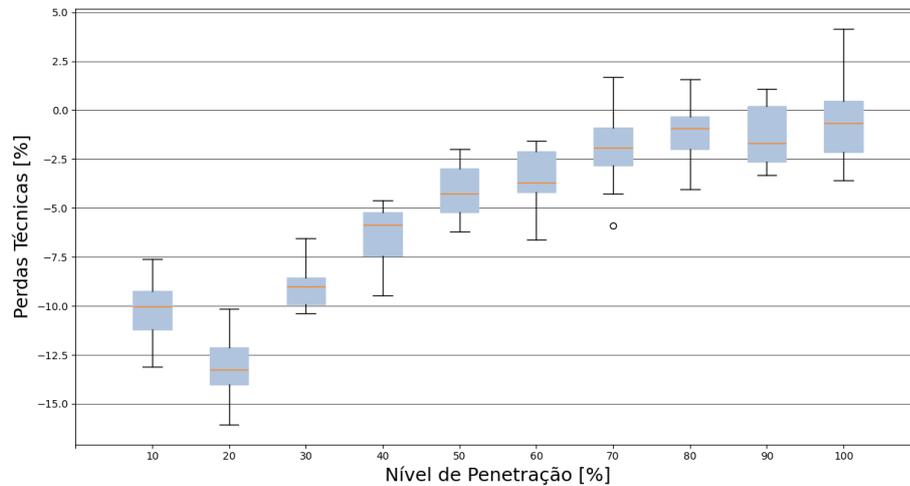


Figura 4.65 – Variação dos valores médios horários das perdas técnicas do alimentador devido ao aumento da penetração de GDFV, considerando-se o caso 6.

Ao se analisar a Figura 4.65, nota-se que as variações das perdas técnicas diminuem até o nível de penetração de 60%. O menor valor alcançado é de, aproximadamente, -13,5% para 20% de penetração. Após 60% de  $pen_{SFV}$ , essa grandeza passa a apresentar resultados próximos a 0%. Comparando-se com o caso base, percebe-se que a diminuição em  $\Delta L_{pen}$  ocorre até o mesmo nível de PV de 60% para essas duas situações. A menor redução atingida para o caso 0, entretanto, é perto de -20% para o PV de 30%. Para níveis de penetração acima de 60%, há um aumento nas variações das perdas técnicas para esse caso, com valores de 50% para 100% de  $pen_{SFV}$ . Dessa forma, a solução aplicada é vantajosa em comparação com o caso base para níveis de penetração acima de 60%. Isso decorre do fato de que a redução das potências aplicadas aos SFVs é severa ao ponto dos valores registrados de  $\Delta L_{pen}$  para a solução em análise se aproximarem do caso sem a instalação de GDFV conforme se aumenta o nível de penetração. Logo, essa estratégia resulta em benefícios para baixos níveis de PV, nos quais o BAPC apresenta valores baixos. Por outro lado, proporciona uma situação neutra para altos níveis de PV, em que o BAPC é significativamente maior. Além disso, é possível concluir que a elevação das perdas no alimentador devido à inserção de GDFV ocorre quando há inversão do fluxo de potência.

A Figura 4.66 mostra a variação da demanda de pico devido ao aumento da penetração de GDFV ( $\Delta D_{pen}$ ) ao se aplicar o caso 6.

Da Figura 4.66, constata-se que a variação da demanda de pico ( $\Delta D_{pen}$ ) foi praticamente reduzida para 0 com o uso do caso 6. Infere-se, desse modo, que há uma relação estreita dessa grandeza com os impactos da integração de GDFV na rede de distribuição. Isso ocorre porque o aumento da demanda de pico se deve à elevação da potência injetada pelos SFVs. Como o BAPC reduz severamente as potências geradas pelos SFVs, espera-se

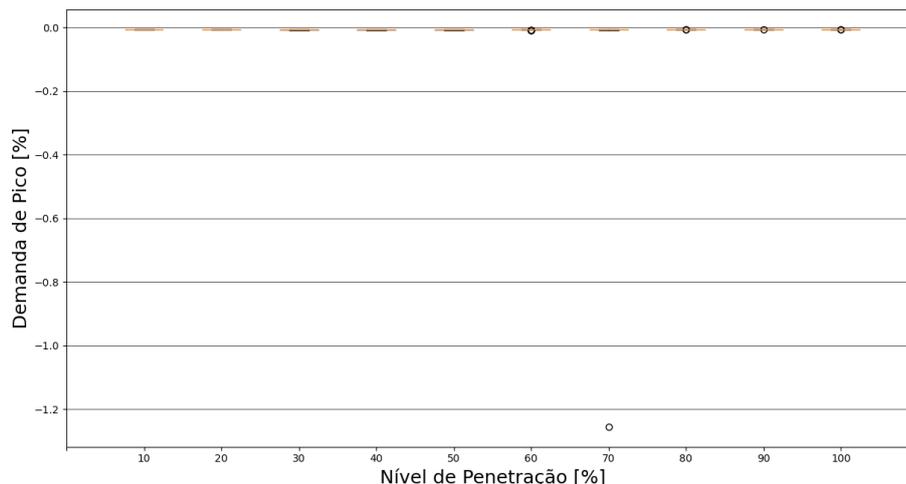


Figura 4.66 – Variação da demanda de pico do alimentador devido ao aumento da penetração de GDFV, considerando-se o caso 6.

que essa grandeza se mantenha em patamares próximos ao caso sem a instalação de GDFV.

#### 4.9.2 Análise dos impactos econômicos para o caso 6

As Figuras 4.67 e 4.68 expressam, por nível de penetração, os valores esperados do valor presente das monetizações das variações das tensões ( $E[VP_V]$ ), das perdas ( $E[VP_L]$ ), da demanda de pico ( $E[VP_D]$ ), e os seus respectivos riscos ( $\sigma[VP_V]$ ,  $\sigma[VP_L]$  e  $\sigma[VP_D]$ ) ao se adotar o caso 6. Conforme efetuado para o caso base, de posse dos valores da monetização dos níveis de tensão, das perdas técnicas e da demanda de pico, foi possível determinar o valor esperado do valor presente ( $E[VP_{MT}]$ ) e o risco de monetização total ( $\sigma[VP_{MT}]$ ) dos impactos técnicos devido à integração de GDFV para o caso 6.

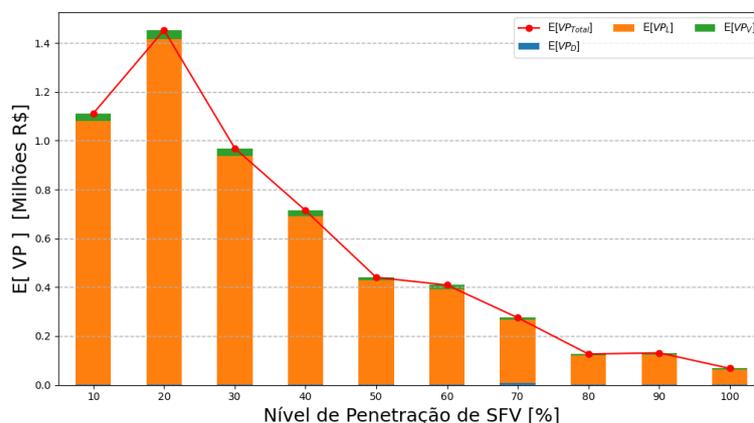


Figura 4.67 – Valores esperados do valor presente das monetizações das variações das tensões, das perdas, da demanda de pico e o total, considerando-se o caso 6.

Segundo a Figura 4.67, as perdas técnicas foram o parâmetro que apresentou maior influência para o  $E[VP_{MT}]$ . Com a implementação do caso 6, os valores de  $E[VP_{MT}]$  fo-

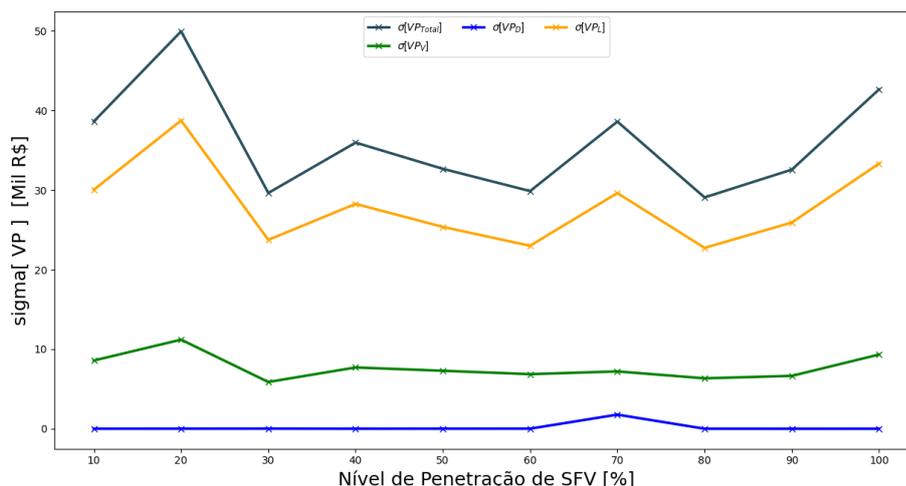


Figura 4.68 – Riscos associados às monetizações das variações das tensões, das perdas, da demanda de pico e o total, considerando-se o caso 6.

ram significativamente reduzidos se confrontados com o caso base até 50% de penetração. Tomando-se, como exemplo,  $pen_{SFV}$  igual a 30%, a solução em análise apresenta valor próximo de R\$ 0,9 milhões ao passo que, para o caso 0, obtém-se um valor monetizado acima de R\$ 2 milhões. Para níveis de penetração acima de 60%, contudo, o caso base passa a representar um prejuízo para a distribuidora, enquanto que a estratégia aplicada resulta em benefícios para a distribuidora, ainda que esses valores aproximem-se de 0 à medida em que se aumenta a penetração fotovoltaica. Do ponto de vista da distribuidora, a não existência do FRP, portanto, praticamente eliminou os impactos técnicos/financeiros relacionados à integração de GDFV na rede de distribuição. No entanto, se uma análise de viabilidade do ponto de vista do consumidor for efetuada, será possível avaliar como o caso 6 afeta os custos do prossumidor.

Ao se averiguar a Figura 4.68, percebe-se que os riscos associados aos valores monetizados apresentaram um valor significativamente inferior ao serem contrastados com o caso base. Como exemplo, considerando 70% de PV, o caso 6 registra  $\sigma[VP_{MT}]$  próximo de R\$ 38 mil. Por outro lado, o caso base possui valor próximo a R\$ 210 mil. Também são verificadas pequenas variações para os riscos em análise, as quais não passam de R\$ 10 mil. Observa-se que o desvio padrão associado à demanda de pico apresenta valores próximos a R\$ 0. Por conseguinte, a eliminação do FRP corresponde a uma grande redução nas incertezas em relação aos impactos financeiros relacionados à integração de GDFV na rede de distribuição.

## 4.10 Análise comparativa

As seções 4.3, 4.4, 4.5, 4.6, 4.7, 4.8 e 4.9 exibem os resultados relacionados à caracterização do FRP, e aos impactos técnicos e econômicos para os casos em análise.

Comparando as soluções propostas no tocante à eliminação do FRP, conforme proposto na resolução 1059 (ANEEL, 2023d), os casos 5 e 6 foram bem sucedidos tanto no

alimentador quanto nos transformadores de distribuição, enquanto que os casos 1, 2, 3 e 4 ainda registram esse fenômeno nos elementos em análise. Para se extinguir o fluxo reverso via simulações computacionais empregando-se o OpenDSS, portanto, é fundamental considerar as variações estocásticas no consumo das UCs conectadas à rede de distribuição. Dessa forma, é necessário realizar cortes das potências geradas pelos SFVs acima do consumo das UCs, seja por meio do uso de um fator de segurança, como efetuado no caso 5, ou pelo uso de um indicador que prevê as restrições necessárias, conforme implementado pelo caso 6. Nota-se que os valores restringidos nos casos 2, 3 e 4 eliminam, no campo, o FRP caso essas soluções sejam aplicadas em um instante próximo ao de medição do consumo e geração das UCs.

Em seguida, os casos aplicados serão comparados em relação aos impactos econômicos obtidos. Dessa forma, será possível identificar quais soluções representam uma menor redução de custos para cada nível de penetração.

As Tabelas 4.3 e 4.4 expõem, respectivamente, a esperança do valor presente da monetização dos impactos técnicos decorrentes da integração de GDFV para os casos em análise, e o seu risco associado.

Tabela 4.3 – Esperança do valor presente da monetização dos impactos técnicos decorrentes da integração de GDFV para os casos em análise.

$pen_{SFV}$	$E[VP_{MT}] [R\$]$						
	Caso 0	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6
10%	1.065.859,30	1.077.685,90	1.191.534,94	1.107.144,41	1.190.731,37	1.112.384,41	1.111.624,75
20%	1.801.549,27	1.742.387,77	1.805.143,94	1.837.448,24	1.876.534,28	1.792.176,60	1.453.041,95
30%	2.095.492,04	2.104.646,03	2.311.855,23	2.242.056,42	2.326.170,17	2.004.329,74	968.998,67
40%	1.910.115,55	2.086.797,44	2.522.697,49	2.502.581,59	2.521.957,88	2.206.899,07	713.958,52
50%	1.206.435,29	1.681.088,35	2.688.391,64	2.635.900,08	2.731.645,80	2.303.527,22	440.036,88
60%	-28.655,25	737.048,42	2.796.779,61	2.664.043,12	2.862.589,48	2.494.038,51	408.746,73
70%	-2.210.221,54	-792.566,54	2.817.487,96	2.807.879,34	2.881.513,03	2.615.289,23	274.921,23
80%	-4.943.108,49	-3.259.244,92	2.833.248,21	2.744.396,82	2.929.812,50	2.756.821,05	126.092,99
90%	-7.808.548,45	-5.958.686,09	2.834.575,73	2.823.360,79	2.979.878,58	2.865.307,11	130.905,64
100%	-10.244.138,85	-8.217.109,38	2.814.072,26	2.788.207,43	2.971.792,44	2.959.664,70	67.212,05

Da Tabela 4.3, observa-se que os casos 0 e 1 apresentam  $E[VP_{MT}]$  negativos a partir de 60% e 70% de  $pen_{SFV}$ , nessa ordem. Em contrapartida, os casos 2, 3, 4, 5 e 6 representaram benefícios para as distribuidoras em todos os níveis de penetração em análise. Entretanto, o caso 6 registrou os menores valores monetizados até 50% de PV. Acima desse patamar, os impactos econômicos referentes a essa solução tenderam a zero. Destaca-se que os montantes relacionados ao caso 5 cresceram conforme o nível de penetração, enquanto os casos 2, 3 e 4 tenderam a se estabilizar em torno de, respectivamente, R\$ 2.800.000,00, R\$ 2.300.000,00 e R\$ 2.900.000,00. Além disso, o maior valor de  $E[VP_{MT}]$  foi de R\$ 2.979.878,58 para 90% de penetração quando do emprego do caso 4.

Tabela 4.4 – Risco do valor presente da monetização dos impactos técnicos decorrentes da integração de GDFV para os casos em análise.

$pen_{SFV}$	$\sigma [VP_{MT}] [R\$]$						
	Caso 0	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6
10%	39.637,57	49.159,66	50.505,61	42.577,74	40.404,63	44.964,95	38.620,85
20%	50.059,24	53.387,40	47.864,79	55.167,60	53.301,60	49.753,06	49.945,76
30%	60.265,75	61.575,12	52.905,40	48.951,82	65.069,08	49.559,47	29.633,28
40%	60.335,05	68.237,24	53.522,98	55.720,82	54.793,81	49.866,17	35.964,54
50%	70.095,38	74.666,58	60.722,66	56.973,20	56.125,25	51.640,42	32.668,53
60%	75.741,18	72.752,41	64.132,01	56.139,62	60.184,28	57.098,90	29.870,20
70%	212.085,30	138.337,77	62.209,20	64.696,94	58.102,24	56.001,92	38.607,76
80%	233.520,32	243.464,92	60.318,79	57.801,03	59.785,71	62.156,42	29.073,31
90%	272.258,20	289.644,19	61.086,40	59.585,80	58.265,62	60.911,62	32.571,28
100%	343.357,59	300.194,82	58.478,88	62.318,51	58.659,47	61.225,96	42.653,95

Logo, para níveis de penetração de, no máximo, 50%, o emprego de uma solução para o FRP não implica em benefícios significativos para as distribuidoras ao se analisar os impactos econômicos nas perdas técnicas, variações de tensão e demanda de pico. Para 50% de penetração, a queda no número de violações de tensão em decorrência do uso de soluções para o FRP é compensada pela redução das perdas técnicas obtida para o caso 0, o que acaba por quase igualar os valores esperados. Acima desse  $pen_{SFV}$ , o emprego dos casos 2, 3, 4, 5 e 6 resultou em ganhos significativos ao se comparar com o obtido para os casos 0 e 1. Os maiores valores monetizados têm origem nos cortes de potência realizados por essas estratégias, os quais foram responsáveis por reduzir consideravelmente a injeção excessiva de potência na rede que possui, como um de seus efeitos colaterais, o fluxo reverso. Todavia, a restrição excessiva de potência, como realizada no caso 6, não demonstrou  $E[VP_{MT}]$  significativos por mitigar os benefícios ocasionados pela integração de GDFV. O constante aumento dos resultados alcançados pelos casos 4 e 5 mostra que, conforme se aumenta a penetração fotovoltaica, soluções as quais procuram se aproximar do autoconsumo são benéficas para o sistema de distribuição. Ademais, essas soluções raramente provocam a desconexão momentânea de um ou mais SFVs ao contrário do proposto pelas outras soluções em análise. Nota-se que os casos 1, 2, 3 e 4 não resultaram na eliminação completa do FRP, de modo que, segundo a resolução 1059 (ANEEL, 2023d), eles não são recomendáveis para uma rede de distribuição brasileira. Mesmo assim, os casos 2, 3 e 4 manifestaram lucros significativos para as distribuidoras, de forma a sugerir que a existência ou não de inversão de fluxo não é muito importante para os impactos econômicos quando comparada com a redução do total de potência injetada. Destaca-se, entretanto, que os valores monetizados expostos não consideram como as soluções em análise afetam os prosumidores nem o custo decorrente de trocas ou manutenções dos equipamentos que podem ocorrer devido à operação desses elementos em fluxo reverso.

Ao se analisar a Tabela 4.4, percebe-se que os riscos associados a todos os casos

considerados são semelhantes até 60% de penetração fotovoltaica. Além desse patamar, as incertezas apresentam aumento significativo para os casos 0 e 1, enquanto se mantêm estáveis para as demais estratégias. Isso indica que, quanto maior a potência injetada, maior o risco registrado e que, ao se aplicar soluções que visem a controlar essa injeção excessiva, a rede de distribuição tende a uma maior previsibilidade. Dessa forma, o caso 6 possuiu os menores  $\sigma[VP_{MT}]$  por aplicar as maiores restrições de potência nos SFVs. Os casos 2, 3 e 4, ainda que não erradiquem completamente o FRP, não exibiram uma grande incerteza associada, de modo a implicar que essa grandeza não está necessariamente relacionada à ocorrência de fluxo reverso, mas à injeção excessiva de potência.

Considerando como critérios a eliminação do FRP e os impactos econômicos obtidos, o caso 5 apresentou os melhores resultados, seguido pelo caso 6. O caso 6 optou por uma abordagem de cortes de potência em um mesmo percentual para todos os SFVs instalados na rede elétrica. Desse modo, essa solução é igualitária, porém, não é justa, visto que penaliza UCs que não contribuíram para o fluxo reverso. Por outro lado, o caso 5 demonstrou ser mais justo, e não acarretou na desconexão de nenhum SFV. Ao se analisar apenas os resultados financeiros, o caso 4 apresentou os maiores valores monetizados obtidos.

## 4.11 Considerações finais

Este capítulo, inicialmente, exibiu os resultados e análises referentes à caracterização do FRP, e aos impactos técnicos e econômicos para diferentes níveis de penetração sem o uso de estratégias que visem mitigar ou eliminar a inversão de fluxo. Em seguida, foram apresentados resultados relacionados a seis soluções para a redução ou erradicação desse fenômeno. Os impactos econômicos foram organizados em duas tabelas referentes à esperança do valor presente da monetização dos impactos técnicos, e ao seu risco associado. Assim, foi possível comparar os 6 casos considerados em uma mesma base monetária.

Por fim, concluiu-se que, ao se considerar como critérios a eliminação do fluxo reverso e os impactos econômicos obtidos, os casos 5 e 6 possuíram os melhores valores monetizados. O caso 5, porém, se mostrou mais justo que o 6, e não necessitou da desconexão de nenhum SFV para ser aplicado. Ao se analisar somente os resultados financeiros, o caso 4 representou os maiores valores monetizados obtidos.

## 5 Conclusões

Este trabalho propôs uma metodologia para a caracterização do fluxo reverso e a análise de impactos técnicos e econômicos em decorrência do aumento de penetração de GDFV na rede elétrica, considerando-se o emprego de seis soluções de restrição de potência dos SFVs cujos objetivos são mitigar ou eliminar o FRP. Visando-se aplicar a metodologia proposta, desenvolveu-se um software em Python que, em conjunto com o OpenDSS, permite avaliar várias condições da rede na qual os SFVs são instalados.

No Capítulo 1, foram apresentadas as motivações e contribuições deste estudo, além da revisão bibliográfica sobre o assunto em pauta. O estado da arte apresentou a legislação em diversos países, formas de caracterização e soluções para o fluxo reverso que se prestaram como base para o desenvolvimento de indicadores e de soluções para o FRP.

Com o objetivo de apresentar os conceitos necessários para a compreensão deste trabalho, o Capítulo 2 descreveu a modelagem dos SFVs, os conceitos de níveis de penetração e de Método de Monte Carlo, além de detalhar os principais impactos da GDFV na rede de distribuição. Ademais, apresentaram-se os principais conceitos relacionados à viabilidade econômica utilizados neste estudo. Por fim, o conceito de fluxo reverso foi detalhado com o intuito de prover fundamentação para a metodologia utilizada.

O Capítulo 3 exibiu a metodologia proposta. Inicialmente, foram apresentados os indicadores relacionados à caracterização do FRP. A seguir, o algoritmo de cálculo dos impactos técnicos foi exposto em maiores detalhes, seguido pela descrição das soluções aplicadas e, por fim, pelo método de obtenção dos impactos econômicos. Destaca-se que todos esses parâmetros foram tratados estocasticamente de acordo com o método de Monte Carlo.

O Capítulo 4, inicialmente, expôs o alimentador real de perfil residencial, situado na região do Lago Sul (DF), no qual a metodologia proposta foi aplicada, além dos dados meteorológicos reais utilizados para se determinar a geração fotovoltaica dos SFVs instalados nas UCs. Esses dados foram coletados pelo INMET durante o ano de 2022. Posteriormente, os resultados referentes à caracterização do FRP, aos impactos técnicos e econômicos foram apresentados para os 7 casos em análise, compostos pelo cenário sem o emprego de soluções para o FRP, e pelas 6 estratégias propostas para reduzi-lo ou erradicá-lo.

Dos resultados obtidos sem o emprego de soluções, percebe-se uma significativa elevação na intensidade do fluxo reverso na rede conforme se aumenta o nível de penetração. Para baixos valores de  $pen_{SFV}$ , a intensidade do FRP é baixa, enquanto que, para valores médios e altos, ela se torna elevada a ponto de superar a potência nominal dos transformadores de distribuição em análise. No tocante ao alimentador, para 50% de penetração, registra-se uma

intensidade de cerca de 30%, enquanto que os transformadores de distribuição exibiram uma contribuição média pouco abaixo de 60% em relação às suas respectivas potências nominais. Há, logo, uma significativa diferença nas ordens de grandeza do FRP registrado no alimentador e nos transformadores de distribuição. Cabe destacar que a resolução 1059 sugere a análise do FRP no disjuntor do alimentador e no posto de transformação da distribuidora, ou seja, a análise da presença e dos efeitos deste fenômeno nos transformadores de distribuição está sendo descartada. Porém, de acordo com (Frotscher *et al.*, 2021), a inversão de fluxo nos transformadores pode gerar i) o aumento do fluxo de dispersão, ii) perdas no núcleo, iii) aumento da temperatura do núcleo, do ferro e dos enrolamentos, e iv) aumento da corrente de magnetização, o que pode resultar no aparecimento de harmônicas. Ressalta-se que esses efeitos podem ocasionar a redução da vida útil desses equipamentos.

Para o caso 0, foi possível constatar uma piora nos impactos técnicos e econômicos para valores de PV acima de 50%. Destaca-se que, acima desse patamar, foram registrados valores monetizados negativos, o que implica em prejuízos para as distribuidoras de energia.

Ao se considerar o emprego de estratégias para mitigar ou eliminar o FRP, o caso 1, o qual restringe a potência do último SFV instalado até que ela seja igual à potência ativa em fluxo reverso no transformador, não apresentou resultados relevantes em relação à redução da inversão de fluxo nem melhorias consideráveis no tocante aos impactos técnicos e econômicos. Mesmo com a aplicação dessa estratégia, para 50% de PV, ainda foi registrada uma intensidade de FRP no alimentador de aproximadamente 25%, ao passo que os transformadores apresentaram contribuição média acima de 42%. Nota-se que, para valores de  $pen_{SFV}$  acima de 60%, são obtidos prejuízos econômicos para as distribuidoras.

Ao se verificar a limitação de mais de um SFV, o caso 2 propôs cortes de potência nos últimos SFVs conectados (na ordem inversa de sua instalação) até que a soma delas seja igual à potência ativa em FRP no transformador. Com essa solução, o fluxo reverso não foi completamente erradicado, ainda que ele tenha sido severamente mitigado. O alimentador possuiu intensidade do fluxo reverso acima de 4% para 50% de  $pen_{SFV}$ , o qual é próximo do valor apresentado para a contribuição média dos transformadores de distribuição para esse fenômeno. Esperava-se que a intensidade do FRP fosse zerada. Porém, diferente do que deve acontecer no campo onde essa solução trabalha com medições e atuações em tempo real, e não com simulações computacionais, foram observados patamares da ordem de 2%, 8% e 10% para os níveis de penetração de 40%, 80% e 90%, respectivamente. Ao se investigar esse comportamento inesperado, percebeu-se que a potência consumida pelas UCs varia devido ao modelo ZIP adotado para as cargas.

Por outro lado, o caso 2 ocasionou ganhos significativos em relação aos impactos técnicos e econômicos. Para todos os  $pen_{SFV}$  em análise, as distribuidoras apresentaram ganhos econômicos, os quais chegaram a valores próximos de R\$ 2,8 milhões para altos níveis de penetração. Essa solução, contudo, é injusta, pois ela restringe a potência de SFVs

conectados a UCs que não contribuíram para o fluxo reverso, ou seja, prossumidores cuja geração é menor ou igual ao seu consumo.

Ao se analisar a possibilidade de se limitar apenas as UCs cuja geração foi maior que seu consumo, o caso 3 restringiu os últimos SFVs (na ordem inversa de sua conexão) que contribuíram para o FRP até que a soma da potência gerada por esses geradores seja igual à potência ativa em FRP no transformador. Com essa estratégia, foi possível diminuir significativamente o FRP, ainda que esse fenômeno não tenha sido completamente eliminado. Para 50% de penetração, o alimentador apresentou intensidade de FRP de, aproximadamente, 4%, o qual é similar ao registrado para a contribuição média dos transformadores de distribuição para a inversão de fluxo. Ademais, foram atingidos elevados benefícios no tocante aos seus impactos técnicos e econômicos. Todos os valores de  $pen_{SFV}$  considerados representaram lucros para as distribuidoras, atingindo valores próximos de R\$ 2,8 milhões para altos níveis de PV. Essa estratégia é injusta, tendo em vista que restringe a potência dos SFVs em um valor superior à sua contribuição para o FRP. Em outras palavras, ainda que a UC estivesse consumindo parte do que ela gera, ela ainda sofreria limitações de potência acima do montante que ela produz em excesso. Cabe ressaltar que os casos 2 e 3 estabelecem que as primeiras UCs a sofrerem cortes de potência sejam as que instalaram SFVs por último. Logo, é possível concluir que as UCs cujos SFVs foram conectados anteriormente possuem privilégios em relação às que instalaram geradores fotovoltaicos posteriormente.

Ao se examinar a possibilidade de aproximar as restrições efetuadas nos SFVs ao autoconsumo, o caso 4 limita os últimos SFVs (na sequência inversa de sua instalação) que contribuíram para o FRP no transformador até que as suas respectivas potências geradas sejam iguais às consumidas pelas UCs onde eles estão conectados (política de autoconsumo). Essa solução representou uma grande redução no FRP, entretanto, ela não foi capaz de erradicar completamente esse fenômeno. Para 50% de  $pen_{SFV}$ , o alimentador possuiu uma intensidade de FRP de quase 2%, o que é similar ao valor obtido para a contribuição média dos transformadores de distribuição para o fluxo reverso. Mesmo assim, foram alcançados grandes benefícios técnicos e econômicos. Para todos os níveis de penetração analisados, as distribuidoras registraram lucro, com valores próximos de R\$ 3,0 milhões para elevados  $pen_{SFV}$ . Como essa solução restringe a potência gerada pelos SFVs em um valor igual à sua contribuição para o FRP, ela aparenta ser a mais justa dentre as quatro primeiras avaliadas neste estudo. Porém, em função de ela não considerar nas simulações computacionais as variações estocásticas no consumo das UCs, o caso 4 não foi capaz de extinguir completamente o FRP. Por fim, ressalta-se que as estratégias 2, 3 e 4 exibiram intensidades de FRP semelhantes, tendo em vista que eles procuraram igualar o valor total de potência restringida à diferença entre o consumo e a geração fotovoltaica.

Ao se modificar o caso 4 por meio do emprego de um fator de segurança que contemple as variações estocásticas no consumo das UCs, o caso 5 sugere a restrição de todos os SFVs que injetaram potência na rede até que as suas respectivas potências geradas sejam iguais a

90% das potências consumidas por suas respectivas cargas. Dessa forma, foi possível extinguir a inversão de fluxo com vantagens consideráveis no que se refere aos impactos técnicos e econômicos. Houve benefícios econômicos para as distribuidoras em todos os níveis de penetração considerados, alcançando valores próximos a R\$ 3,0 milhões para elevados  $pen_{SFV}$ . Por se restringir mais potência do que o consumo das UCs que contribuíram para o FRP, essa estratégia não é completamente justa. Contudo, ela é capaz de aproximar os prossumidores do cenário de autoconsumo, o qual é considerado como mais justo por eliminar quase que completamente o fluxo reverso da rede de distribuição em análise.

Visando à erradicação do FRP no alimentador, foi empregado o caso 6, que utiliza o BAPC proposto em (Hasheminamin *et al.*, 2015). Esse indicador calcula, com base na potência gerada por todos os SFVs e na demanda medida no alimentador, a porcentagem de potência que deve ser limitada em cada SFV para se eliminar o fluxo reverso. Essa estratégia foi capaz de extinguir o FRP tanto no alimentador quanto nos transformadores de distribuição. Entretanto, os impactos técnicos e econômicos registrados tenderam ao cenário no qual não há integração de GDFV na rede. Desse modo, para todos os níveis de penetração, foram registrados valores monetizados modestos de cerca de R\$ 1,5 milhões para baixos  $pen_{SFV}$ . Essa solução é igualitária por restringir todos os SFVs em um mesmo percentual, porém, ela não é justa, uma vez que ela restringe todas as UCs da rede independentemente de elas terem contribuído para o FRP.

Por fim, todos os casos foram monetizados e comparados em relação a uma única base monetária. Para níveis de penetração de até 50%, o uso de uma solução para o FRP não acarretou em lucros significativos para as distribuidoras. Isso ocorreu porque, para esse valor de  $pen_{SFV}$ , a queda no número de tensões devido ao uso de estratégias para eliminar ou mitigar FRP foi compensada pela redução das perdas técnicas atingida pelo caso 0, o que tornou os valores esperados praticamente iguais. Acima desse patamar, o emprego das soluções 2, 3, 4, 5 e 6 resultou em grandes ganhos se comparados aos dos casos 0 e 1. Os maiores valores monetizados foram obtidos devido aos cortes de potência realizados por essas estratégias, visto que elas reduziram de forma expressiva a injeção de potência na rede que apresenta, como um de seus efeitos colaterais, o FRP. A restrição excessiva de potência, como efetuado no caso 6, não demonstrou valores monetizados significativos por reduzir os benefícios decorrentes da integração de GDFV. Ressalta-se que os casos 1, 2, 3 e 4 não resultaram na eliminação completa do FRP, de forma que, em concordância com a resolução 1059 (ANEEL, 2023d), eles não são recomendáveis para uma rede de distribuição brasileira.

Cabe destacar que o caso 5 possuiu os melhores resultados ao se considerar a erradicação do FRP e os impactos econômicos. O maior valor monetizado obtido para essa estratégia foi de R\$ 2.959.664,70 para 100% de penetração, o que mostra a eficácia dessa solução para altos níveis de penetração. Por outro lado, o caso 4, ainda que não tenha eliminado completamente o fluxo reverso, apresentou o maior lucro para as distribuidoras de R\$ 2.979.878,58 para 90% de penetração. Dessa forma, os maiores benefícios financeiros

não estão relacionados à eliminação do fluxo reverso, mas à limitação da injeção excessiva de potência na rede. Cabe destacar que este trabalho não considerou os custos de possíveis trocas ou manutenção de equipamentos em decorrência do FRP, além de não efetuar a análise dos impactos econômicos em relação aos prossumidores.

A aplicação desta metodologia em alimentadores do sistema de distribuição i) oferece uma compreensão aprofundada e aplicável do FPR em redes de distribuição com GDFV, ao mesmo tempo em que ii) propõe soluções economicamente viáveis que asseguram a eficiência e sustentabilidade do sistema elétrico, preparando-o para os desafios da transição energética.

Para trabalhos futuros, sugere-se:

- Aplicar a metodologia proposta para vários alimentadores;
- Analisar os impactos econômicos em relação ao prossumidor;
- Considerar a troca ou manutenção de equipamentos em decorrência do FRP para a monetização dos resultados;
- Aplicar esta metodologia a minigeração e, com isso, considerar os custos relacionados ao fator de potência;
- Contemplar as soluções de recondutoramento, de conexão em outro posto de transformação e de conexão em nível de tensão superior da resolução 1059 ([ANEEL, 2023d](#)) que não foram contempladas neste estudo por não ter sido possível considerar a menor distância elétrica entre transformadores de distribuição e entre circuitos de baixa, média e alta tensão. Esse fato não permitiu a aplicação desses casos de forma satisfatória;
- Investigar a aplicação de estratégias de controle, como a abordagem multiagentes para se eliminar o FRP; e
- Averiguar a possibilidade de se ofertar prêmios a prossumidores que sofreram restrições de potência.

## Referências

- AGUIRRE, L. **Introdução à Identificação de Sistemas**. [S.l.]: ufmg, 2015. ISBN 978-85-423-0079-6. Citado na p. 99.
- ANEEL. **Nota Técnica nº 0057/2014-SRD/ANEEL**. 2014. <https://cutt.ly/XgHjtPB>. Citado na p. 57.
- ANEEL. **PRODIST - Módulo 2 - Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição. Rev.7**. 2016. Citado na p. 57.
- ANEEL. **PRODIST - Módulo 7 - Cálculo de Perdas na Distribuição. Rev.5**. 2018. Citado nas pp. 56, 57 e 93.
- ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST: Módulo 8 - Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica**. 2021. <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren202195627.pdf>. Citado nas pp. 9, 43, 44, 45 e 70.
- ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.000, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021**. 2021. <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>. Citado na p. 36.
- ANEEL. **DESPACHO Nº 544**. 2022. <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/dsp2022544ti.pdf>. Citado na p. 96.
- ANEEL. **Nota Técnica n 762023-STDSTRANEEL**. 2023. Citado na p. 25.
- ANEEL. **Nota Técnica no 00412022-SRDSGTSRMSRGSCGSMASPEANEEL**. 2023. Citado na p. 24.
- ANEEL. **Perdas de Energia Elétrica na Distribuição**. 2023. <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/distribuicao/perdas-de-energia>. Citado nas pp. 9, 47 e 48.
- ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.059, DE 7 DE FEVEREIRO DE 2023**. 2023. <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231059.html>. Citado nas pp. 24, 77, 107, 115, 122, 130, 141, 145, 147, 152 e 153.
- ANEEL. **Tarifas Residenciais - Efeito do Ajuste Tarifário**. 2023. <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZDFmMzIzM2QzM2EyNi00YjkyLWlXNDMtYTU4NTI0NWlYNTI5IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOiJ9>. Citado na p. 96.
- ANEEL. **Tarifas Residenciais - Evolução TUSD/TE**. 2023. <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiOTY0NWQzOGItMmQ3ZS00MWUzLTllNmMtNTA5NTYxODdhYTgzIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOiJ9>. Citado nas pp. 10, 96 e 97.

- ANEEL. **Ofício nº 106/2024/ASPAR/GM-MME, de 15/05/2024. Requerimento de Informação nº 938/2024 - Processo nº 48300.000355/2024-26.** 2024. Citado nas pp. 50 e 51.
- ANEEL - AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELETRICA. **Resolução Normativa nº 1.959, de 7 de dezembro de 2023:** Aprimora as regras para a conexão e o faturamento de centrais de microgeração e minigeração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica. Brasília, 2023. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231059.html>. Acesso em: 27 mai. 2024. Citado na p. 26.
- CAMARGOS, R. S. C. **Método de Avaliação dos Impactos Técnicos e Financeiros da Integração de Baterias em Redes de Distribuição.** 2022. Citado nas pp. 48 e 49.
- COUNCIL OF EUROPEAN ENERGY REGULATORS. **The future Role of Distribution System Operators:** Conclusions paper. Brussels, 2015. Disponível em: [https://www.ceer.eu/documents/104400/6856601/C20-GA-154-04+CEER+input+to+an+EU+Strategy+for+Smart+Sector+Integration\\_V\\_public/649e92a1-0471-eed0-4313-2746b05d6e6c?version=1.2](https://www.ceer.eu/documents/104400/6856601/C20-GA-154-04+CEER+input+to+an+EU+Strategy+for+Smart+Sector+Integration_V_public/649e92a1-0471-eed0-4313-2746b05d6e6c?version=1.2). Acesso em: 16 mai. 2024. Citado na p. 28.
- COUNCIL OF EUROPEAN ENERGY REGULATORS. **Electricity Distribution Network Tariffs CEER Guidelines of Good Practice.** [S.l.], 2017. Disponível em: <https://www.ceer.eu/publication/ceer-guidelines-of-good-practice-on-electricity-distribution-network-tariffs/>. Acesso em: 15 mai. 2024. Citado na p. 28.
- COUNCIL OF EUROPEAN ENERGY REGULATORS. **CEER's 3D Strategy (2019-2021):** Digitalisation, decarbonisation, dynamic regulation: Ceer's 3d strategy to foster european energy markets and empower consumers. [S.l.], 2019. Citado na p. 29.
- CPUD, C. P. U. D. **Electric Rule 22 Distributed Generation Facilities Interconnection.** 2023. [https://riversideca.gov/utilities/sites/riversideca.gov/utilities/files/pdf/rules-electric/B%20%20Electric%20Rule%2022%20\(6-21-11%20CC\)%20approved.pdf](https://riversideca.gov/utilities/sites/riversideca.gov/utilities/files/pdf/rules-electric/B%20%20Electric%20Rule%2022%20(6-21-11%20CC)%20approved.pdf). Citado na p. 27.
- DAMODARAN, A. **Applied Corporate Finance.** [S.l.]: Wiley; 4th edition, 2014. 656 p. ISBN 978-1118808931. Citado na p. 49.
- DEMAZY, A.; ALPCAN, T.; MAREELS, I. A probabilistic reverse power flows scenario analysis framework. **IEEE Open Access Journal of Power and Energy**, IEEE, v. 7, p. 524–532, 2020. Citado na p. 33.
- DUGAN, R. C. **Reference guide. The Open Distribution System Simulator (Open DSS).** 2010. EPRI. Citado na p. 57.

- ELECTRICITY AUTHORITY TE MANA HIKO. **CEER's 3D Strategy (2019-2021):** The future operation of new zealand's power system. [S.l.], 2024. Acesso em: 15 mai. 2024. Citado na p. 31.
- ENA, E. N. A. **National Distributed Energy Resources Grid Connection Guidelines Technical Guidelines for Medium Voltage and High Voltage EG Connections ENA DOC 041-2019.** 2019. <https://www.energynetworks.com.au/resources/guidelines/national-distributed-energy-resources-grid-connection-guidelines/>. Citado na p. 30.
- ENA, E. N. A. **National Distributed Energy Resources Grid Connection Guidelines Technical Guidelines for Low Voltage EG Connections ENA DOC 040-2022.** 2022. <https://www.energynetworks.com.au/resources/guidelines/technical-guidelines-for-low-voltage-eg-connections/>. Citado na p. 31.
- EPE. **Nota Técnica - Custo Marginal de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro - Metodologia e Cálculo.** 2022. [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-607/topico-593/NT%20EPE-DEE-NT-034\\_022%20-%20CME.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-607/topico-593/NT%20EPE-DEE-NT-034_022%20-%20CME.pdf). Citado na p. 96.
- EPRI. **OpenDSS PVSystem Element Model.** 2011. <https://sourceforge.net/p/electricdss/discussion/861977/thread/7cc53d82/d60d/attachment/OpenDSS%20PVSystem%20Model.pdf>. Citado nas pp. 9 e 40.
- EUROPEAN UNION AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS. **Policy Paper on the revision of network code on requirements for grid connection of generators and network code on demand connection.** [S.l.], 2022. Disponível em: [https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Official\\_documents/Public\\_consultations/PC\\_2022\\_E\\_02/GCNCs%20Policy%20Paper-%20public%20consultation.pdf](https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Official_documents/Public_consultations/PC_2022_E_02/GCNCs%20Policy%20Paper-%20public%20consultation.pdf). Acesso em: 15 mai. 2024. Citado na p. 29.
- FROTSCHER, R.; RAVE, M.; TENYENHUIS, E.; UPADHYAY, P. Effect of reverse power flow on transformers. IEEE PES Transformers Committee. 2021. Disponível em: <http://grouper.ieee.org/groups/transformers/meetings/S2021-VirtualMtg/Documents/S21-ThuTutorial-ReversePowerFlowImpactOnTransformers.pdf>. Citado nas pp. 48, 121 e 150.
- GFG, G. F. G. **Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften** 1. 2021. Citado na p. 29.
- HASHEMINAMIN, M.; AGELIDIS, V. G.; SALEHI, V.; TEODORESCU, R.; HREDZAK, B. Index-based assessment of voltage rise and reverse power flow phenomena in a distribution feeder under high pv penetration. **IEEE Journal of Photovoltaics**, IEEE, v. 5, n. 4, p. 1158–1168, 2015. Citado nas pp. 32, 76, 84, 85 e 152.

- IEA. **Renewables 2023**. 2024. <https://www.iea.org/reports/renewables-2023>. Citado na p. 24.
- INMET. **Estação Meteorológica de Observação de Superfície Automática**. 2017. [Http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=estacoes/estacoesautomaticas](http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=estacoes/estacoesautomaticas). Citado na p. 58.
- INMET. **Dados Históricos Anuais**. 2022. <https://portal.inmet.gov.br/dadoshistoricos>. Citado nas pp. 9, 10, 94, 95 e 96.
- IWEH, C. D.; GYAMFI, S.; TANYI, E.; EFFAH-DONYINA, E. Distributed generation and renewable energy integration into the grid: Prerequisites, push factors, practical options, issues and merits. **Energies**, v. 14, n. 17, 2021. ISSN 1996-1073. Disponível em: <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/17/5375>. Citado na p. 24.
- MAJEED, I. B.; NWULU, N. I. Reverse power flow due to solar photovoltaic in the low voltage network. **IEEE Access**, IEEE, 2023. Citado na p. 32.
- MIZUNO, E. Overview of wind energy policy and development in japan. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 40, p. 999–1018, 2014. ISSN 1364-0321. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032114006364>. Citado na p. 30.
- MTERD, M. p. l. T. E. y. e. R. D. **Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica**. 2020. <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2020-17278>. Citado na p. 29.
- MTSRG, M. **Common Technical Standards Manual**. 2017. <https://www.mass.gov/doc/2017-common-technical-standards-manual/download>. Citado na p. 28.
- NETO, D. P. **Processo de otimização aplicada à análise de risco de investimento em geração de energia elétrica com fontes renováveis**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Goiás (UFG), 8 2017. Citado nas pp. 38 e 49.
- NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY CORPORATION. **Distributed Energy Resources: Connection modeling and reliability considerations**. [S.l.], 2017. Disponível em: <https://www.nrel.gov/grid/ieee-standard-1547/connection-modeling-reliability-consideration.html>. Acesso em: 15 mai. 2024. Citado na p. 27.
- OLIVEIRA, T. A. P. de. **Metodologia para análise de risco de investimento em fontes de geração heliotérmica do tipo torre solar no mercado regulado brasileiro**. 2020. Citado na p. 49.
- ONS. **Curva de Carga Horária - Histórico da Operação**. 2024. [https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/curva\\_carga\\_horaria.aspx](https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/curva_carga_horaria.aspx). Citado nas pp. 9 e 46.

- 
- RYLANDER, P. R. C. R. W. S. M.; PEPPANEN, J. **OpenDSS PVSystem and InvControl Element Models**. 2020. <https://sourceforge.net/projects/>. Citado nas pp. 9 e 38.
- STECANELLA, P. A. J. **Metodologia para a determinação dos impactos técnicos e financeiros provocados pela instalação de geração distribuída fotovoltaica em um sistema de distribuição**. 2020. Citado nas pp. 9, 37, 40, 42, 55, 70, 74, 75, 85, 86, 88, 90 e 91.
- TAMIZHMANI, G.; JI, L.; TANG, Y.; PETACCI, L.; OSTERWALD, C. Photovoltaic module thermal/wind performance: Long-term monitoring and model development for energy rating. **NCPV and Solar Program Review Meeting Proceedings, 24-26 March 2003, Denver, Colorado (CD-ROM)**. Disponível em: <https://www.osti.gov/biblio/15006842>. Citado nas pp. 10, 38, 95 e 96.
- VIEIRA, D. **Método para determinação do tipo de incentivo regulatório à geração distribuída solar fotovoltaica que potencializa seus benefícios técnicos na rede**. 2016. Citado na p. 41.
- YANG, S.; WANG, X.; XU, J.; TANG, M.; CHEN, G. Distribution network adaptability assessment considering distributed pv “reverse power flow” behavior—a case study in beijing. **Energy**, Elsevier, v. 275, p. 127497, 2023. Citado na p. 31.